

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

**2-я ВСЕРОССИЙСКАЯ
МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**
«Актуальные проблемы нефти и газа»

Тезисы докладов

07 - 09 ноября 2018г.

УДК 553.9 + 622.276 + 622.279 + 544.015.4

ББК 33.36 + 26.343 + 22.365

И76

Труды ИПНГ РАН (Москва): серия «Конференции».

Вып. 3(1). 2018

Выпуск одобрен на заседании Учёного совета ИПНГ РАН
(прот. № 5 от 12 сентября 2018 г.)

Вторая молодежная научная конференция
«Актуальные проблемы нефти и газа»

Молодёжная конференция проводится при финансовой поддержке
Российского фонда фундаментальных исследований
(Проект № 18-35-10035 мол_г)

Редакционная коллегия:

*И.М. Индрупский (ответственный редактор), В.Н. Курьяков,
К.В. Коваленко, Т.Н. Цаган-Манджиев, Д.П. Аникеев*

Актуальные проблемы нефти и газа. Труды ИПНГ РАН
(Москва). Серия «Конференции» / **Материалы Всероссийской
научной конференции 07 – 09 ноября 2018 г.,**

– М.: ИП Лысенко А.Д. "PRESS-BOOK.RU" – 2018 – 122 с.: ил. –

ISBN 978-5-6040655-4-9

В сборнике представлены тезисы докладов конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», проводимой Институтом проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), 07 – 09 ноября 2018 г., в г. Москва. Освещаются результаты фундаментальных и прикладных исследований по проблемам нефти и газа, полученные студентами и молодыми сотрудниками академических институтов, вузов и отраслевых научно-исследовательских организаций.

Для широкого круга специалистов, занимающихся проблемами геологии, экологии и разработки месторождений нефти и газа.

© ИПНГ РАН, 2018

Пленарные Доклады

- Кременецкий М.И., Ипатов А.И. 11
**Контроль динамики выработки нефтегазоносных
коллекторов в условиях сложного вскрытия. Современные
возможности. Проблемы. Перспективы**
- Курьяков В.Н. 14
**Современные оптические методы в исследовании
углеводородных систем**
- Дроздов А.Н. 17
**Технико-технологические аспекты геомеханического и
водо-газового воздействия на пласт**
- Индрупский И.М., Лобанова О.А. 18
**Моделирование неравновесных фазовых переходов при
разработке месторождений углеводородов**

Экспериментальные и теоретические исследования керна и пластового флюида

- Барышников Н.А., Куприянов А.Д., Орлов А.В., Зенченко Е.В.,
Турунтаев С.Б. 20
**Исследование фильтрационных свойств малопроницаемых
деформируемых пористых сред**
- Евдокимов И.Н., Могильниченко М.А. 21
**Структурные особенности вязкого течения парафинистых
углеводородных сред**
- Пономаренко О.М., Большаков М.Н. 23
**Изучение упругих свойств песчано-алевритовых пород
средней юры месторождения Урумчи**

<u>Самохвалов Н.И.</u> , Марутян О.О. Разработка методики определения относительной фазовой проницаемости с использованием результатов параметрического моделирования	25
Климов Д.С. Низкотемпературная поликонденсационная генерация водорода и углеводородов на основе физико-химического механизма разложения карбонизированной воды	26
Инякин В.В. Анализ проведения газоконденсатных исследований ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	28
<u>Стопорев А.С.</u> , Сизиков А.А., Чешкова Т.В., Семенов А.П., Манаков А.Ю., Винокуров В.А. Эффект самоконсервации газовых гидратов: влияние вмещающей среды	30
<u>Глотов А.В.</u> , Штырляева А.А. Оценка влияния теплового воздействия на поровую структуру при оценке емкостных свойств пород баженовской свиты с использованием метода синхронного термического анализа	32
<u>Глотов А.В.</u> , Молоков П.Б. Оценка содержания и динамики выделения воды в породах баженовской свиты	34
<u>Горшков А.М.</u> , Хомяков И.С. Экспериментальное исследование влияния температуры на фильтрационно-емкостные свойства образцов горных пород баженовской свиты	36
Марков П.В. Новый метод построения геометрии элементов моделей поровых сетей при расчете фильтрационных характеристик	38

- Нгуен Ф.К., Сафиева Р.З. 40
**Влияние твердых дисперсных частиц на устойчивость
водно-нефтяных эмульсий**
- Семигласов Д.Ю. 42
**Теоретические и экспериментальные исследования
функций относительных фазовых проницаемостей
при двухфазной фильтрации**
- Сизиков А.А., Стопорев А.С., Манаков А.Ю. 43
**Самоконсервация гидрата метана, полученного из
водонефтяных эмульсий**
- Паулиш Н.А., Киреев С.Е., Родионова Т. В., Комаров В.Ю. 45
**Исследование особенностей ближнего порядка в структуре
ионного клатратного гидрата
(*i*-C₅H₁₁)₄NBr·35H₂O**
- Инякина Е.И., Кузнецова Д.Р. 48
**Контроль газоконденсатной характеристики в процессе
разработки неокомских залежей Уренгойского НГКМ**
- Семенов А.П., Мендгазиев Р.И., Стопорев А.С.,
Якушев В.С., Винокуров В.А. 50
**Образование и разложение газовых гидратов в
многокомпонентных системах, моделирующих флюиды
месторождений**
- Семенов А.П., Мендгазиев Р.И., Стопорев А.С.,
Якушев В.С., Винокуров В.А. 52
**Термодинамические условия и кинетика образования
газовых гидратов в системах с индивидуальными и
смешанными ингибиторами**

- Угольников Е.А., Кондрашов И.А. 54
**Сравнение петрофизических методов определения
флюидонасыщенности образцов керна**
- Иванова Д.Д., Курьяков В.Н. 56
**Исследование фазовых переходов трикозана (C₂₃H₄₈) в
природной нефти методами динамического и статического
рассеяния света**
- Сергеев Г.Д. 58
**Возможности спектроскопического метода анализа фазовых
переходов парафинов и асфальтенов в пластовой нефти**
- Коваленко В.А., Федоровский С.А., Лобанов А.А. 59
**Влияние качества глубинных проб на результаты
исследования фазового поведения парафинов и асфальтенов
пластовой нефти**
- Фархадиан Абдолреза, Варфоломеев М.А., Ярковой В.В. 61
**Синтез и исследование новых кинетических ингибиторов
гидратообразования метана на основе полиуретана**
- Фархадиан Абдолреза, Варфоломеев М.А., Зарипова Ю.Ф. 63
**Синтез и оценка новых биоразлагаемых кинетических
ингибиторов гидратов метана**

**Разработка месторождений, численное
моделирование пластов**

- Буянов А.В. 65
**Обоснование экспресс-методик количественной
интерпретации термограмм в условиях нестабильно
работающей скважины**

<u>Мусакаев Э.Н.</u> , Родионов С.П., Косяков В.П. Вычислительная технология для управления коэффициентами продуктивности нагнетательных и добывающих скважин	66
<u>Бочков Р.Г.</u> , Черноголовина Н.А. Оценка вариантов различных систем сбора и транспортировки газа на УКПГ	68
Барышников Н.А., Зенченко Е.В., Зенченко П.Е., <u>Тримонова М.А.</u> , Турунтаев С.Б. Экспериментальные возможности моделирования гидроразрыва пласта	70
Магадова Л.А., Любименко В.А., <u>Руненков А.В.</u> Компьютерное моделирование шивки полимерных систем на примере водных растворов полиакриламида	72
<u>Чубаков Е.С.</u> , Кирсанов М.С. Перспективные технологии вовлечения в разработку баженовской свиты	74
Мусалеев Х. З. Информативные возможности ГДИС в нагнетательных скважинах с трещинами авто-ГРП	76
Быков Д.В. Применение геолого-технологической модели для расчета технологических показателей скважин месторождения им. В. Филановского при газлифтном способе эксплуатации	78
<u>Мусин А.Р.</u> , Жданов С.А., Осипов А.В. Оптимизация длины горизонтального участка скважины при парогравитационном дренировании пласта на основе численного моделирования	80

Гришина Е.И.	82
Прогноз продуктивности горизонтальной скважины с многостадийным ГРП по комплексным гидродинамическим и геофизическим исследованиям	
Костина Е.С.	84
Электротепловое воздействие на призабойную зону газоконденсатных месторождений	
Космачева М.С.	86
Влияние межпластового перетока по тектоническому нарушению на разработку нефтяной залежи	
<u>Гончарова Ю.А.</u> , Индрупский И.М.	88
Решение обратной задачи исследования скважин с помощью нейронных сетей	
<u>Ширяев И.М.</u> , Индрупский И.М.	90
Уточнение особенностей распределения ФЕС пластов в межскважинном пространстве при адаптации гидродинамических моделей	
<u>Кадырова А.Д.</u> , Хлюпин А.Н.	92
Задача оптимального управления разработкой в среде с эффектом памяти	
Махно М.А.	94
Моделирование фазовых переходов в стволе добывающей скважины	
Панарина Е.П.	95
Количественная оценка профиля притока при совместном вскрытии неоднородных коллекторов низкой проницаемости	

Хусаинов Р.А., Чепкасова Е.В.	97
Обеспечение требуемого качества товарного газа Чаяндинского НГКМ путем оптимизации системы разработки	
Дуркин С.М., Меньшикова И.Н.	99
Разработка методики численного моделирования трещиновато-пористых коллекторов высоковязкой нефти при тепловых методах разработки	
Ли К.	101
Микроскопические исследования процесса вытеснения нефти из залежи конгломератного типа	
<u>Нефтепоисковые исследования, геология нефти и газа</u>	
Изьюрова Е.С.	103
Условия формирования и эпигенетические изменения пород-коллекторов нижневендских терригенных отложений непско-ботуобинской антеклизы	
Герасимов Ю.А	105
К вопросу о формировании углеводородов	
Хисматуллина Э.Р.	107
Численная инверсия данных комплекса геофизических исследований скважин	
Якупова Е.М.	108
Методы изучения зон антиклинальных структур складчато-надвигового пояса северной части Предверхоянского прогиба	

Лазуткин Д.М. Развитие термокондуктивной расходомерии в горизонтальных нефтяных скважинах с использованием оптоволоконной измерительной системы	110
Афонин М.А. Модель развития Верхнедевонского рифа на юго-востоке Хорейверской впадины	112
Зинатуллина Л.И. Бассейновый анализ полуострова Ямал Западной Сибири на основе 3d моделирования	114
<u>Ершов А.В.</u> , Коновалова И.Н. Принципиальная модель образования залежей в верхнепермских речных барах и дельтах притоков Палеопечоры	116
<u>Драбкина А.Д.</u> , Данилова Е.М. Перспективы поисков залежей нефти и газа в нижнепермских рифогенных отложениях северной части Цильегорской депрессии	118
Буданов А.Б. Особенности типизации скважин месторождений западной сибири по продуктивности и геологическому строению баженовской свиты	120

Контроль динамики выработки нефтегазоносных коллекторов в условиях сложного вскрытия. Современные возможности. Проблемы. Перспективы

Кременецкий М.И.^{1,2}, Ипатов А.И.^{1,2}

¹ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

² ООО «Газпромнефть НТЦ»

Российская Федерация, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки
Мойки, д. 75–79, литера Д

Доля месторождений со сложными условиями разработки в структуре запасов непрерывно растет. Привычными стали скважины со сложным заканчиванием (горизонтальные, многоствольные, с множественным ГРП). Это кардинально изменило требования к системе контроля выработки запасов эксплуатационных объектов. Ее роль уже нельзя свести к решению эпизодических задач диагностики текущего состояния локальных объектов. Недостаточно просто обнаружить аномалии в поведении скважины и пласта. Возникает потребность оперативного принятия обоснованных решений по управлению разработкой и ее оптимизации.

Это заставляет изменить подход к технологии проведения исследований скважин. От отдельных (пусть периодических) циклов измерений происходит переход к непрерывному долговременному мониторингу промышленно-технологических, гидродинамических и геофизических параметров.

Движение в этом направлении поддерживается интенсивным развитием технических средств мониторинга: так называемых стационарных информационно-измерительных систем (СИИС). Достаточно вспомнить, как совсем недавно массовое внедрение современных ТМС в

добывающих скважинах механизированного фонда, с высокоточными датчиками на приеме насоса, кардинально изменило систему гидродинамического контроля. Реальностью стали ГДИС (как локальные, так и межскважинные) с охватом большей части добывающего фонда и ведущиеся в течение всего периода эксплуатации скважин.

Аналогичные тенденции, пусть и более медленно, идут в области промыслово-геофизических исследований (ПГИ). И здесь они прежде всего касаются скважин со сложными условиями вскрытия. Важно отметить, что новые технологии измерений дают «второе дыхание» традиционным методам ПГИ, прежде всего термометрии.

Высокие потенциальные возможности этого метода не вызывают сомнения. Не менее хорошо известен и его серьезный недостаток – ярко выраженная неоднозначность интерпретации. Долговременный стационарный мониторинг на основе распределенных оптоволоконных датчиков кардинально повышает информативность термических исследований, позволяя диагностировать быстро затухающие переходные процессы, связанные с резким изменением состояния и режима работы скважин и пластов, всегда сопутствующих разработке.

Возможность реализовать этот потенциал в современных условиях весьма кстати, поскольку в резких условиях падения результативности стандартного комплекса ПГИ в горизонтальных стволах термометрия сейчас взяла на себя основную информационную нагрузку по диагностике текущего состояния и динамики выработки коллекторов.

Однако вряд ли целесообразно в перспективе ограничивать арсенал ПГИ одним или несколькими методами, и подвижки в расширении арсенала методов мы тоже можем наблюдать. В состав комплекса уверенно возвращается пассивная акустика (шумометрия скважин), но возвращается в

иной ипостаси. Способность измерять сигнал с большой чувствительностью и в широком динамическом диапазоне частот делает данный метод незаменимым помощником в диагностике работающих толщин коллектора, зон трещин даже при низкой интенсивности притоков. Не исключено, что в ближайшем будущем удастся создать эффективный распределенный оптоволоконный датчик акустических сигналов. Работы в этом направлении уже идут.

Обладают дополнительными информативными возможностями при сложных условиях исследования и распределенные по сечению ствола датчики определения состава. Они связаны с мониторингом динамики изменения состава во времени при запуске скважины или форсировании депрессии.

Таким образом, современные средства измерений обладают высоким потенциалом. Но его реализация требует кардинальной модернизации средств обработки и интерпретации результатов. Требуется и существенное совершенствование современных средств визуализации данных. Есть потребность, также (и это основное) в развитии программного обеспечения для воспроизведения многообразия протекающих в скважине и пласте физических процессов (прежде всего многофазного теплопереноса).

При этом важно избежать риска использования подобных программ для формального анализа обратной задачи. Их основная роль состоит в анализе информативности и оптимизации технологий проведения измерений и интерпретации результатов, для повышения контрастности информационных эффектов и подавления помех.

СОВРЕМЕННЫЕ ОПТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Курьяков В.Н.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
kouryakov@ogri.ru

Метод динамического рассеяния света (*Dynamic Light Scattering - DLS*) – это метод, предназначенный для измерения размеров нано- и субмикронных частиц в жидкости в диапазоне размеров от 0,5 нм до нескольких микрометров. Метод является бесконтактным, не вносящим возмущение в исследуемую среду. Для его применения не требуется специального приготовления образцов. Кроме того, он является абсолютным, не требующим предварительной калибровки с использованием стандартных образцов. Метод отличается высоким быстродействием и точностью. Данный метод имеет еще одно название – фотонная корреляционная спектроскопия (ФКС).

В нефтегазовой отрасли в настоящее время проявляется особый интерес к технологиям, связанным с разработкой глубокозалегающих углеводородных залежей, некоторые из которых находятся в окологритическом состоянии. В связи с этим, задача изучения физических свойств углеводородных смесей в окрестности критической точки является актуальной для решения прикладных задач. На российском приборе *Photocor Complex* [1] проведены исследования трехкомпонентной углеводородной смеси метан-пропан-пентан с мольной концентрацией компонент 50%, 35% и 15% соответственно в около критической области [2, 3]. Для данной смеси из измерений температурных зависимостей давления и интенсивности рассеянного света вдоль десяти изохор в окологритической области с применением уравнения состояния, полученного в рамках масштабной теории [4],

определена фазовая диаграмма, критическая температура, критическое давление и критическая плотность. Проведенные исследования и полученные результаты показывают, что опробованная методика определения критических параметров углеводородных газовых флюидов дает хорошую точность определения положения критической точки на фазовой диаграмме и применима к смесям любого количества компонент. Можно разработать перспективный и востребованный коммерческий прибор для нефтегазовой промышленности по определению критических параметров углеводородных газовых смесей.

Отложение высокомолекулярных асфальто-смолисто-парафиновых веществ в призабойной зоне пласта, нефтепромысловом оборудовании, системах сбора и транспорта нефти является одним из наиболее серьезных осложнений, сопутствующих процессу нефтедобычи. Отложение этих веществ приводит к снижению дебита скважин, повышенному износу оборудования дополнительным энергетическим и материальным затратам. Остаются актуальными исследования, связанные с измерением предела устойчивости и кинетики агрегации асфальтенов в модельных и природных углеводородных системах, изучение влияния смол на предел устойчивости и кинетику агрегации асфальтенов, изучение механизмов воздействия ультразвука и температуры. Методом динамического рассеяния света проведены исследования агрегации асфальтенов в модельных системах и природных нефтях [5, 6]. Исследовано влияние смол и ультразвукового диспергирования на кинетику агрегации асфальтенов [7, 8]. Предложен новый способ определения порога устойчивости нефтяных систем по анализу скорости агрегации [7, 9]. Обнаружен новый эффект самостабилизации асфальтеновых агрегатов при многократной повторной агрегации [8].

Список литературы

1. Сайт российской компании-производителя приборов динамического рассеяния света: www.photocor.ru
2. Belyakov M.Yu., Gorodetskiy E.E. et. al. Chem.Phys., v.379, pp. 123, 2011.
3. Беляков М.Ю. и др. ТВТ, 2012, том 50, выпуск 4, с. 514.
4. Belyakov M.Yu., et. al. Chem. Phys., Vol. 362., 2009.
5. Yudin I.K., Anisimov M.A. In Asphaltene, Heavy Oils and Petroleomics. Springer, New York, 2007, p. 439.
6. Городецкий Е.Е. и др. «ВЕСТИ газовой науки» сб. науч. статей ВНИИГАЗ, 2010 г., №1(4).
7. Anisimov M. A., Ganeeva Yu. M., Gorodetskii E. E., Deshabo V. A., Kosov V. I., Kuryakov V. N, Yudin D. I., and Yudin I. K. Effects of Resins on Aggregation and Stability of Asphaltenes // Energy Fuels, 2014, 28 (10), pp. 6200–6209.
8. Курьяков В.Н. эл. науч. жур. «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика» ИПНГ РАН, 2013, 2(8). http://oilgasjournal.ru/vol_8/kuryakov.html
9. Городецкий Е.Е. и др. эл. науч. жур.. «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика» ИПНГ РАН, 2012, 2(6). http://oilgasjournal.ru/vol_6/gorodetsky.html

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ АСПЕКТЫ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО И ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Дроздов А.Н.^{1,2}

¹ Российский университет дружбы народов
Российская Федерация, 117198, Москва,
ул. Миклухо-Маклая, д.6

² ООО «Инновационные нефтегазовые решения»
Российская Федерация, 115682, Москва, ул. Шипиловская,
дом 64, корп.1, офис 147

Ранее в нефтепромысловом деле считалось, что при создании высокой депрессии на пласт имеют место только необратимые процессы снижения проницаемости, пористости и продуктивности во времени за счет геомеханических процессов. Однако, как свидетельствует промысловая практика, при снижении пластового давления продуктивность скважин не всегда уменьшается. В статье приведены фактические данные, подтверждающие существование положительного эффекта геомеханического воздействия в нефтяных пластах, приводящего в ряде случаев к формированию системы микротрещин в призабойной зоне и увеличению проницаемости. Кроме того, предложены различные варианты эффективной реализации геомеханического воздействия и перехода к эксплуатации добывающей или нагнетательной скважины без глушения.

Водогазовое воздействие (ВГВ) на пласт находит все более широкое внедрение как метод повышения нефтеотдачи. Наряду с геолого-физическими аспектами применения ВГВ, важной проблемой является эффективная реализация метода на промысле. В докладе будут представлены результаты лабораторных исследований процесса ВГВ, технико-технологические наработки по его реализации, а также результаты их внедрения на одном из отечественных месторождений.

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕРАВНОВЕСНЫХ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Индрупский И.М., Лобанова О.А.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3

Моделирование фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей является неотъемлемой частью современной практики проектирования и мониторинга разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений. Расчеты фазового поведения лежат в основе специализированных PVT-пакетов, а также блоков вычисления фазового состояния и свойств фаз в пакетах композиционного гидродинамического моделирования. Корректное описание фазового поведения важно для моделирования процессов разработки и добычи, сопровождающихся интенсивными фазовыми переходами в пласте, стволах скважин и наземном оборудовании.

Одно из ключевых предположений всех распространенных моделей состоит в том, что фазовое состояние и составы фаз углеводородной системы соответствуют условиям термодинамического равновесия. Однако существуют типовые ситуации для нефтяных и газоконденсатных залежей, когда подобные модели принципиально не применимы. Подобные ситуации также имеют место при течении углеводородных смесей в стволах скважин или наземном оборудовании.

Неравновесные эффекты приводят к существенным (на десятки процентов и даже в разы) отклонениям фактических параметров системы (давление насыщения, доли фаз и содержание компонентов в добываемой продукции) по

сравнению с оцениваемыми по равновесным моделям. Для решения практических задач специалисты вынужденно используют или существующие композиционные модели без учета неравновесных эффектов, или модели типа black oil с опцией ограничения скорости обратного растворения газа/конденсата. Эта опция основана на простом инженерном соотношении и не учитывает физические особенности неравновесных процессов.

В докладе будут представлены разработанные авторами методы и алгоритмы моделирования неравновесного фазового поведения, пригодные для широкого практического применения. Демонстрируется связь неравновесных эффектов с масштабом моделирования. В качестве приложений рассматриваются задачи гидродинамического моделирования в композиционной и black oil формулировках, а также задачи многофазных течений в стволах скважин. Приводятся примеры моделирования неравновесного фазового поведения реальных нефтяных и газоконденсатных смесей, включая воспроизведение фактической неравновесной динамики конденсатоотдачи на поздней стадии разработки Вуктыльского месторождения, а также примеры расчета многофазных течений в пласте и скважине с неравновесными фазовыми переходами.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ МАЛОПРОНИЦАЕМЫХ ДЕФОРМИРУЕМЫХ ПОРИСТЫХ СРЕД

Барышников Н.А., Куприянов А.Д., Орлов А.В.,
Зенченко Е.В., Турунтаев С.Б.

Институт Динамики Геосфер РАН,
Российская Федерация, 119334, Москва,
Ленинский проспект, 38, корпус 1
geospheres@idg.chph.ras.ru; alexkuprianov@mail.ru

В ходе работы была проведена серия опытов по изучению зависимости фильтрационных свойств малопроницаемых вязкоупругих образцов пористой породы под воздействием внешней нагрузки. В ходе опытов наблюдалось скачкообразное падение проницаемости при повышении давления обжатия. Сразу после этого происходило её дальнейшее постепенное снижение.

На основании предположений о характере деформирования порового пространства была предложена аналитическая модель зависимости проницаемости вязкоупругих пористых сред от приложенной нагрузки. При анализе результатов эксперимента проведено попарное сравнение последовательных скачков проницаемости при изменении давления обжатия.

Данный способ позволяет, несмотря на сложную историю деформирования образца, анализировать вид зависимости проницаемости от внешнего давления, что позволяет делать выводы о геометрии порового пространства образца.

СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ВЯЗКОГО ТЕЧЕНИЯ ПАРАФИНИСТЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Евдокимов И.Н., Могильниченко М.А.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65
mogilnichenkomaksim@rambler.ru

В связи с постоянно увеличивающимся объемом добычи вязких парафинистых нефтей нередко возникают трудности, связанные с кристаллизацией парафинов в нефтяном потоке при изменении его температурного состояния. В результате этого, в частности, происходит ухудшение реологических параметров флюидов, что негативно влияет на работу нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций.

Несмотря на распространенность подобных осложнений в нефтегазовом производстве, необходимое понимание физико-химических механизмов структурообразования парафинов в потоке нефти все еще не достигнуто. Путь к подобному пониманию по-прежнему осложнен сложным молекулярным строением нефти и многокомпонентным составом фракции парафинов.

Для изучения упомянутых механизмов нами были проведены экспериментальные исследования структурных особенностей вязкого течения модельных парафинистых жидкостей. Модельной нефтью служил гептол: смесь толуола и *n*-гептана (1:1). Модельным представителем нефтяных парафинов являлся трикозан ($C_{23}H_{48}$). Содержание парафинов варьировали в диапазоне 0,1–25% масс. Проводили измерения динамической вязкости приготовленных растворов – характеристики, обладающей повышенной чувствительностью к изменениям структуры дисперсных систем. Режим

измерения: постоянная скорость сдвига (200 и 800 с^{-1}), температурный диапазон от 35°C до -40°C .

В результате работы были получены температурные зависимости вязкости парафинистых растворов. Экспериментально продемонстрирована линейная зависимость температуры начала кристаллизации (ТНК) парафинов от логарифма их концентрации в растворе, а также показано отсутствие гистерезиса ТНК при охлаждении и последующем нагревании исследуемых образцов. Анализ энергетики структурных превращений в изучаемых жидкостях с помощью уравнения Аррениуса-Френкеля позволил установить наличие нескольких дисперсных состояний пористых агрегатов кристаллов парафинов, обуславливающих ухудшение реологии растворов. Уже при содержании парафинов $<3\%$ масс. в модельной нефти формируются свободнодисперсные системы, где элементами дисперсной фазы являются пористые агрегаты парафинов, содержащие (по объему) более 90% захваченной нефти. Пороговые концентрации ($3-4\%$ масс.) соответствуют формированию связнодисперсного геля и, как следствие, значительному возрастанию вязкости флюида (в десятки–сотни раз). Подобные структурные состояния характерны для всех исследуемых скоростей (200 и 800 с^{-1}) течения парафинистых растворов.

**ИЗУЧЕНИЕ УПРУГИХ СВОЙСТВ ПЕСЧАНО-
АЛЕВРИТОВЫХ ПОРОД СРЕДНЕЙ ЮРЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ УРУМЧИ**

Пономаренко О.М., Большаков М.Н.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
olegponomarenko.m@gmail.com

При интерпретации данных ГИС обычно используют зависимости типа «кern-кern», полученные при атмосферных условиях, не учитывающих пластовые условия залегания породы. Знание упругих свойств горной породы, при естественных условиях залегания пласта, необходимо для: полной и эффективной/корректной методики количественной интерпретации результатов акустического каротажа (DTP, DTS); проектирования различных технологических мероприятий в скважинах; оценки напряженного состояния массива горных пород.

В ходе работы с целью изучения упругих свойств песчано-алевритовых пород средней юры месторождения Урумчи (Устюрт, Узбекистан) были выполнены петрофизические исследования на установке высокого давления AutoLab 1000 (USA KORTEST). Условия эксперимента: эффективное давление: от 40 до 50 МПа и температура 20 и 100 °С для двух состояний водонасыщенности – полной и частичной (остаточная водонасыщенность).

Эмпирическая зависимость $\Delta T=f(Kп)$, полученная на основе данных определения упругих (V_p , V_s) и фильтрационно-емкостных свойств ($Kп$) песчано-алевритовых пород при различных термобарических условиях приведена на рис. 1. Согласно рис. 1, расхождения в области значений, характеризующих улучшенные коллекторские свойства,

являются принципиальным моментом. По данным скорости распространения продольных и поперечных волн в термобарических условиях, используя уравнения теории упругости, выявлены зависимости упругих характеристик песчано-алевритовых пород от коэффициента открытой пористости: модуль Юнга: $E=76,1 \cdot K_{п} \cdot 0,34$, $R^2=0,97$ (1), Модуль сдвига: $G=25,91/e^{0,06K_{п}}$, $R^2=0,97$ (2), коэффициент объемного сжатия: $K=0,22 \cdot K_{п} + 1,12$, $R^2=0,97$ (3)

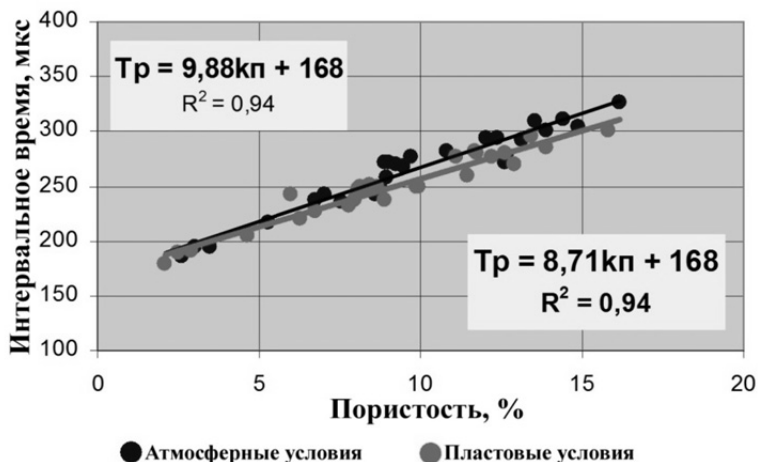


Рис. 1. Зависимость интервального времени пробега продольных волн от коэффициента открытой пористости для песчано-алевритовых пород, при различных термобарических условиях

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЗУЛЬТАТОВ
ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Самохвалов Н.И., Марутян О.О.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
hikz1@mail.ru

Одними из основных параметров для изучения процессов фильтрации пластовых флюидов в емкостном пространстве пород нефтяных и газовых месторождений являются относительные фазовые проницаемости (ОФП).

ОФП для воды, нефти и газа определяются путем сложных и трудоемких лабораторных исследований, а объем получаемых данных обычно недостаточен для того, чтобы охарактеризовать фильтрационно-емкостные свойства неоднородных коллекторов.

Прогноз ОФП по данным ГИС имеет большое практическое значение, так как позволяет не только наиболее полно охарактеризовать интервал исследования как объект разработки, но и является основой для гидродинамического моделирования.

В работе представлены результаты комплексирования лабораторных и скважинных исследований с целью определения ОФП. Кривые ОФП в лабораторных условиях моделировались с помощью установки аспирационной термомассометрии (АТММ), которая позволяет исследовать водонасыщенность образцов во всем диапазоне насыщенности. Стоит отметить, что исследования АТММ, в отличие от стандартных методов определения ОФП, могут охватывать существенно большее количество образцов и достаточно легки в применении.

**НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ
ПОЛИКОНДЕНСАЦИОННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ВОДОРОДА
И УГЛЕВОДОРОДОВ НА ОСНОВЕ ФИЗИКО-
ХИМИЧЕСКОГО МЕХАНИЗМА РАЗЛОЖЕНИЯ
КАРБОНИЗИРОВАННОЙ ВОДЫ**

Климов Д.С.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
seydem@mail.ru

В последние годы при разработке нефтяных месторождений всё больше возрастает роль различных технологий повышения нефтеотдачи пластов, основанных на закачке диоксида углерода в различных модификациях. При этом также решается проблема утилизации углекислого газа, тем более что антропогенных источников CO_2 предостаточное количество.

Выполненные в значительных объемах исследования и опытно-промышленные эксперименты, направленные на эффективность разработки месторождений нефти на основе закачки в пласт углекислого газа в различных модификациях, способов утилизации CO_2 , часто не учитывают физико-химические механизмы синтеза водорода и углеводородов, сопровождающие стационарный и нестационарный режимы фильтрации флюидов в подземных пластах. В частности, речь идет о метеогенных (дождевых), сточных, подземных и пластовых водах, которые могут вступать в физико-химические реакции с породами осадочного чехла земной коры. Реальность такого синтеза углеводородов частично отвергается сторонниками популярных теорий нефтегазообразования, и потому данный механизм сегодня остается крайне слабо изученным, нуждающимся в экспериментальном подтверждении.

Нельзя сказать, что подозреваемые химические реакции не привлекали ранее внимание ученых. Они, например, исследовались в рамках доказательства справедливости абиогенного генезиса углеводородов. Однако они проводились при учете влияния сторонних воздействий на процесс генезиса (вибро-тектонических, сейсмических).

На основе проведенных специализированных экспериментальных исследований, имитировавших подобие природных процессов, была установлена справедливость прохождения поликонденсационных реакций синтеза нормальных алканов при низких термобарических условиях.

В прикладном плане эти исследования могут способствовать обоснованию процессов восполнения запасов нефти и газа, не учитываемой ранее внутрислоевой генерации водорода, а также могут положить основу экологически чистому промышленному методу производства водорода с использованием в качестве сырья углекислого газа.

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Инякин В.В.

Тюменский индустриальный университет
Российская Федерация, 625000, г.Тюмень, ул.Володарского, 38
injakinvv@tyuiu.ru

Ачимовская толща Уренгойского НГКМ характеризуется высоким содержанием конденсата в пластовом газе, достоверность определения которого является одной из первостепенных задач при проведении комплексных исследований газоконденсатных скважин и пластов.

Для проведения промысловых газоконденсатных исследований использовалось два типа оборудования:

- разделяющее всю продукцию скважин на газ и конденсат,

- разделяющее только часть продукции скважин.

При исследовании скважин, эксплуатирующих ачимовские залежи, следующее оборудование:

- ❖ Передвижной комплекс для исследования и освоения скважин (ПКИОС);
- ❖ Малая термостатируемая сепарационная установка (МТСУ);
- ❖ Многофазный расходомер PhaseTester Vx*;
- ❖ Передвижной комплекс для замера дебита скважин (ПКДС).

Применяемое оборудование имеет свои достоинства и недостатки, которые отражаются на достоверности определения промыслового КГФ и состава пластового газа.

Для получения достоверной информации о пластовой нефтегазоконденсатной системе при промысловых

газоконденсатных исследованиях необходимо соблюдение следующих условий:

- ✓ поступление в скважину газоконденсатной смеси, идентичной пластовой;
- ✓ полный вынос жидкой фазы (конденсата) с забоя и из ствола скважины;
- ✓ установившийся режим работы скважины;
- ✓ отсутствие гидрато- и парафинообразование на режимах работы скважины;
- ✓ условия сепарации;
- ✓ история эксплуатации скважины до проведения исследования скважины на газоконденсатность.

Список литературы

1. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром ЭКСПО, 2011. Ч.1. 234 с.

ЭФФЕКТ САМОКОНСЕРВАЦИИ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ: ВЛИЯНИЕ ВМЕЩАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Стопорев А.С.^{1,2,3}, Сизиков А.А.², Чешкова Т.В.⁴,
Семенов А.П.¹,

Манаков А.Ю.^{2,3}, Винокуров В.А.¹

¹ РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина,
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

² Институт неорганической химии
им. А.В. Николаева СО РАН,

Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск,
проспект академика Лаврентьева, 3

³ Новосибирский государственный университет,
Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск,
ул. Пирогова, 2

⁴ Институт химии нефти СО РАН,
Российская Федерация, 634021, г. Томск,
проспект Академический, 4

stopor89@bk.ru

Газовые гидраты представляют собой кристаллические соединения газа и воды, которые широко распространены в природе (до 120 000 трлн м³ газа) [1]. Данные соединения способны концентрировать до 150-170 объемов газа на объем гидрата при относительно низком давлении, что может использоваться для хранения и транспортировки природного газа [2]. Такие газогидратные технологии основаны на явлении самоконсервации, которое связано с образованием ледяной корки на поверхности частиц гидрата при их начальном разложении при температурах ниже 0 °С [2]. В предыдущих работах нами было продемонстрировано, что наличие сырой нефти приводит к необычайно эффективной самоконсервации мелких частиц гидрата (например, [3]).

В данной работе мы представляем результаты исследований разложения гидрата метана в системах, содержащих различные фракции нефти. Было выявлено, что за проявление эффекта самоконсервации ответственна фракция насыщенных углеводородов. Полученные данные способствуют более полному пониманию данного феномена.

*Исследование выполнено за счет гранта Российского
научного фонда (проект № 17-77-10051).*

Список литературы

1. Chong Z.R., Yang S.H.B., Babu P., Linga P., Li X.S. Review of Natural Gas Hydrates as an Energy Resource: Prospects and Challenges // Appl. Energy. – 2016. – V. 162. – P. 1633-1652
2. Veluswamy H.P., Kumar A., Seo Y., Lee J.D., Linga P. A Review of Solidified Natural Gas (SNG) Technology for Gas Storage via Clathrate Hydrates // Appl. Energy. – 2018. – V. 216. – P. 262-285
3. Stoporev A.S., Manakov A.Yu., Altunina L.K., Strelets L.A. Self-Preservation of Gas Hydrate Particles Suspended in Crude Oils and Liquid Hydrocarbons: Role of Preparation Method, Dispersion Media, and Hydrate Former // Energy Fuels. – 2016. – V. 30. – P. 9014-9021

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
ПОРОВУЮ СТРУКТУРУ ПРИ ОЦЕНКЕ ЕМКОСТНЫХ
СВОЙСТВ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА СИНХРОННОГО
ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА**

Глотов А.В.¹, Штырляева А.А.²

¹ ОАО «ТомскНИПИнефть»,
Российская Федерация, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72

² Санкт-Петербургский Горный университет,
Российская Федерация, 199106, Санкт-Петербург,
Васильевский остров, 21 линия, 2
GlotovAV@tomsknipi.ru

Для оценки влияния теплового воздействия на поровую структуру и открытую пористость, определяемую с использованием метода синхронного термического анализа (СТА) [1], использованы методы ртутной порометрии и микрофотографии.

Результаты исследований показали преобразование изначальной поровой структуры со слабосвязанными и хаотично расположенными субизометричными порами в ориентированную вдоль слоистости линзовидную поровую структуру. Нагревание до температуры начала пиролиза органического вещества привело к слиянию существующих микропор и увеличению открытой пористости в два раза, тепловому расширению образцов до 8%. Однако столь радикальные изменения являются «настройкой» поровой структуры на субмикронном уровне. И при масштабировании на объем образца реализуются в резком увеличении фильтрационно-емкостных свойств породы лишь при температуре пиролиза органического вещества. Об этом свидетельствуют близкие значения открытой пористости, определенной по ртути (ртутная порометрия) и с

использованием СТА, образцов, подвергнутых нагреву до температуры начала пиролиза органического вещества.

Метод микротомографии в силу особенностей пород нефтяных сланцев существенно ограничен в оценке их фильтрационно-емкостных свойств, при этом способен наглядно продемонстрировать эволюцию порового пространства при нагревании.

Использование СТА при оценке открытой пористости баженовской свиты, несмотря на наблюдаемую трансформацию поровой структуры, сохраняет присущие ему преимущества по отношению к традиционно используемым методам оценки емкостных свойств.

Список литературы

1. Готов А.В. Использование метода синхронного термического анализа при оценке открытой пустотности и полноты экстракции пород баженовской свиты/ А.В. Готов, С.В. Парначев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. - №3. – с. 38-43.

ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ И ДИНАМИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ ВОДЫ В ПОРОДАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Глотов А.В.¹, Молоков П.Б.²

¹ОАО «ТомскНИПИнефть»,

Российская Федерация, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72

²Северский технологический институт НИЯУ МИФИ,

Российская Федерация, 636036, Томская область, г. Северск,

пр. Коммунистический, 65

GlotovAV@tomsknipi.ru

Проблема оценки содержания воды, её формы нахождения в породах баженовской свите прямо связана не только с подсчетом запасов углеводородов, но и с применением тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Существуют различные оценки водосодержания пород от 0,38% (Силич, 1985) до 0,8 % (Кокорев, 2010) и более. При этом важным фактом является безводность добываемой нефти. Для ответа на причину этого несоответствия были исследованы два основных литотипа пород свиты разной размерности методом синхронного термического анализа, совмещенного с масс- и ИК-Фурье спектроскопией в интервале температур до пиролиза органического вещества.

Результаты исследований показали, что количество выделенной воды, её динамика непосредственно связаны с размерностью образцов, с увеличением которых возрастают температуры начала, окончания и максимальной интенсивности десорбции воды. Так, при размере образца 0,05 мм содержание воды 0,8%, начало десорбции 40⁰С, то при размере 5 мм – содержание воды достигает 3,6%, а температура начала десорбции - 173⁰С. Для карбонатизированных разностей пород содержание воды ниже, а температуры выше. Выделяемая вода главным образом связана с адсорбционно-связанной водой глинистых

минералов, которые в значительной степени утратили способность адсорбировать воду и сорбируют органическое вещество [1].

Традиционные методы оценки насыщенности стандартных образцов не способны полностью очистить открытое поровое пространство, дополнительную ошибку даёт разрушение глинистых минералов (хлорит) [2]. Вода в качестве окисляющего и/или вытесняющего агента при тепловых МУН будет реализована при температурах прогрева пород от 170⁰С до 200⁰С.

Список литературы

1. Шалдыбин М.В., Крупская В.В, Глотов А.В. и др. Петрография и минералогия глин аномально люминесцирующих прослоев баженовской свиты Западно-Сибирского осадочного бассейна // Нефтяное хозяйство. – 2018. - №2. – с. 36-40.
2. Глотов А.В., Парначев С.В. Использование метода синхронного термического анализа при оценке открытой пустотности и полноты экстракции пород баженовской свиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. - №3. – с. 38-43.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ
ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ
СВОЙСТВА ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ**

Горшков А. М.¹, Хомяков И. С.²

¹АО «Геологика»,

Российская Федерация, 630007, г. Новосибирск,

ул. Красный проспект 1, оф. 305

gorshkov@geologika.ru

²Национальный исследовательский Томский

политехнический университет,

Российская Федерация, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Нефтяные сланцы считаются перспективной заменой традиционных нефтей из-за их больших запасов и широкого распространения. В России сланцевая нефть сосредоточена в доманиковых отложениях Волго-Уральской провинции (ресурсы 32,3 млрд. т [1]) и баженовской свите в пределах Западно-Сибирской провинции (ресурсы 22 млрд. т [2]). Накопленный многолетний промысловый опыт добычи нефти из отложений баженовской свиты указывает на низкий коэффициент извлечения нефти (3%) при разработке на естественном режиме. Для повышения нефтеотдачи нефтематеринских сланцевых пород наиболее эффективными являются тепловые методы, позволяющие под действием высоких температур превращать кероген в жидкие и газообразные углеводороды и добывать дополнительную нефть из микротрещин за счет улучшения коллекторских свойств пород.

Целью работы являлось экспериментальное исследование влияния температуры на (ФЕС) пород баженовской свиты. В качестве объекта исследования были

выбраны образцы горных пород баженовской свиты с высоким содержанием керогена (до 20%).

Сущность лабораторных экспериментов по моделированию теплового воздействия на сланцевые породы заключалась в ступенчатом нагреве раздробленных образцов кернa в муфельной печи в кислородной среде от комнатной температуры до 350 °С и определении ФЕС раздробленного кернa методом GRI [3]. Время обработки составляло 24 часа во всех экспериментах.

В работе показано, что с увеличением температуры наблюдается увеличение открытой пористости до 35% и матричной проницаемости на 8 порядков и выше для исследуемых образцов кернa.

Список литературы

1. Ананьев В. В., Смелков В. М., Пронин Н. В. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. <http://www.vipstd.ru/gim/content/view/459/>
2. Тимакова Н. «Льготный тариф», Коммерсант, приложение «Нефть и газ». – №110. – 20 июня 2012.
3. Luffel D. L., Hopkins C. W. Matrix Permeability Measurement of Gas Productive Shales SPE Annual Technical Conference and Exhibition (3–6 October, Houston, Texas, USA). SPE 26633-MS, – 1993.

НОВЫЙ МЕТОД ПОСТРОЕНИЯ ГЕОМЕТРИИ ЭЛЕМЕНТОВ МОДЕЛЕЙ ПОРОВЫХ СЕТЕЙ ПРИ РАСЧЕТЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Марков П.В.

ООО «ЮНИ-КОНКОРД»,

Российская Федерация, г. Тюмень,

ул. Республики 14/7, офис 305

markov.pv@mail.ru

При моделировании разработки нефтяных и газовых месторождений крайне важным является качественное обоснование фильтрационно-емкостных свойств. Проводимых экспериментов на керне зачастую не достаточно для более полного статистического описания моделируемой пластовой системы. К примеру, относительные фазовые проницаемости для процесса дренажа определяются достаточно редко. Одним из выходов является разработка и применение новых методов поромасштабного моделирования процессов фильтрации, которые учитывают всю сложность структуры пустотного пространства, распределение типов пород в образце, свойства и распределение флюидов в образце, различные типы процессов фильтрации, но при этом позволяют достаточно быстро и просто получать достоверные результаты.

В предлагаемом новом методе расчета сначала для каждого элемента сети по отдельности получаются семейства численных решений на основе методов из [4], далее эти результаты используются для решения задачи моделирования одно- и двухфазного течения в моделях поровых сетей (обзор методов дан в статье [1]). Шаги предлагаемого метода:

- Методом максимальных шаров [2] из исходного трехмерного изображения пустотного пространства (может быть получен томографией или с помощью фотографий шлифов керна [1]) выделяются массивы вокселей, которые

являются порами и капиллярами. На основе полученной системы пересекающихся шаров строятся связи между порами и капиллярами.

- Далее выделяются массивы граничных вокселей для пор и капилляров, по которым они связаны друг с другом. Для каждого полученного массива вокселей задается трехмерная сеточная область и решается отдельно задача одно- и двухфазного течения.
- Полученные результаты далее используется для моделирования одно- и двухфазного течения во всей сети пор и капилляров и оценки абсолютной проницаемости, относительной фазовой проницаемости и капиллярного давления всей модели.

Тестовые расчеты проведены на основе широко используемых в литературе результатов компьютерной томографии для песчаника Berea [3]. Расчеты показали хорошее соответствие известным в литературе экспериментальным данным для выбранного образца керна.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-29-15119.

Список литературы

1. Марков, П.В. Использование моделей микроструктуры пористой среды при расчете фильтрационных характеристик для гидродинамических моделей / П.В. Марков, С.П. Родионов. // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С.64-75.
2. Al-Kharusi, A.S. Network extraction from sandstone and carbonate pore space images / A.S. Al-Kharusi, M.J. Blunt. // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2007. - № 56. - P. 219–231.
3. Dong, H. Micro-CT imaging and pore network extraction [Текст]: PhD dissertation / Dong Hu. - London, Imperial College, 2007. - 217 p.
4. Patzek, T.W. Shape factor and hydraulic conductance in noncircular capillaries I. One-phase creeping flow / T.W. Patzek, D.B. Silin. // Journal of Colloid and Interface Science. - 2001. - Vol. 236. - P. 295-304.

ВЛИЯНИЕ ТВЕРДЫХ ДИСПЕРСНЫХ ЧАСТИЦ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДНО-НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Нгуен Ф.К., Сафиева Р.З.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

Интерес исследователей к стабилизации водно-нефтяных эмульсий путем использования твердых дисперсных частиц со времени обнаружения этого явления Рамсденом [1] в 1903 году в последнее время возобновился. Сами эмульсии, стабилизированные твердыми частицами, получили название Пикеринг-эмульсии, по имени автора, давшего их подробное описание [2]. Пикеринг-эмульсии по сравнению с ПАВ как стабилизаторами эмульсий, отличаются более высокой стабильностью к коалесценции и изотермической перегонке, более устойчивы к изменению рН среды и составу фаз. В отличие от эмульсий, стабилизированных ПАВ, для эмульсий Пикеринга не требуется плотный слой – стабильные эмульсии образуются даже при 5%-м покрытии поверхности частицами [3]. Кроме того, как правило, твердые частицы малотоксичны, имеют низкую себестоимость.

Водно-нефтяные эмульсии в нефтяной практике встречаются на многих этапах технологического цикла: при добыче нефти и разработке реагентов для добычи нефти, а также при промысловой подготовке нефти и ее транспортировке. Часто в составе водно-нефтяных эмульсий присутствуют твердые частицы механических примесей, которые обычно подлежат удалению (до определенного уровня), но их влияние на устойчивость эмульсий недостаточно изучено. Отличным кандидатом на роль твердых частиц для стабилизации водно-нефтяных эмульсий являются

алюмосиликатные частицы, в том числе, галлуазит. В отличие от планарных алюмосиликатных частиц каолина галлуазит имеет характерные особенности, связанные с тем, что он представляет собой многослойную трубку, имеет цилиндрическую форму с характерными размерами длиной примерно 1 мкм и диаметром 15-20 нм с внутренней полостью, называемой люменом.

В данной работе было исследовано влияние галлуазита на модельные эмульсии, имитирующие водно-нефтяные системы. Модельные эмульсии были приготовлены путем смешения фракции парафино-нафтеновых (Primol-352 и Эксол Д 60) углеводородов, (от 30% до 60%) с водным раствором хлорида кальция (25%) в присутствии (1%) не растворимого в воде неионогенного ПАВ (SPAN 80). Первые результаты исследований влияния галлуазита на устойчивость модельных эмульсий подтверждают правильность ранее известных фактов.

Список литературы

1. *Ramsden W.*, Separation of solids in the surface-layers of solutions and suspensions, Proc. Royal Soc. London, 1903, 72, 156-164.
2. Pickering S.U., Emulsions, J.Chem. Soc., 1907, 91, 2001-2021.
3. *E.Vignati, R.Piazza, T.P. Lockhart*, Pickering emulsions: Interfacial tension, colloidal layer morphology, and trapped particle motion, Langmuir, 2003, 19, 6650-6656

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФУНКЦИЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ПРИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Семигласов Д.Ю.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
samuell@bk.ru

В рамках классической модели двухфазной фильтрации вводятся априорные соотношения - функции относительных фазовых проницаемостей, которые определяют взаимную подвижность флюидов при их совместном течении. Изучение функции ОФП при разработке нефтегазоконденсатных пластов имеет важное практическое значение и дает возможность инженеру легко оценить эффективность применения существующих технологий заводнения для конкретного объекта разработки.

Равновесная формулировка закона фильтрации Дарси предполагает, что вводимые зависимости ОФП являются функциями насыщенности и определяют «невязкие» силовые составляющие взаимодействия флюидов со скелетом поровой среды, особенности влияния которых выявляются, как правило, экспериментально. Обширные лабораторные исследования функций ОФП не могут быть в полной мере проанализированы, в связи с отсутствием достаточных теоретических основ, связанных со сложностями качественного исследования задач осреднения фильтрационных параметров. Вместе с тем построение более сложных моделей двухфазной фильтрации на основе анализа течения в упрощенных структурах пористого материала позволяет в некоторой степени обобщить накопленный экспериментальный материал.

В рамках работы используется простейшая модель Стайлса (и ее естественные обобщения) для анализа результатов двухфазных стационарных/нестационарных тестов по определению функций относительных фазовых проницаемостей без необходимости применять аппарат решения обратных задач.

**САМОКОНСЕРВАЦИЯ ГИДРАТА МЕТАНА,
ПОЛУЧЕННОГО ИЗ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ**

Сизиков А.А.¹, Стопорев А.С.^{1,2,3}, Манаков А.Ю.^{1,2}

¹ Институт неорганической химии им. А.В. Николаева
СО РАН,

Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск, пр. акад.
Лаврентьева, 3

aasizikov88@gmail.com

² Новосибирский государственный университет,
Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск,
ул. Пирогова, 2

³ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

Эффект самоконсервации газовых гидратов в условиях отрицательных по Цельсию температур состоит в резком уменьшении скорости разложения гидратной частицы при образовании на ее поверхности корки льда [1]. Известно, что малые частицы гидратов в нефтяных дисперсиях могут демонстрировать эффективную самоконсервацию, существенно снижающую скорость их разложения (и, соответственно, повышающее время жизни такой частицы) при температурах ниже 0°C [2]. Возможность реализации данного явления следует учитывать при ликвидации газогидратных пробок и при разработке технологий совместного транспорта нефти и попутного нефтяного газа в форме газогидратной дисперсии.

В настоящей работе мы изучили особенности разложения и самоконсервации диспергированных в сырых нефтях частиц гидрата метана в отсутствие перемешивания и глубокого замораживания образцов. В экспериментах

варьировались толщина слоя гидратной дисперсии и наличие/отсутствие ПАВ при приготовлении эмульсии.

В работе показано, что самоконсервация малых (менее 30 мкм) частиц гидрата метана в нефтяных дисперсиях может происходить при температурах -5 – -20°C без предварительного глубокого замораживания образца. Показано, что в подвергшихся самоконсервации образцах по мере увеличения степени разложения гидрата (α) энергия активации процесса разложения увеличивается с 40 кДж/моль при $\alpha=0.2$ до 120 кДж/моль при $\alpha=0.7$. Как оказалось, самоконсервация в более толстом слое суспензии протекает более эффективно, а наличие в гидратной суспензии поверхностно-активных веществ снижает эффективность самоконсервации.

Список литературы

1. Yakushev V.S., Istomin V.A. Gas hydrate self-preservation effect // Maeno N., Hondoh T. (eds.) Physics and Chemistry of Ice. Sapporo: Hokkaido University Press, 1992. P. 136–140.
2. Stoporev A.S., Manakov A.Yu., Altunina L.K., Bogoslovsky A.V., Strelets L.A., Aladko E.Ya. Unusual self-preservation of methane hydrate in oil suspensions // Energy & Fuels. 2014. V. 28. No. 2. P. 794–802.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ БЛИЖНЕГО
ПОРЯДКА В СТРУКТУРЕ ИОННОГО КЛАТРАТНОГО
ГИДРАТА $(i\text{-C}_5\text{H}_{11})_4\text{NBr}\cdot 35\text{H}_2\text{O}$**

Паулиш Н.А.^{1,2}, Киреев С.Е.^{3,1}, Родионова Т.В.²,
Комаров В.Ю.^{2,1}

¹ Новосибирский государственный университет,
Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск,
ул. Пирогова, 1

² Институт неорганической химии
им. А.В. Николаева СО РАН

Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск, проспект
академика Лаврентьева, 3

³ Институт вычислительной математики и математической
геофизики СО РАН

Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск, проспект
академика Лаврентьева, 6

paulish98@mail.ru

Ионные клатратные гидраты – соединения, родственные газовым гидратам. Они состоят из водно-анионного каркаса (хозяина), включающего в свои полости ионы гостя. Эти соединения имеют структуру каркаса хозяина, родственную газовым гидратам, однако, из-за более сильного взаимодействия между гостем и хозяином они имеют более высокие температуры плавления. В связи с этим они могут использоваться для хранения и транспортировки природного газа в виде смешанных гидратов, а также для ускорения нуклеации газовых гидратов.

В качестве объектов исследования выбран ионный клатратный гидрат тетра-изо-амиламмония $(i\text{-C}_5\text{H}_{11})_4\text{NBr}\cdot 35\text{H}_2\text{O}$ (рис. а). Модель структуры, полученная методом рентгеноструктурного анализа (усредненная структура, рис. б) свидетельствует о наличии разупорядочения

как в гостевой, так и в хозяйской подсистемах. Наличие на дифрактограммах диффузного рассеяния в слоях, перпендикулярных оси c^* (рис. в) позволяет предположить наличие областей с упорядочением гостя с характерными размерами меньше 100 нм. Основной вклад в диффузное рассеяние, по-видимому, вносит позиционное упорядочение ионов гидратообразователя. Для получения количественного описания особенностей ближнего порядка нами разрабатывается программное обеспечение для генерации масштабных локально упорядоченных атомных структур данного гидрата и расчета для них интенсивности диффузного рассеяния.

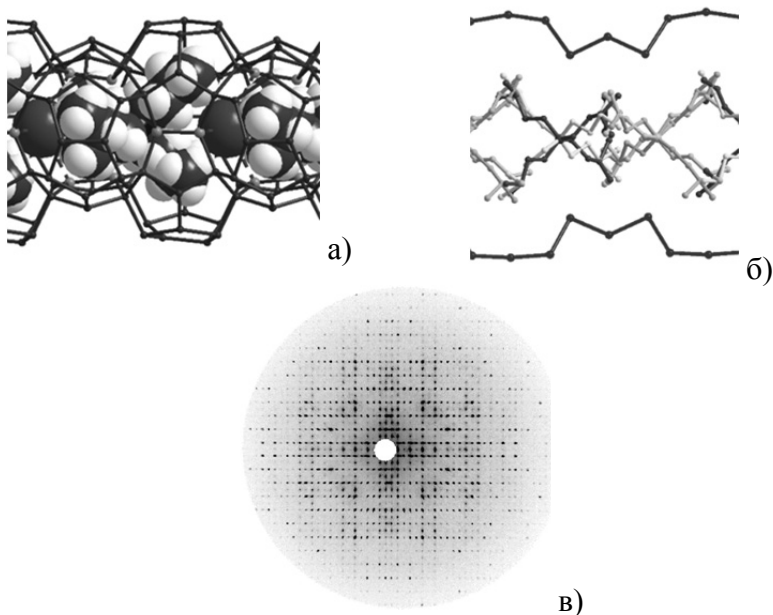


Рисунок. Вариант локального расположения гостя в каркасе (а), усредненная структура (б) и диффузное

**рассеяние в сечении 3kl (в) для $(i\text{-C}_5\text{H}_{11})_4\text{NBr}\cdot 35\text{H}_2\text{O}$, *Fmm2*,
элементарная ячейка $11,9\times 47,5\times 21,7 \text{ \AA}^3$**

КОНТРОЛЬ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕОКОМСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

Инякина Е.И., Кузнецова Д.Р.

Тюменский индустриальный университет,
Российская Федерация, 625000, г.Тюмень, ул.Володарского, 38
injakinvv@tyuiu.ru

Цель данной работы выполнить анализ изменения газоконденсатной характеристики (ГКХ) и скорректировать зависимость потенциального содержания конденсата ($\text{П}_{\text{C5+}}$) в добываемом газе от пластового давления, на основании результатов газоконденсатных исследований (ГКИ) за весь период эксплуатации объектов разработки. Данная зависимость непосредственно используется для расчета количества извлекаемого конденсата при проектировании разработки месторождения. В процессе сравнительного анализа полученных зависимостей необходимо установить отклонение проектных значений от фактических.

Для получения достоверной информации о ГКХ, согласно Р Газпром 086-2010 [1] газоконденсатные исследования рекомендовано проводить на режимах с обеспечением скорости потока газа у башмака лифтовых труб не менее 2,5 м/с, и депрессии, не превышающей 20 % от пластового давления. Рекомендуются условия послужили критерием для оценки кондиционных значений о газоконденсатной характеристике, полученной в процессе ГКИ. Проведенная обработка исходной информации показала, что удовлетворяющими данным требованиям являются результаты более 80 % исследований. В ходе эксплуатации газоконденсатных залежей происходит увеличение доли несоответствующих условиям Р Газпром 086-2010 [1] исследований, вызванное закономерным снижением

пластового давления и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП), что не позволяет проводить газоконденсатные исследования при рекомендуемых условиях.

Список литературы

1. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром ЭКСПО, 2011. Ч.1. 234 с.

**ОБРАЗОВАНИЕ И РАЗЛОЖЕНИЕ ГАЗОВЫХ
ГИДРАТОВ В МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ СИСТЕМАХ,
МОДЕЛИРУЮЩИХ ФЛЮИДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Семенов А.П.¹, Мендгазиев Р.И.¹, Стопорев А.С.^{1,2,3},

Якушев В.С.¹, Винокуров В.А.¹

¹ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Российская Федерация, 119991, Москва,

Ленинский проспект, 65

² Институт неорганической химии

им. А.В. Николаева СО РАН,

Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск, проспект

академика Лаврентьева, 3

³ Новосибирский государственный университет, Российская

Федерация, 630090, г. Новосибирск,

ул. Пирогова, 2

semenov.a@gubkin.ru

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические вещества, которые образуются из воды и низкомолекулярных веществ (газы и летучие органические жидкости) при определенных термобарических условиях. Разработка методов предупреждения их образования – важная задача в нефтегазовой отрасли. Результаты изучения особенностей образования и термодинамических условий разложения газовых гидратов в многокомпонентных системах близких по составу к реальным являются основой при создании таких методов.

В данной работе образование и разложение гидратов модельных флюидов нескольких нефтегазовых месторождений было исследовано с помощью реактора с перемешиванием. Были изучены термические эффекты, сопровождающие появление гидратной фазы в системе, и определены p, T -условия трехфазных равновесий «газ-водный раствор-гидрат».

Гидратообразование в случае моделей пластовой воды с низкой минерализацией сопровождалось экзотермическими эффектами двух типов, связанных с последовательным образованием гидратов различных структур [1,2], а также с особенностями процесса кристаллизации гидратной фазы в присутствии ПАВ. Проведено сравнение экспериментальных и расчетных данных (программа CSMGem) по равновесным условиям разложения гидратов. Наилучшее согласие между расчетом и экспериментом наблюдалось для систем с низким содержанием растворенных солей в водной фазе.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта
Президента Российской Федерации (проект МК-6886.2018.3).*

Список литературы

1. Uchida T. et al. Two - step formation of methane–propane mixed gas hydrates in a batch - type reactor //AIChE journal. – 2004. – Т. 50. – №. 2. – С. 518-523.
2. Medvedev V. I. et al. Study of the Effect of the Degree of Overcooling During the Formation of Hydrates of a Methane-Propane Gas Mixture on the Equilibrium Conditions of Their Decomposition //Chemistry and technology of fuels and oils. – 2015. – Т. 51. – №. 5. – С. 470-479.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И КИНЕТИКА ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В СИСТЕМАХ С ИНДИВИДУАЛЬНЫМИ И СМЕШАННЫМИ ИНГИБИТОРАМИ

Семенов А.П.¹, Мендгазиев Р.И.¹, Стопорев А.С.^{1,2,3},
Якушев В.С.¹, Винокуров В.А.¹

¹ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

² Институт неорганической химии им. А.В. Николаева
Сибирского отделения Российской академии наук, Российская
Федерация, 630090, Новосибирск, проспект академика
Лаврентьева, 3

³ Новосибирский государственный университет, Российская
Федерация, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2
semenov.a@gubkin.ru

Газовые гидраты представляют собой льдоподобные вещества, образующиеся из воды и газов в условиях повышенных давлений и пониженных температур [1]. Образование газовых гидратов является серьезной технологической проблемой в нефтегазовой отрасли [1,2]. Для борьбы с этим явлением широко используют термодинамические ингибиторы гидратообразования (ТИГ) и в значительно меньшей степени реагенты кинетического действия (КИГ). Оба типа ингибиторов имеют свои преимущества и недостатки. Разработка новых более эффективных составов для предотвращения образования техногенных газовых гидратов является важной научно-технической задачей.

В работе изучалось образование и разложение гидратов метана и углеводородных газовых смесей в системах, содержащих 1) индивидуальные и смешанные ТИГ 2) смеси

КИГ + ТИГ 3) смеси КИГ и ПАВ различных классов. В качестве индивидуальных и смешанных ТИГ были исследованы низшие спирты и соли. Обнаружен значительный синергизм термодинамического ингибирования гидратов, обусловленный одновременным присутствием в водном растворе полярных органических и солевых ТИГ. Полученные данные были использованы для исследования кинетики гидратообразования в присутствии комбинированных реагентов КИГ+ТИГ. Выявлены низшие спирты и ПАВ, проявляющие синергизм при ингибировании нуклеации газовых гидратов в присутствии полимерных КИГ. Результаты работы являются основой для получения новых более эффективных антигидратных реагентов.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (проект МК-6886.2018.3).

Список литературы

1. E.D. Sloan Jr., C.A. Koh, Clathrate Hydrates of Natural Gases, 3rd ed., CRC Press, Boca Raton, 2008.
2. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004

СРАВНЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТИ ОБРАЗЦОВ КЕРНА

Угольков Е.А.¹, Кондрашов И.А.²

¹ Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3

² РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65
ugolkoffe@mail.ru

Исследования в целях получения количественного распределения форм связи насыщающей горную породу воды являются важным шагом на пути к определению остаточной (связанной) водонасыщенности, остаточной газонасыщенности (структурно-защемленные объемы) и динамического объема пор, что, в свою очередь, играет важную роль в определении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и нефтегазонасыщенности горных пород.

Для определения водонасыщения пород используется множество методов: капилляриметрия с помощью полупроницаемой мембраны, центрифугирование, капиллярная вытяжка, сушка, снятие изотерм сорбции и десорбции, ЯМР и др., однако все известные методы имеют свои ограничения, как технического, так и физического характера.

Метод аспирационной термомассометрии (АТММ), применяется с целью детального исследования форм и видов связи влаги в горных породах. Разделение на виды связи воды в горных породах производится по степени энергетической и структурной связанности ее с породой. При помощи метода АТММ можно выделить распределение воды по виду связи: структурно-защемленной, динамической, углов пор и влагу

микрокапилляров. Пользуясь полученной информацией можно перейти к оценке эффективной и динамической пористости, которые наиболее точно характеризуют коллекторские свойства пород и являются необходимым условием при построении гидродинамической модели месторождений и определении технологий добычи углеводородов.

Целью работы является сравнение методов аспирационной термомассметрии (АТММ) и центрифугирования в определении остаточной водонасыщенности и сравнение расчетных значений динамической пористости ($K_{п.дин}$), представляющей разность между эффективной пористостью ($K_{п\ эф}$) и объемной остаточной газо(нефте-)насыщенностью ($K_{гно}K_{п}$), которая была измерена методом аспирационной термомассметрии (АТММ) и методом прямоточной капиллярной пропитки (ПКП).

Несмотря на то, что в основе методов АТММ, ПКП и центрифугирования лежат различные физические явления и процессы, получаемые разными методами результаты определений $K_{во}$, $K_{го}$ и $K_{п\ дин}$ тесно коррелируются между собой. Измерения проведены на 32-х образцах карбонатных коллекторов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ
ТРИКОЗАНА (C₂₃H₄₈) В ПРИРОДНОЙ НЕФТИ
МЕТОДАМИ ДИНАМИЧЕСКОГО И СТАТИЧЕСКОГО
РАССЕЯНИЯ СВЕТА**

Иванова Д.Д.¹, Курьяков В.Н.²

¹ Российский химико-технологический университет
им. Д. И. Менделеева
Российская Федерация, 125047, г. Москва,
Миусская площадь, д. 9

² Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
ivanovad.97@mail.ru

В докладе приводятся результаты исследований смеси индивидуального парафина C₂₃H₄₈ (трикозан) с Мордово-Кармальским битумом. Исследована смесь с различной концентрацией указанных компонент. Образцы для исследований представляют собой эмульсию данной смеси в воде, приготовленную методом ультразвукового диспергирования без использования поверхностно-активных веществ. Методом динамического и статического рассеяния света в исследуемых эмульсиях определены концентрационные зависимости температур фазовых переходов парафина C₂₃H₄₈ (плавление, кристаллизация, ротаторные фазы). При концентрациях парафина C₂₃H₄₈ менее 50 весовых процента в смеси при нагреве наблюдается один фазовый переход, соответствующий плавлению. При более высоких концентрациях парафина при нагреве наблюдается два фазовых перехода, как в чистом трикозане, соответствующие низкотемпературному переходу кристалл-ротаторная фаза и высокотемпературному – плавление (ротаторная фаза-жидкость). Авторами предложена новая методика определения температур фазовых переходов

парафинов основанная на анализе температурных зависимостей интенсивности рассеянного света [1, 2]. Предлагаемый метод может быть использован, как для изучения фазовых переходов различных парафинов, так и для определения важных технических параметров таких систем, как *Phase Change Materials (PCM)* – систем изменяющих свое фазовое состояние, используемых для эффективного хранения и переноса тепловой энергии. В таких системах эффективность переноса тепловой энергии жидкостью увеличивается благодаря скрытой теплоте фазовых переходов частиц, образующих дисперсную фазу. Одна из перспективных областей применения парафиновых эмульсий – теплоноситель повышенной эффективности (*PCM*).

Исследования методом динамического и статического рассеяния света были выполнены на оборудовании Photocor Compact-Z (Россия).

Работа выполнена в рамках гранта РФФИ № 17-08-00362-а.

Список литературы

1. V.N. Kuryakov et al 2018 IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 347 012034. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/347/1/012034>.
2. Д.Д. Иванова, К.И. Киенская, В.Н. Курьяков. Успехи в химии и химической технологии: сб. науч. тр., 2017, Т. XXXI, 4 (185), 88-90.

ВОЗМОЖНОСТИ СПЕКТРОСКОПИЧЕСКОГО МЕТОДА АНАЛИЗА ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ ПАРАФИНОВ И АСФАЛЬТЕНОВ В ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Сергеев Г.Д.

Инновационно-технологический центр арктических
нефтегазовых лабораторных исследований, Северный
(Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова
Российская Федерация, г. Архангельск,
наб. Северной Двины, д 14
g.sergeev@narfu.ru

Данная статья описывает принципы и возможности спектроскопии, применяемой в исследованиях фазового поведения парафинов и асфальтенов в пластовой нефти. Спектрометрический метод позволяет регистрировать момент фазового перехода и условия флоккуляции твердой фазы. Термобарические условия, при которых зафиксированы данные изменения, являются условиями соответствующих фазовых переходов. В статье предлагается рассмотреть эксперименты по исследованию фазовых переходов твердых отложений на образцах исходной пластовой нефти, и двух смесях пластовой нефти и природного газа с концентрацией 50 и 70 % моль. Соответственно, для исследования фазовых переходов твердых отложений в пластовой нефти осуществлялись следующие типы экспериментов: IDE (изотермическое снижение давления для создания условий агрегации асфальтенов) и ICE (изобарическое снижение температуры для создания условий агрегации парафинов).

**ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ГЛУБИННЫХ ПРОБ НА
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ФАЗОВОГО
ПОВЕДЕНИЯ ПАРАФИНОВ И АСФАЛЬТЕНОВ
ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ**

Коваленко В.А.¹ Федоровский С.А.², Лобанов А.А.¹

¹Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова

Российская Федерация, г. Архангельск,

наб. Северной Двины, д 14

²ООО «Газпромнефть НТЦ»

Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург, наб. реки

Мойки, д. 75-79, литер Д,

jr.kovalenko@yandex.ru

В работе проанализировано влияние качества глубинных проб на фазовое поведение парафинов и асфальтенов пластовой нефти. Сравнивались результаты исследований представительных глубинных проб пластовой нефти и глубинных проб, отобранных в условиях трехфазного притока, что повлекло за собой попадание в камеры различного объема свободного газа и твердой фазы асфальтенов, смол и парафинов.

По каждой пробе был проведен комплекс стандартного PVT-анализа (ССЕ-тест, однократное разгазирование, дифференциальное разгазирование), а также исследование фазового поведения парафинов и асфальтенов методами:

– Акустического резонанса (регистрация момента фазового перехода по изменению мощности проходящего ультразвукового сигнала);

– Микроскопии высокого давления (визуальное наблюдение за состоянием флюида);

– Гравиметрическим и фильтрационным методами (определение количества выпавших парафинов и асфальтенов при отстаивании и фильтрации пробы соответственно).

Для подготовки непредставительных глубинных проб нефти была проведена процедура выпуска свободного газа до текущего давления насыщения нефти газом. По результатам анализов выявлено, что процедура выпуска свободного газа влияет на компонентный состав и PVT-характеристики проб незначительно: расхождение основных экспериментально определенных параметров не превышало допуски ОСТ 153-39.2-048-2003, однако такие пробы непригодны к исследованиям фазового поведения парафинов и асфальтенов, поскольку расхождения различных параметров (температура насыщения нефти парафином, давление насыщения нефти асфальтеном и пр.) достигает 109%.

При потребности в подобном роде исследований, Заказчикам и Исполнителям работ необходимо особенно тщательно контролировать процедуры подготовки скважины и отбора проб.

**СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ НОВЫХ
КИНЕТИЧЕСКИХ ИНГИБИТОРОВ
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ МЕТАНА НА ОСНОВЕ
ПОЛИУРЕТАНА**

Фархадян Абдолреза, Варфоломеев М.А., Ярковой В.В
Химический институт имени А.М. Бутлерова К(П)ФУ
Российская Федерация, 420008, Казань,
ул. Кремлёвская, д. 29/1
waldemaryakovoi@gmail.com

Гидратообразование является важной проблемой в нефтяной промышленности, так как газовые гидраты могут вызвать закупоривание линий трубопроводов. Для предотвращения этого явления на различных месторождениях успешно применяются кинетические ингибиторы гидратообразования, представляющие собой водорастворимые полимеры.

В данном исследовании демонстрируются высокоэффективные и полностью водорастворимые типы кинетических ингибиторов на основе полиуретана.

Эффективность работы кинетических ингибиторов исследовалась в автоклавной ячейке высокого давления по двум временным параметрам начала образования газовых гидратов: время, когда кристаллы газогидрата первоначально наблюдаются невооружённым глазом и время, с которого начинается быстрое и непрерывное падение давления в системе. Кроме этого, эффективность действия кинетических ингибиторов была исследована на дифференциальном сканирующем микрокалориметре высокого давления (Setaram μ DSC7 evo). Результаты обоих методов анализа продемонстрировали отличную эффективность по времени индукции гидратообразования в 5-18 раз и снижения скорости

роста гидратов в 2,7 раза в сравнении с чистой водой. При этом было замечено, что кинетические ингибиторы гидратообразования не увеличивали температуру разложения гидратов. Данное исследование представляет полиуретан в качестве высокоэффективного кинетического ингибитора гидратообразования метана.

СИНТЕЗ И ОЦЕНКА НОВЫХ БИОРАЗЛАГАЕМЫХ КИНЕТИЧЕСКИХ ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТОВ МЕТАНА

Фархадиан Абдолреза, Варфоломеев М.А., Зарипова Ю.Ф.

Химический институт имени А.М. Бутлерова К(П)Ф

Российская Федерация, 420008, Казань,

ул. Кремлёвская, д. 29/1

yulia.zaripova@mail.ru

В настоящее время образование газовых гидратов является проблемой для нефтяной промышленности, где гидраты природного газа могут вызвать частичную или полную закупорку трубопроводов. Одно из возможных решений указанной проблемы – введение различных ингибиторов процесса образования газовых гидратов. Кинетические ингибиторы представляют собой водорастворимые полимеры, которые замедляют скорость гидратообразования, и они успешно используются в полевых условиях.

В данном исследовании мы представляем полностью растворимый в воде класс кинетических ингибиторов гидратообразования, основанных на биоразлагаемом и экологичном сырье (глюкозе). Эффективность ингибирования оценивалась с помощью перемешивающей ячейки высокого давления по двум показателям: времени, когда кристаллы гидрата становятся видны невооруженным глазом, и времени, когда в системе начинается быстрое и непрерывное падение давления.

Кроме того, качество ингибирования было изучено с помощью микродифференциального сканирующего калориметра высокого давления. Результаты ДСК-исследований продемонстрировали хорошую эффективность

представленных ингибиторов, отраженную в задержке времени начала гидратообразования и понижении температуры начала процесса в сравнении с чистой водой.

**ОБОСНОВАНИЕ ЭКСПРЕСС-МЕТОДИК
КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ТЕРМОГРАММ В УСЛОВИЯХ НЕСТАБИЛЬНО
РАБОТАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ**

Буянов А.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65
buyanov.av1992@gmail.com

Интерпретация стандартного комплекса ПГИ в горизонтальных скважинах может быть затруднена, несмотря на высокую потенциальную информативность. Достоверное определение фактических работающих интервалов, количественное определение дебита, а также выявление состава флюида зачастую становится невозможным за счет ряда осложняющих факторов. Следовательно, применение стандартной технологии интерпретации данных не позволяет решить поставленные задачи.

Автором предлагается на основе численного моделирования выявить и изучить наиболее информативные эффекты, влияющие в большей степени на формирование профиля температуры в действующей и остановленной эксплуатационной скважине, и на основе полученных результатов представить возможность применения альтернативных технологий обработки данных, учитывающих специфику проведения исследований.

Одна из основных идей подобной технологии заключается в обосновании оптимальных условий проведения термических исследований и снижении влияния осложняющих факторов и помех при интерпретации полученной информации.

По итогам комплексного анализа работы моделируемой скважины, была рассмотрена потенциальная методика количественной оценки приемистости, по данным термометрии, которая учитывает динамику изменения температурной аномалии во времени с глубиной, что может помочь обеспечить благоприятные условия для проведения исследований, оптимизировать режим работы исследуемой скважины и способствовать повышению КИН.

**ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ
УПРАВЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТАМИ
ПРОДУКТИВНОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ И
ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН**

Мусакаев Э.Н.^{1,2,3}, Родионов С.П.^{1,2,3}, Косяков В.П.^{1,2,3}

¹ Тюменский филиал института теоретической и прикладной
механики им. С.А. Христиановича СО РАН
Российская Федерация, 625026, г. Тюмень,

ул. Таймырская, д. 74

² ООО «Юни-КОНКОРД»

Российская Федерация, 625026, г. Тюмень, ул. Республики, 14/7

³ Тюменский государственный университет

Российская Федерация, 625003, г. Тюмень,

ул. Володарского, д. 6

musakaev91@gmail.com

Оптимизация управления разработкой нефтяных месторождений представляет собой актуальную проблему. В качестве примера задач оптимизации разработки можно привести задачи по выбору наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов с точки зрения целевого функционала. К другим задачам управления добычей нефти можно отнести и оптимизацию положения интервалов перфорации скважин.

В данной работе предложена вычислительная технология определения оптимальных значений продуктивностей нагнетательных и добывающих скважин с использованием методов теории оптимального управления, основанных на формализме Лагранжа-Понтрягина и уравнениях двухфазной фильтрации [1]. В качестве

управляющих параметров берутся множители на продуктивности скважин:

$$\vec{u}^T = [\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_{N_w}], \quad \alpha_i \geq 0,$$

где N_w - количество скважин.

Тогда выражение для дебита скважины, входящего в целевой функционал J , который равен объему добытой нефти за период разработки, можно представить следующем виде (для простоты гравитационные члены не учитываются):

$$Q = \sum u WI (P - P_w),$$

где P - пластовое давление, P_w - забойное давление, WI - индекс скважины. Суммирование производится по продуктивным интервалам, проходящим через ячейки разностной сетки.

Применение разработанной технологии производилось на синтетических примерах оптимизации системы разработки, где найденные оптимальные значения множителей на продуктивности скважин можно интерпретировать как рекомендации к применению тех или иных методов увеличения нефтеотдачи.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 18-19-00049)

Список литературы

1. Закиров Э.С. Трёхмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа / Э.С. Закиров, Москва: Грааль, 2001. 303 с.

ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ СБОРА И ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА НА УКПГ

Бочков Р.Г., Черноголовина Н.А.

Тюменский индустриальный университет,
Российская Федерация, 625000, г. Тюмень,
ул. Володарского, 38

bochkovrg@tyuiu.ru; nchernogolovina@list.ru

В настоящее время для ряда месторождений предполагается строительство одной централизованной установки подготовки газа (УКПГ) и нескольких связанных с ней установок первичной подготовки газа (УППГ). Принципиальная возможность внутри- и межпромыслового транспорта газа (т.е. газожидкостных смесей) на значительные расстояния с гидродинамической точки зрения давно обоснована. При реализации подобных проектов по внутрипромысловому транспорту сырого газа на значительные расстояния целесообразно параллельно разрабатывать и нормы технологического проектирования, содержащие технические требования как на сырой газ, поступающий во внутрипромысловый коллектор, так и на режимы эксплуатации этого коллектора (здесь имеются в виду следующие показатели: термобарические условия; диапазон возможных скоростей потока газа, обеспечивающих вынос жидкой фазы из пониженных участков трассы газопровода; количество подаваемого ингибитора гидратообразования и т.п.).

Таким образом, еще до составления проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения, расположенного на Крайнем Севере, необходимо детально проанализировать и дать квалифицированную экспертную оценку инженерно-геологическим и криолитологическим условиям территории на основании совокупности всех имеющихся материалов, а в ряде случаев поставить и дополнительные специальные (полевые и

лабораторные) исследования, например по изучению мощности и строения многолетнемерзлых пород, особенно это касается верхней части разреза ММП. Один из важнейших практических результатов подобной оценки - выявление наиболее благоприятных участков территории для строительства основных газопромысловых объектов и разработка конкретных рекомендаций по их строительству. В частности, в отличие от месторождений других регионов, система размещения эксплуатационных скважин (кустов скважин) выбирается здесь не только в результате гидрогазодинамических расчетов течения пластовых флюидов (критериями в которых обычно служат требования достаточно равномерной отработки залежей и в итоге повышения газо-, нефте- и конденсатоотдачи продуктивных пластов), но и исходя из реалистической оценки инженерногеологических условий территории.

Список литературы

1. Вяхирев Р.И., Грицеко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. - 880 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Барышников Н.А., Зенченко Е.В., Зенченко П.Е.,
Тримонова М.А., Турунтаев С.Б.

Институт динамики геосфер РАН,
Российская Федерация, 119334, Москва,
Ленинский проспект 38к1

Trimonova.ma@gmail.com

В работе рассказывается о лабораторных экспериментах по гидроразрыву пласта, которые проводятся в ИДГ РАН. Подробно описываются возможности установки, позволяющие моделировать как трехмерное напряженно-деформированное состояние, так и распределение порового давления. Также особое внимание уделено выбору модельного материала в соответствии с критериями подобия [1]. В работе представлены результаты экспериментов: геометрия трещины при известных свойствах материала образца и параметров закачки.

Также в работе описывается численная модель распространения трещин гидроразрыва, созданная для описания экспериментов [2,3]. У данной численной модели трещины есть сходства и различия со стандартными моделями гидроразрыва [4] в связи с тем, что она создавалась для описания конкретных экспериментов. Рассматривался гипсовый образец, насыщенный водой. В центральную скважину закачивалось масло, и при достижении критического давления образовывалась трещина. Если между жидкостью разрыва (в реальном ГРП) и маслом (в эксперименте) еще можно провести аналогию, то проппант в эксперименте ничем не заменялся. Таким образом, в численной модели моделировалось течение масла в трещине, утечки масла в образец и поровое состояние самого образца. Благодаря

эксперименту мы определяли давление раскрытия трещины, длину трещины, скорость ее роста. Сопоставление результатов экспериментов и численной модели позволило оценить различные критерии роста трещины, влияние трещины на окружающую среду, влияние внешних условий на рост трещины.

Список литературы

1. C.J. de Pater, M.P. Cleary, T.S. Quinn. Experimental Verification of Dimensional Analysis for Hydraulic Fracturing. SPE Production & Facilities, November 1994, 230&-238
2. Trimonova, M., Baryshnikov, N., Zenchenko, E., Zenchenko, P., & Turuntaev, S. (2017, October 16). The Study of the Unstable Fracure Propagation in the Injection Well: Numerical and Laboratory Modeling. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187822-MS
3. Trimonova M., Baryshnikov N., Zenchenko E., Zenchenko P., Turuntaev S., Aigozhieva A.. Estimation of the Hydraulic Fracture Propagation Rate in the Laboratory Experiment // Physical and Mathematical Modeling of Earth and Environment Processes. DOI: 10.1007/978-3-319-77788-7_27
4. Savenkov E.B., Borisov V.E. A mathematical model for hydraulic fracture propagation in three dimensional poroelastic medium. PNRPU Mechanics Bulletin, 2018, no. 1, pp. 5-17. DOI: 10.15593/perm.mech/2018.1.01

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СШИВКИ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ НА ПРИМЕРЕ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПОЛИАКРИЛАМИДА

Магадова Л.А., Любименко В.А., Руненков А.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

runanton@yandex.ru

Цель. В работе осуществлен поиск новых эффективных систем полимер-сшиватель на примере анионного полиакриламида, различные марки которого наиболее часто используются для указанных видов работ [1]. Для оптимизации количества экспериментальных исследований реализовано компьютерное моделирование сшивки полиакриламида различными сшивателями [2].

Результаты. В ходе работы найдено, что в качестве сшивающих агентов, не описанных в литературе, могут быть использованы соли никеля и олова. Однако для образцов на основе олова наблюдается мгновенное образование сшитого геля, обладающего ограниченной термостабильностью. Образцы, сшитые солью никеля, не претерпевает синерезиса при испытании на термостабильность при 90 °С в течение 15 суток. Установлено, что результаты примененных методов компьютерного моделирования сходятся с лабораторными результатами. Таким образом, с помощью данных методов оказывается возможным предсказать образование сшитой полимерной системы.

Заключение. С целью оптимизации объема экспериментальных исследований найдено целесообразным проводить предварительные термодинамические расчеты с использованием методов компьютерного моделирования. Сшивка полиакриламида происходит за счет агентов, содержащих атомы со спаренными электронами.

Следовательно, в будущих исследованиях перспективно испытывать новые или модифицированные системы, включающие амины, имины, аммонийные соли либо соли поливалентных металлов.

Список литературы

1. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. – СПб.: «Недра», 2010. – 560 с.
2. Любименко В.А. Молекулярное моделирование и квантово-химические расчёты в изучении процессов нефтепереработки и нефтехимии : диссертация ... доктора химических наук. Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. - М., 2015. – 324 с.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Чубаков Е.С., Кирсанов М.С

Тюменский индустриальный университет

Российская Федерация, 625000, г.Тюмень, ул.Володарского, 38

Evgeniy.chubakov96@mail.ru

kirsanovms@tyuiu.ru

На сегодняшний день промышленная разработка месторождений баженовской свиты с применением эффективных технологий, учитывающих нетривиальный характер строения ее отложений, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), твердой и жидкой форм содержания углеводородов, отсутствует. За прошедшие три десятилетия осуществлялось избирательное извлечение нефти традиционным способом с использованием естественной упругой энергии. Величина извлекаемых запасов при этом не будет превышать 3-5%. Отсутствие эффективных способов разработки отложений баженовской свиты привело к тому, что ее гигантские запасы в основном пока отнесены к категории забалансовых.

Накопленный опыт в настоящее время свидетельствует, с применением традиционных способов разработки, данные задачи не могут быть решены. В настоящее время применение зарубежной технологии, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП), не обеспечивает значительное повышение естественного режима разработки.

Большие перспективы с увеличением нефтеотдачи нетрадиционных запасов баженовской свиты связаны с применением термогазового воздействия.

В ходе проведения опытно-промышленных работ термогазового воздействия, были проанализированы и зафиксированы в добывающих скважинах показатели

содержания газа. Основные характеристики нефти также изменились, уменьшилась плотность нефти, показатели динамической и кинематической вязкости также изменились.

Для подтверждения термогазового воздействия требуются дальнейшие испытания данной технологии в промысловых условиях. При реализации потребуются большие объёмы затрат в эксплуатации. Существует ряд и других проблем, таких как отсутствие единого координирующего центра по проведению работ опробования и внедрения термогазовой технологии, необходимо купить дорогостоящие компрессоры из зарубежья.

Список литературы

1. Сонич В.П. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты/ В.П. Сонич // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №9. – С. 63– 65.
2. Кокорев В.И. Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / К.В. Кокорев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №8. – С. 58– 59.

ИНФОРМАТИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ГДИС В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ТРЕЩИНАМИ АВТО-ГРП

Мусалеев Х. З.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,

Ленинский проспект, 65

Ikharismusaleev@rambler.ru

Настоящая работа посвящена созданию комплексной методике оценки непродуцительной закачки, а также определения фильтрационно-емкостных свойств в нагнетательных скважинах с трещинами авто-ГРП по результатам гидродинамических (ГДИС) и промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважин.

Для изучения поля давления в нагнетательной скважине с трещиной авто-ГРП использовалось численное моделирование. Для решения задачи применялась неравномерная сетка с блочно-центрированной геометрией, сгущающая вблизи ствола скважины и на краях трещины. Результаты получены при помощи симулятора Eclipse.

Схема исследования представляла собой последовательную смену режимов: запуск и остановка (КСД-КПД). При моделировании работы скважины использовалось допущение – трещина существует во время закачки (КСД) и отсутствует в режиме остановки (КПД). Полученное по результатам моделирования давление интерпретировались в ПО Kappa Engineering (Saphir).

Для случая, когда забойное давление превышает предел прочности пласта, образуются нестабильные трещины авто-ГРП. Основные проблемы, связанные с их возникновением – нестабильность и неконтролируемость. Нестабильность заключается в том, что данные техногенные трещины существуют во время закачки, и исчезают при остановке.

Неконтролируемость трещин проявляется при различной интенсивности закачки, и может приводить к самопроизвольному изменению геометрии трещин (росту длины, высоты или, наоборот, к их уменьшению).

Типичной ситуацией для нестабильной трещины является подключение при закачке дополнительно работающих толщин. Такая динамика поведения трещины приводит к циклическому изменению проводимости системы, за счет подключения и отключения дополнительной мощностей.

Анализ проводимостей при циклических исследованиях с различной репрессией на пласт с дальнейшей остановкой скважины дает возможность количественно оценить расход непроизводительной закачки, а также определить фильтрационно-емкостные свойства перфорированного пласта, подключаемого трещиной. Данная информация позволяет оценить эффективность ППД, запланировать геолого-технологические мероприятия по повышению эффективности ППД, необходимых для снижения непроизводительной закачки.

**ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
МОДЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ИМ. В. ФИЛАНОВСКОГО ПРИ ГАЗЛИФТНОМ
СПОСОБЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Быков Д.В.^{1,2}

¹ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

² ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Российская Федерация, 109028, г. Москва, ул. Покровский
бульвар, 3, стр.1

Разработка Западной неокомской залежи месторождения им. В. Филановского предполагает перевод скважин на газлифтный способ эксплуатации по мере их обводнения и прекращения фонтанирования. Дебит скважин при газлифтном способе эксплуатации зависит от расхода газлифтного газа. Максимальный дебит жидкости зависит от диаметра НКТ, глубины расположения рабочего газлифтного клапана, обводненности продукции. Расчеты в ПО Pipesim показывают, что для скважин месторождения им. В. Филановского характерный максимальный дебит жидкости при газлифте варьирует в широком диапазоне 2.5 – 3.5 тыс. м³/сут. Зависимость максимального дебита скважин от параметров конструкции скважин требует учета при детализации расчетов показателей разработки в геолого-технологической модели. Учет ограничений газлифтного способа эксплуатации в расчете на модели накладывает индивидуальные ограничения на максимальный дебит каждой скважины по сравнению с вариантом «идеального» механизированного способа эксплуатации, при котором дебит скважин ограничен только забойным давлением.

Расчет с применением газлифтного способа эксплуатации позволяет уточнить необходимое количество газа, также возможно более детально оценить и выбрать источники газа для нужд механизированного способа, в условиях отсутствия ресурсов на платформе по хранению избыточных запасов газа. Кроме того, в условиях ограничения суммарной добычи учет газлифтного способа эксплуатации позволяет корректно оценить дебиты скважин.

Вариант разработки с учетом газлифтной эксплуатации скважин был рассчитан в программном продукте «INTERSECT» компании Schlumberger с применением опции оптимизации газлифтного способа эксплуатации. По мере снижения устьевого давления до 20 бар скважины автоматически переводились с фонтанного на газлифтный способ эксплуатации, при этом расход газлифтного газа рассчитывался так, чтобы максимизировать дебит нефти.

При выполнении долгосрочных прогнозов показателей разработки учет мероприятий по переводу скважин на газлифтный способ эксплуатации позволит уточнить уровни добычи, составить планы мероприятий по переводу скважин на механизированный способ эксплуатации и оценить потребность газа для газлифта.

**ОПТИМИЗАЦИЯ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО
УЧАСТКА СКВАЖИНЫ ПРИ
ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ ДРЕНИРОВАНИИ ПЛАСТА
НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Мусин А.Р., Жданов С.А., Осипов А.В.

АО «ВНИИнефть» имени академика А.П.Крылова, Российская
Федерация., 127422, г. Москва, Дмитровский проезд, 10

AMusin@vniineft.ru

По мере того как происходит выработка запасов традиционной нефти, важной составляющей сырьевой базы становятся запасы высоковязкой нефти и природного битума.

Несмотря на значительные затраты на освоение и разработку месторождений, которые содержат высоковязкую нефть (ВВН) и природные битумы, в современных условиях нестабильной экономики спрос на данное стратегически значимое сырье в мире все более возрастает.

Настоящая работа посвящена оптимизации длины горизонтального участка скважины при парогравитационном дренировании пласта на основе численного моделирования в условиях карбонатных коллекторов одного из месторождений высоковязкой нефти Карибского бассейна и нахождению посредством регрессионного анализа аналитической зависимости технологических характеристик от параметров работы скважин.

Решение поставленных задач проведено с использованием термогидродинамического симулятора «CMG STARS» (Computer Modeling Group).

В работе рассматриваются геолого-физические характеристики месторождения, приводятся результаты расчетов по определению оптимального темпа нагнетания пара для различных длин горизонтального ствола скважины, оптимальной длины горизонтальных скважин с учетом их стоимости, а также приводится аналитическая зависимость

технологических характеристик от параметров работы скважин.

Целью работы является повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов одного из месторождений высоковязкой нефти Карибского бассейна.

Задачи работы:

- Определить оптимальный темп нагнетания пара для разных длин горизонтального ствола скважины (ГС) при моделировании технологии парогравитационного дренажа (ПГДП);
- Найти аппроксимирующую зависимость накопленной добычи нефти от длины горизонтального ствола и темпа нагнетания пара ($Q_n = f(L, q_n)$) при моделировании технологии ПГДП.

Список литературы

1. Назарова Л. Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – 2011.
2. Антониади Д. Г., Гарушев А. Р., Ишханов В. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. – Краснодар: "Советская Кубань", 2000.

ПРОГНОЗ ПРОДУКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГРП ПО КОМПЛЕКСНЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ И ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ

Гришина Е.И.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65
katerinagrishina@mail.ru

Настоящая работа посвящена вопросам комплексного применения гидродинамических и геофизических исследований горизонтальных скважин с многостадийным ГРП с целью оценки текущего состояния и прогноза продуктивности скважины в коллекторах аномально низкой проницаемости.

Автором использовалась численная модель дренирования пласта, учитывающая неравномерность распределения трещин по стволу, различия в размерах и проводимостях трещин, неоднородности пласта. Расчеты выполнялись в программе Eclipse на измельченной пространственно-временной сетке.

Рассчитанные кривые изменения во времени давления в стволе и индивидуального дебита каждой трещины рассматривались, как исходные данные гидродинамических исследований. Они интерпретировались с помощью специализированного ПО ГДИС (Saphir).

При низкой проницаемости пластов продолжительности гидродинамического исследования не хватает для диагностики всех режимов течения, характерных для горизонтальных скважин с многостадийным ГРП. В этих условиях оптимальными для анализа становятся результаты ГДИС в периоды времени развития ранних линейного и радиального режимов течений.

Преимущества подобного анализа в том, что в указанные периоды трещины не интерферируют между собой. Это максимально комфортные условия для определения индивидуальных параметров каждой из них. Но для решения данной задачи необходима априорная информация о неоднородности пласта (результаты ГИС открытого ствола) динамики изменения вклада каждой трещины в общую добычу (закачку) – результаты ПГИ.

Условия для решения данной задачи наиболее благоприятны при вскрытии однородного пласта. В этом случае:

✓ ГДИС в интервале раннего линейного течения позволяет оценить параметр, пропорциональный суммарной площади поверхности всех трещин, а с использованием ПГИ определить соотношение длин трещин;

✓ ГДИС в интервале псевдорadiaльного течения позволяет определить фильтрационные параметры пласта.

При вскрытии существенно неоднородного пласта для решения аналогичных задач необходимо знать распределение проницаемости по длине ствола. Причем это могут быть результаты определения не абсолютных значений этого параметра, а его относительных изменений.

Для экспрессной оценки перечисленных параметров авторами предложены приближенные расчетные соотношения, обоснованные результатами моделирования.

ЭЛЕКТРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Костина Е.С.

Тюменский индустриальный университет
Российская Федерация, 625000, г.Тюмень, ул.Володарского, 38
kostina_nice@mail.ru

Большинство газоконденсатных месторождений России разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии. При таком способе разработки в пласте происходит снижение забойного давления ниже давления начала конденсации в промысловой скважине, после которого в породе-коллекторе начинается выпадение из пластового газа жидкого конденсата. В масштабе пор породы-коллектора количество выпавшей жидкости незначительно, но при этом жидкая фаза является неподвижной и практически не извлекается из пласта. Это приводит к уменьшению фазовой проницаемости по газу, следовательно, снижению дебитов как по газу, так и по конденсату [1].

Залежи углеводородного сырья в ачимовской толще Уренгойского газоконденсатнефтяного месторождения (ГКНМ) по своим масштабам и качеству представляют важнейший резерв топливно-энергетического комплекса России.

Однако сложность и специфичность геологического строения, недостаточная изученность основных закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств, неоднозначность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокое пластовое давление создают существенные трудности при разработке залежей [2].

Существует широкий спектр методов борьбы с накоплением ретроградного конденсата в пласте. Одним из

перспективных методов поддержания уровней добычи, но так и не реализованным, является тепловая обработка, которая заключается в периодическом нагреве призабойной зоны скважин.

Испарение конденсата и перевод его в газовую фазу возможно осуществить при помощи электротермической обработки призабойной зоны пласта. В таком случае необходимо использовать специальное скважинное оборудование – забойный электронагреватель, который прогревает околоскважинную зону в интервал перфорации.

Список литературы

1. Гужов Н.А. Термогидродинамические основы добычи углеводородов при разработке газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт // дис. на степень д.т.н. по специальности: 05.15.06. – Москва, 2000. – 474 с.
2. Гриценко А.И. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, А.Н. Шандрыгин, В.Г. Подюк. – М.: ОАО «Недра», 1997. – 364 с.

ВЛИЯНИЕ МЕЖПЛАСТОВОГО ПЕРЕТОКА ПО ТЕКТОНИЧЕСКОМУ НАРУШЕНИЮ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Космачева М.С.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
m.kosma4eva@yandex.ru

Известно, что тектонические нарушения и приуроченные к ним зоны разуплотнения играют принципиальную роль в процессах вертикальной миграции флюидов и заполнения ловушек углеводородами. Помимо формирования залежей нефти и газа, локальные дизъюнктивные нарушения могут служить своеобразными “окнами” в процессе их разработки. При изменении пластового давления флюиды с выше- или нижележащих горизонтов, минуя по трещинам покрышку, могут попадать по таким “окнам” в эксплуатируемые пласты-коллекторы, и наоборот. Влияние подобных перетоков на показатели работы отдельных скважин и залежи в целом может быть значительным. Возникающие при этом эффекты требуют более детального исследования и должны учитываться при проектировании и анализе разработки месторождений. В это время изучение характера разломов часто основано на небольших по объему косвенных и неоднородных данных, не позволяющих однозначно установить гидродинамическую проводимость.

Цель работы состоит в оценке влияния гидродинамической связи между пластами, обусловленной тектоническим нарушением, на показатели разработки нефтяной залежи в режиме истощения. Также исследуется влияние характеристик проводимости тектонического нарушения и приразломной зоны (зоны разуплотнения), а именно в многовариантных расчетах варьируются

вертикальная проводимость разлома, направление трещиноватости и проницаемость в зоне разуплотнения. Для этого смоделирован случай залежи, имеющей сообщение по разлому с нижележащим водоносным пластом. Исследования проводятся на гидродинамической модели, основанной на исходных данных по одному из месторождений Западной Сибири.

Серия проведенных многовариантных расчетов позволила сделать вывод, что основной эффект на разработку нефтяной залежи в случае наличия проводимого тектонического нарушения положительный и достигается за счёт поддержания пластового давления поступающей в залежь водой, а ошибочные оценки проводимости разрывного нарушения могут приводить к неправильному выбору системы разработки. Основную роль в интенсивности перетока флюида играет вертикальная проводимость разлома и его сообщаемость с приразломной зоной. Влияние параметров самой приразломной зоны сказывается преимущественно на работе близлежащих скважин и – слабо – на интегральной динамике добычи из залежи. Ошибочные оценки свойств разрывного нарушения могут приводить к неправильному выбору стратегии разработки, что в свою очередь влияет на экономические показатели проекта и конечную нефтеотдачу.

РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Гончарова Ю.А.¹, Индрупский И.М.^{2,1}

¹ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

² Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
goncharova97st@mail.ru

Теория интерпретации данных, полученных с помощью гидродинамических исследований скважин, основывается на решениях прямых и обратных задач подземной гидромеханики. Для исследований с формированием в пласте сложных многофазных течений прямая задача решается численными методами. В процессе решения обратной задачи на каждой итерации приходится решать прямую задачу для скорректированных значений параметров пласта, чтобы вычислить значение функционала качества – суммарной взвешенной невязки фактически замеренных данных и результатов решения прямой задачи. Многократное численное решение прямой задачи занимает значительное время и является ресурсоемким процессом.

В данной работе рассматривается решение обратной задачи специализированных двухфазных исследований скважин. Предложено использовать машинное обучение для ускорения процесса вычисления невязки по заданным фильтрационно-емкостным свойствам пласта, вместо классического решения прямой задачи с использованием численных методов.

В результате построения искусственной нейронной сети и применения алгоритмов машинного обучения удалось аппроксимировать зависимость функционала качества от

идентифицируемых параметров в задаче двухфазных гидродинамических исследований скважин. Несмотря на ограниченный объем обучающей выборки, достаточная точность аппроксимации получена как на обучающей, так и на контрольной выборке. Перспективы практического применения результата связаны с эффективным решением обратной задачи за счет быстрого вычисления невязки на каждой итерации. Дальнейшие исследования будут посвящены повышению эффективности обучения сети, в том числе при использовании различных наборов фактически измеренных данных.

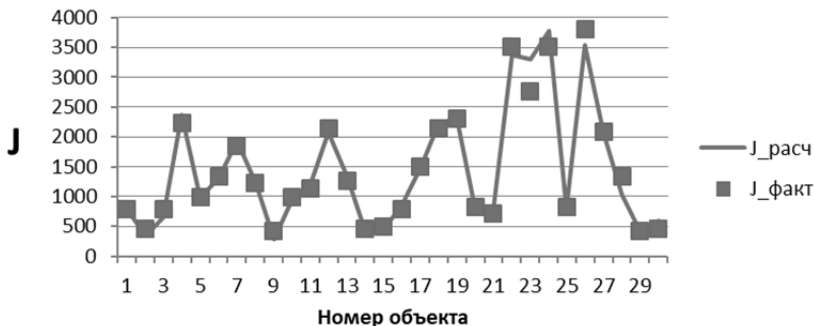


Рис. 1. Совместный график качества аппроксимации на объектах обучающей и контрольной выборок

УТОЧНЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФЕС ПЛАСТОВ В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

Ширяев И.М., Индрупский И.М.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
shiryayev.ivn@gmail.com, i-ind@ipng.ru

Уточнение распределения ФЕС в межскважинном пространстве в рамках адаптации геолого-гидродинамических моделей представляется сложной и неоднозначной процедурой. Традиционные подходы заключаются в моделировании особенностей распределения ФЕС в ручном режиме на локальных геологических объектах. Такой подход позволяет сохранить геологическую адекватность модели и обеспечить качественную адаптацию на отдельных скважинах, но при этом отнимает много времени и кратно усложняется при необходимости учитывать большое количество гидродинамически связанных скважин. При этом результаты адаптации зависят от знаний и опыта специалистов, что вносит определенную долю субъективности в получаемые результаты.

В целях решения данной проблемы в ИПНГ РАН разрабатываются методы автоматизированной адаптации гидродинамических моделей на основе решения обратной задачи относительно параметров вариограмм для свойств пласта и зависимостей «пористость-проницаемость». А для выявления особенностей распределения ФЕС в межскважинном пространстве на каждой итерации обратной задачи предлагается уточнять еще и значения свойства пласта в отдельных ячейках – опорных точках.

В работе приводится сравнение результатов адаптации при включении в целевую функцию различных комбинаций

замеряемых параметров эксплуатации. Варьируется выбор уточняемых параметров и начальных приближений. Рассмотрены различные варианты расположения опорных точек относительно скважин и относительно друг друга. Рассмотрена возможность применения сеток из опорных точек различной плотности.

Исследования проводятся на специально подготовленных синтетических моделях. Разработан алгоритм решения обратных задач в автоматизированном режиме с интеграцией гидродинамического симулятора Open Porous Media Initiative, который позволяет работать с трехмерными многофазными ГДМ реальных залежей. В работе получены важные выводы о возможности уточнения распределения свойств пласта в межскважинном пространстве с сохранением геологической информации в процессе адаптации.

ЗАДАЧА ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ В СРЕДЕ С ЭФФЕКТОМ ПАМЯТИ

Кадырова А.Д., Хлюпин А.Н.

Московский физико-технический институт (ГУ)
Российская Федерация, Московская область, 141701,
г. Долгопрудный, ул. Первомайская, д.3
alena_kadyrova@mail.ru

В последние годы исследователи установили, что эффект памяти оказывает существенное влияние на моделирование фильтрации при описании нетрадиционных коллекторов. Возникновение памяти может быть вызвано разрывами скоростей при течении флюида в средах, характеризующихся наличием нанопористых блоков и сети высокопроницаемых трещин [1]. Также данный эффект проявляется в процедуре усреднения течений при переходе от микромасштаба к макромасштабу и отражает различную скорость процессов в подобластях с большим контрастом фильтрационных свойств [2].

Математически эффект памяти может быть представлен в виде системы интегро-дифференциальных уравнений. В качестве модели с памятью в работе рассматривается одномерная модель фильтрации и диффузии газа в трещиновато-пористой среде [3]. Система включает дифференциальное уравнение в частных производных для фильтрации в трещинах и интегральное уравнение Вольтерры второго рода со слабой сингулярностью, описывающее диффузию газа из блоков. Численная реализация и сравнительный анализ модели с памятью и классической модели двойной пористости показали, что эффект памяти влияет на распределение давления в среде. В связи с этим учет эффекта памяти при управлении разработкой представляет существенный интерес.

В работе рассматривается задача максимизации накопленной дисконтируемой добычи газа. Современные подходы к оптимизации разработки основаны на применении adjoint-алгоритмов для нахождения градиента целевого функционала [4]. Появление памяти делает не применимой стандартную adjoint систему, используемую для традиционных гидродинамических моделей. В работе получена и применена adjoint модель для среды с эффектом памяти, проведено сравнение стратегий оптимального управления для модели с памятью и классической модели двойной пористости.

Список литературы

1. Albinali A. et al. Anomalous diffusion approach and field application for fractured nano-porous reservoirs //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.
2. Panfilov M., Rasoulzadeh M. Appearance of the nonlinearity from the nonlocality in diffusion through multiscale fractured porous media //Computational Geosciences. – 2013. – Т. 17. – №. 2. – С. 269–286.
3. Алексеев А.Д. и др. Диффузионно-фильтрационная модель выхода газа из угольного пласта // Журнал технической физики. 2007. Т. 77 №. 4. С. 65–74.
4. Sarma P. et al. Implementation of adjoint solution for optimal control of smart wells //SPE reservoir simulation symposium. – Society of Petroleum Engineers, 2005.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ В СТВОЛЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Махно М.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

Рассмотрена задача стационарного двухфазного течения нефти и газа в стволе добывающей скважины с учетом неравновесных фазовых переходов – процессов растворения/выделения из нефти газа. На основе законов сохранения массы компонентов, импульса смеси и уравнения релаксации для концентрации растворенного газа, а также замыкающих соотношений для плотностей и скоростей фаз сформирована математическая модель, выраженная системой обыкновенных дифференциальных уравнений с начальными условиями, заданными на забое скважины. Построена численная схема для решения сформированной системы уравнений. Для различных значений характерного времени релаксации рассчитаны параметры процесса (скорости фаз, объемные доли, давление) на различных глубинах в скважине с помощью программы, реализованной в среде Matlab. По полученным результатам построены графики зависимостей искомых параметров от глубины по стволу скважины. Показаны особенности влияния неравновесности на данную систему.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПРОФИЛЯ ПРИТОКА ПРИ СОВМЕСТНОМ ВСКРЫТИИ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Панарина Е.П.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65
panarina12345@mail.ru

Совместное вскрытие нескольких продуктивных пластов единой сеткой скважин является распространенным и востребованным методом современных систем разработки многопластовых месторождений нефти и газа. Объем эксплуатируемых подобным способом объектов связан прежде всего с растущим удельным весом пластов с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Такой способ эксплуатации нескольких продуктивных интервалов может осуществляться только при условии контроля выработки каждого пласта. Неотъемлемой частью контроля является определение относительных дебитов совместно работающих пластов по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ).

Для месторождений с низкой проницаемостью характерен слабый и нестабильный приток, в связи с этим стандартные методы определения приток-состава не работают, и единственным методом, позволяющим определить относительные дебиты, является термометрия. В сложившейся ситуации наибольшей информативностью обладает термометрия вне интервалов притока.

Известные методы интерпретации термограмм предполагают, что тепловое поле в скважине формируется на фоне геотермического распределения температуры в условиях работы скважины со стабильным дебитом, что не

соответствует реальным эксплуатационным объектам, в частности, могут возникать межпластовые перетоки.

Для обоснования методики количественной интерпретации результатов термических исследований в условиях нестабильной и циклической работы скважин, автором выполнен анализ особенностей теплового поля при циклической работе скважины, нестабильном многофазном притоке, в отсутствие данных о геотермической температуре, тепловых свойствах флюида и вмещающих пород.

По результатам моделирования автором были выведены критерии применимости методики количественной интерпретации термограмм вне интервалов притока в условиях циклически и нестабильно работающих скважин, обоснованы оптимальные условия проведения исследования (продолжительность, режим отбора и пр.).

С использованием авторской методики проведено более 50 исследований на реальных объектах, по результатам которых выполнены успешные и обоснованные ГТМ, которые позволили увеличить объем добычи нефти.

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО КАЧЕСТВА
ТОВАРНОГО ГАЗА ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ ПУТЕМ
ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ**

Хусаинов Р.А.¹, Чепкасова Е.В.²

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Российская Федерация, 142717, Московская обл, поселок
Развилка, Проектируемый проезд № 5537, владение 15, стр. 1

Khusainov.p@gmail.com

²ООО «Газпром добыча Ноябрьск»,

Российская Федерация, 629806, Ямало-Ненецкий автономный
округ, г. Ноябрьск, ул. Республики, 20,

E.v.chepkasova@gmail.com

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из важнейших объектов для выполнения долгосрочных договоров по поставке газа в Азиатско-Тихоокеанский регион. Оно относится к категории «уникальных» месторождений по количеству запасов газа, однако его разработка осложняется целым рядом причин:

- расчлененностью на 3 продуктивных пласта (ботуобинский, хамакинский и талахский), разделенных между собой глиняными перемычками;
- низкими толщинами продуктивных пластов и плохими ФЕС;
- проблемами при бурении скважин, возникающими вследствие сложнапряженного геомеханического состояния горных пород;
- низкими термобарическими параметрами пластов-коллекторов;
- изменчивостью состава газа, как по площади, так и по глубине и др.

Отличительной чертой пластового газа Чаяндинского месторождения является наличие в его составе большого количества неуглеводородных компонентов: по горизонтам

гелия содержится от 0,2 до 0,58 % об., азота - от 5,6 до 20%. При этом наибольшее количество азота содержится в талахском горизонте, а наименьшее – в ботуобинском. Согласно проектным решениям действующей Технологической схемы разработки Чаяндинского НГКМ, в период до 2024 года (до ввода Ковыткинского ГКМ в разработку) содержание азота в товарном газе требуется поддерживать на уровне не более 8 % об.

В данной работе были рассмотрены 3 варианта по обеспечению требуемого состава товарного газа:

- В первом варианте предусматривался сдвиг ввода одного из УППГ, скважины которого были пробурены преимущественно на ботуобинский горизонт;
- Во втором варианте рассматривалась возможность приобщения части фонда скважин, пробуренных на хамакинский или талахский горизонты, к ботуобинскому горизонту;
- В третьем варианте происходила автоматическая регулировка дебита скважин в зависимости от концентрации азота в добываемом газе, их технологического режима работы и заданного годового отбора.

В результате выполнения данной работы был проведен сравнительный анализ рассмотренных вариантов и произведена оценка их эффективности.

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ЧИСЛЕННОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ
ТЕПЛОВЫХ МЕТОДАХ РАЗРАБОТКИ**

Дуркин С.М., Меньшикова И.Н.

Ухтинский государственный технический университет,
Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта,
ул. Первомайская, д. 13
durkin@bk.ru

Опыт разработки и анализ литературы показывают, что наличие непроницаемых пропластков (таких как туффит, аргиллит, алевролит и базальт) в разрезе залежи оказывает значительное влияние на процесс теплового воздействия. Например, при применении технологии термогравитационного дренирования пласта наличие таких прослоев между парами скважин экранирует паровой поток и препятствует развитию паровой камеры. В результате верхняя часть пласта оказывается неохваченной или слабо охваченной процессом теплового воздействия. Понимание механизмов, приводящих к таким изменениям, может дать возможность, в одном случае – избежать негативных последствий при разработке месторождений, а в других – позволит достичь большей эффективности процесса теплового воздействия.

При моделировании процессов тепломассопереноса важным является вопрос моделирования пород-неколлекторов, которые, как отмечалось, значительно влияют на процесс распределения теплового фронта. Однако свойства неколлекторов, сложенных слабопроницаемыми породами, по разным причинам, не учитываются и задаются неактивными ячейками в случае классического изотермического моделирования. Но такой подход не применим при моделировании неізотермической фильтрации при закачке теплоносителей, поэтому пренебрежение фильтрационными и

теплофизическими свойствами пород-неколлекторов может сказаться на качестве прогноза развития процесса теплового воздействия.

Данная работа преследует цель, с помощью численного моделирования с использованием базы экспериментальных данных, оценить степень влияния фильтрационно-емкостных свойств глинистых пропластков при тепловом воздействии на результаты прогноза методов теплового воздействия.

Опираясь на полученные результаты, стоит отметить, что, несмотря на низкие фильтрационно-емкостные свойства пород неколлекторов, за счет совместного механизма конвекции и теплопроводности достигаются более высокие технологические показатели, о чем свидетельствует увеличение приемистости и, как следствие, повышение средневзвешенной температуры. Таким образом, при моделировании тепловых процессов настоятельно рекомендуется учитывать в постоянно-действующих геолого-технологических моделях как теплофизические свойства пород-неколлекторов, так и их фильтрационно-емкостные свойства, что ставит перед лабораториями интерпретации геофизических исследований и лабораториями исследования керна новые задачи.

МИКРОСКОПИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ЗАЛЕЖИ КОНГЛОМЕРАТНОГО ТИПА

Ли К.

Московский государственный университет
имени М.В.Ломоносова,
Российская Федерация, 119991, г. Москва,
Ленинские горы, д. 1

Микрофизическая модель широко использовалась при оценке разработки нефти и газа и повышения нефтеотдачи. Многие ученые в стране и за рубежом различными способами и методами разработали модели, которые используются для пористых средах. Использование этой модели для различных исследований, таких как влияние структуры пор на нефтеотдачи и на механизм химических методов для повышения нефтеотдачи.

В данной работе рассматривается микроскопический механизм вытеснения нефти из резервуара конгломератного типа месторождения Карамай КНР, изучая процесс и результаты заводнения водой и полимером в лабораторном условии. В отличие от песчанного типа залежи конгломератный тип характерен значительной неоднородностью. На поздней стадии заводнения обводненность достигнет до 95% и больше, а коэффициент извлечения нефти (КИН) в среднем не превышает 40%, месторождение Карамай так же не исключено. Так что, для увеличения КИН предусмотрены новые технологии, одной из которых является полимерное заводнение.

Виды порового пространства коллектора конгломератного типа месторождения Карамай бывают межзернистые поры растворения, межзернистые поры, внутризернистые поры растворения, трещины и т.д. Из-за сложной структуры порового пространства при заводнении

происходит явление фингер-эффект, площадь охвата не велика, эффективность вытеснения не удовлетворительна. После заводнения в пласте остается большое количество остаточной нефти, которая в основном распределяется в горловине пористого пространства в виде нефтяной капли, нефтяного столба, нефтяной проволоки и в слепом месте.

При полимерном заводнении по направлению вытеснения раньше не двигающаяся нефть начинает аккумулировать на противной стороне зерна, под сдвигом и вытеснением полимером между зернами пород происходит эффект-мостик, таким образом, нефть по поверхности зернам двигаются к выходу. Кроме того, под сдвигом полимера образуется маленькая нефтяная капля, которую быстро вывозит полимерная жидкость. По сравнению заводнения водой и полимером видно, что большинство остаточной нефти, находящейся в горловине порового пространства, было выведено, но нефть в слепом месте почти не изменилась.

С помощью микроскопической модели были изучены и анализированы механизмы вытеснения полимером нефти для конгломератного типа коллектора и их особенности. По результату вытеснения полимером остаточная нефть после заводнения становится меньше. Лабораторные исследования показали, что полимерное заводнение сможет увеличить КИН. В связи с неудовлетворительным вытеснением нефти из слепого места порового пространства, в таких местах все еще остается значительное количество нефти.

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ
ИЗМЕНЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
НИЖНЕВЕНДСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ**

Изьюрова Е.С.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65
ekonovalceva@yandex.ru

На территории Сибирской платформы основная часть запасов углеводородов сосредоточена в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, где открыт ряд крупных месторождений нефти и газа: Аянское, Верхнечонское, Даниловское, Дулисьменское, Ярактинское и др. Вместе с тем, к настоящему времени изученность этого региона является весьма неравномерной и в целом относительно низкой. Открытие новых значительных по запасам месторождений осложняется отсутствием традиционных структурных ловушек и ведущей ролью литологического фактора в размещении залежей УВ. Освоение уже выявленных запасов УВ в регионе сопряжено с литологической неоднородностью продуктивных пластов, которая определяется фациальной изменчивостью отложений и их интенсивной преобразованностью вторичными процессами. В связи с этим особую актуальность приобретают фациально-палеогеографические реконструкции и исследования структурно-вещественных характеристик отложений нижнего венда, слагающих природные резервуары Непско-Ботуобинской антеклизы. Для решения поставленных задач применялся широкий комплекс разномасштабных литологических, петрофизических и геофизических исследований. В основу работы положены данные ГИС более чем по 100 скважинам, из которых 30 охарактеризованы ядерным материалом в объеме около 2800 м, геолого-

промысловые данные, обширный литературный и фондовый материал по проблемам нефтегазоносности Сибирской платформы.

Формирование отложений нижнего венда происходило в период резких климатических изменений от гляциальных к аридным в условиях трансформации континентальных обстановок в прибрежно-морские. Продуктивные отложения нижнего венда представлены комплексом терригенных пород, в составе которых максимальные значения фильтрационно-емкостных свойств связаны с гравийной, гравийно-песчаной и песчаной породными ассоциациями. Морфометрические и петрофизические характеристики их пустотного пространства определяются гидродинамикой среды осадконакопления, а также интенсивностью и стадийностью аутигенного минералообразования: регенерацией зерен, карбонатизацией, сульфатизацией и засолонением. В результате проведенных литологических исследований было выявлено, что нижневендские терригенные отложения отличаются высокой степенью геологической неоднородности. В разрезах скважин были выделены породные ассоциации для создания интерпретационных моделей ГИС и синтетической кривой глинистости, учитывающей аномальную радиоактивность грубозернистых пород с повышенным содержанием монацита.

К ВОПРОСУ О ФОРМИРОВАНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Герасимов Ю.А.

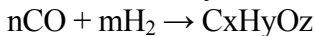
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Российская Федерация, 142717, Московская обл, поселок
Развилка, Проектируемый проезд № 5537, владение 15, стр. 1

В настоящее время большинство геологов поддерживает осадочно-миграционную теорию происхождения углеводородов и формирования их скоплений. Однако некоторые современные факты (открытие залежей нефти на глубинах более 10 км в Карибском бассейне; признаки наличия жидкостных потоков на астероидах, термобарические условия которых противоречат нахождению жидкой воды) не могут быть объяснены с позиций этой теории.

При знакомстве с процессами формирования синтетического жидкого топлива, автор отметил удивительное сходство величин некоторых его параметров, таких как температуры и давления (от 55 до 350 °С и от 2 до 10 МПа) со значениями этих параметров, характерных для процессов генерации углеводородов в осадочно-миграционной теории.

Образование углеводородов из СО и Н₂ (синтез-газа) является сложным каталитическим процессом, включающим большое число последовательных и параллельных превращений. Синтез газа в общем виде можно рассматривать как восстановительную олигомеризацию оксида углерода:



Конечными продуктами этого процесса являются алканы, алкены и кислородсодержащие соединения.

Термодинамика допускает образование из СО и Н₂ углеводородов любой молекулярной массы, типа и строения, кроме ацетилена. В интервале температур 50–350 °С наиболее вероятно образование метана. Повышение давления в системе способствует образованию более тяжелых продуктов, а

увеличение парциального давления водорода в синтез-газе благоприятствует образованию алканов.

Предлагаю упрощенную модель образования УВ в недрах:

1. На разделе сред, где в водоносном горизонте находится наибольшее количество протонов водорода (жидк).
2. Катализатором реакции являются глины, а точнее, металлы (железо, кобальт, никель, алюминий и др.), которые сорбированы или входят в ее состав.
3. Исходными реакционными компонентами являются оксиды углерода.

В общем виде процесс должен происходить таким образом:

1. Углерод в виде оксидов (жидкий и газообразный) переносится вместе с пластовыми водами по порам и открытым трещинам нефтегазоматеринской толщи пород.
2. Адсорбция оксидов углерода атомами металлов на поверхности глин.
3. Адсорбированный углерод вступает в реакцию с протонами водорода, в ходе которой могут формироваться низко- и высокомолекулярные углеводороды.
4. Десорбция углеводородных продуктов генерации.
5. Процесс изомеризации новообразованных углеводородов.
6. Первичная миграция углеводородов, эмиграция их из пород материнской толщи и формирование залежей углеводородов.

ЧИСЛЕННАЯ ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Хисматуллина Э.Р.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65
elvira.hismatullina@bk.ru

Для интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), или каротажа, используются различные подходы и методики. Одно из направлений — совместная численная инверсия каротажных данных. В этом случае формулируется обратная задача, в которой искомыми обычно являются объемные доли различных компонентов породы-коллектора (включая флюиды), а входными данными — показания нескольких различных методов (приборов) ГИС в скважине на определенном интервале глубины. Чаще всего используется линейная модель, в которой теоретический отклик приборов предполагается линейно зависящим от долей компонентов. Однако решение усложняется необходимостью учета дополнительных ограничений, погрешностей измерений, возможной недо- или переопределенностью системы. Совместная численная инверсия является одной из доступных опций большинства коммерческих программных пакетов интерпретации ГИС.

В работе изучен практический подход к совместной инверсии данных каротажа, его особенности, преимущества и недостатки, а также пример итерационной реализации методом Грама-Шмидта. Приведены дополнительные математические решения линейной задачи наименьших квадратов на основе QR и SVD разложений. Разработана программа в среде MATLAB для чтения и анализа данных каротажа из файла LAS, реализации алгоритма инверсии для нахождения объемных долей компонентов, сопоставления измеренных и восстановленных каротажных кривых. Произведена апробация на данных реальной скважины и выполнено контрольное сравнение результатов с пакетом TechLog.

**МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ЗОН АНТИКЛИНАЛЬНЫХ
СТРУКТУР СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВОГО ПОЯСА
СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПРОГИБА**

Якупова Е.М.

ФГБУ «ВНИГНИ»,

Российская Федерация, 105118, Шоссе энтузиастов, 36

etyakupova@vniigni.ru

Складчато-надвиговые пояса предгорных прогибов формируют гигантские месторождения углеводородов. Связано это с тектоническими процессами, протекающими на стадии орогенеза. В условиях горизонтального сжатия в антиклинальные структуры складчато-надвигового пояса «выжимаются» значительные объемы углеводородов. Таким образом, важное значение на стадии поисковых работ в предгорных прогибах имеет уточнение геологического строения подобных антиклинальных структур, ловушек в их пределах и изучение тектонических процессов, их формирующие и повлиявшие на изменение порового пространства и проницаемости потенциальных коллекторов. В 2014-2016 гг. были проведены геолого-геофизические работы в северной части Предверхоаянского прогиба, впервые с конца 80-х годов. Нефтегазоперспективность рассматриваемой части прогиба подтверждают многочисленные проявления углеводородов на исследуемой и открытие месторождений на соседних территориях. Однако ни в одной из пяти скважин исследуемого района не было получено промышленных притоков углеводородов. Современные методы обработки геолого-геофизических данных позволили уточнить геологическое строение северной части Предверхоаянского прогиба [1, 2]. На основе анализа новых геологических данных выполнена палеорекострукция методом сбалансированных разрезов одной из антиклинальных структур складчато-надвигового пояса – Сетасской структуры. Палеорекострукция методом сбалансированных разрезов

позволила более достоверно провести геологическую интерпретацию сейсмических разрезов (чем без применения данной методики), а также отразить процесс формирования антиклинальных структур складчато-надвигового пояса северной части Предверхоянского прогиба. В связи с высокой актуальностью определения коллекторских свойств в подобных зонах проведен анализ сейсмоакустических разрезов, полученных в результате обработки данных сейморазведки отечественной системой ОТДИ (оптимизационная технология динамической интерпретации), примененной впервые в районе исследования.

Список литературы

1. Мигурский Ф.А., Якупова Е.М. Обоснование региональных исследований нефтегазоносности Предверхоянского перикратонного прогиба // Геология нефти и газа. - 2017.- №3.- С.18-25.
2. Мигурский Ф.А. Якупова Е.М. Новые данные о геологическом строении антиклинальных структур северной части Предверхоянского перикратонного прогиба. - Геология нефти и газа. 2017, №5, с.31-36.

РАЗВИТИЕ ТЕРМОКОНДУКТИВНОЙ РАСХОДОМЕТРИИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПТОВОЛОКОННОЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

Лазуткин Д.М.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, Москва,
Ленинский проспект, 65

Настоящая работа направлена на развитие технологий оптоволоконной термометрии для выделения интервалов притока и определения скорости потока флюида в стволах горизонтальных скважин.

Предлагается проводить измерения по принципу термоанемометра с использованием оптоволоконного кабеля с возможностью нагрева его оболочки. Определенный участок (или участки) оптоволоконного кабеля нагревается с некоторой мощностью с целью снятия с него характеристики релаксации температуры при охлаждении.

Для оценки информативности оптоволоконной термоанемометрии предложена математическая модель, которая рассматривает оптоволоконную измерительную систему как линейный датчик температуры, нагреваемый с равномерно распределенной по длине постоянной мощностью. Между датчиком и средой существует теплообмен по закону Ньютона. Соответственно, по наблюдаемой динамике изменения температурного поля возможно определить скоростные характеристики потока флюида в скважине.

В работе выделены преимущества и ограничения методов классической термометрии, рассмотрены возможности долговременного мониторинга температуры с использованием распределенной по стволу нагреваемой оптоволоконной системы датчиков. Методом математического моделирования получены наиболее общие закономерности

поведения температуры во времени для подобного вида нагревателя. Исследована динамика температурного поля в скважине с нагреваемым распределенным линейным датчиком в зависимости от времени нагрева датчика, его размеров, тепловых свойств флюида и самого датчика. В настоящее время исследуются возможности предлагаемого метода на экспериментальной установке кафедры ГИС РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина.

МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКОГО РИФА НА ЮГО-ВОСТОКЕ ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ

Афонин М.А.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
afonin@ipng.ru

Благодаря методам структурной и качественной интерпретации сейсмического разреза удается выявить геологические объекты и разобраться в сложном строении разреза юго-востока Хорейверской впадины. Главным инструментом при работе с данными сейсморазведки при выделении рифовых тел является атрибутный анализ.

При тщательном изучении данных сейсморазведки удалось выявить в верхнедевонских рифах более пяти этапов развития органогенной подстройки (рис. 1). По данным

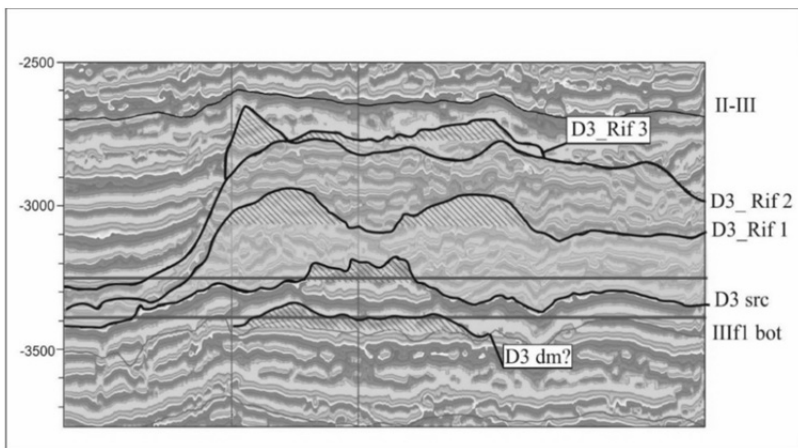


Рис 1. Фрагмент сейсмогеологического профиля

выполненной интерпретации предлагается новая модель развития рифа с атолловидной формой с внутрилагунными одиночными рифовыми постройками.

Покрышками для внутривагунных одиночных рифов служат толщи глинистого или карбонатно-глинистого состава. Формирование карбонатно-глинистой толщи, возможно, связано с разрушением передовых барьерных рифов и внутривагунной рифовой части. Формирование глинистых покрышек связано со значительными колебаниями уровня моря.

Формирование верхнедевонской постройки начинается с середины франского времени и продолжается до конца девона, что хорошо прослеживается по данным ГИС и бурения.

Представленная модель рифового тела позволяет наиболее точно определить перспективу объекта, а также уточнить историю развития региона.

Список литературы

1. Белонин М.Д., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А., Прищеп О.М., Теплов Е.Л. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения // - Недра, СПб, 2004. -396 с.
2. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларинова З.В., Беда И.Ю., Довжикова Е.Г., Куранова Т.И., Никонов Н.И., Петренко Е.Л., Шабанова Г.А. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции // М-во природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, ГУП РК ТП НИЦ. – СПб : ООО «Реноме», 2011. – 286 с. :ил.

БАССЕЙНОВЫЙ АНАЛИЗ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ 3D МОДЕЛИРОВАНИЯ

Зинатуллина Л.И.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
liya_zinatullina@mail.ru

Территория – западная часть полуострова Ямал – располагается в Ямальской нефтегазоносной области. В область изучения вошли такие крупнейшие месторождения как Крузенштерновское, Харасавэйкое, Бованенковское.

В результате комплексного анализа геолого-геофизических и геохимических материалов удалось уточнить строение, литологический состав, фильтрационно-емкостные свойства пород, глубины залегания, геохимическую характеристику разновозрастных отложений разреза и на основании этого анализа предварительно оценить перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов полуострова Ямал и прилегающей акватории Карского моря.

В строении рассматриваемого региона принимают участие три структурных этажа: фундамент, промежуточный структурный этаж и платформенный чехол. Возраст консолидации фундамента определен как позднепалеозойский. Промежуточный структурный этаж включает толщу триаса и пограничные горизонты верхней перми, выполняющие рифтогенные грабены. Чехол образован юрско-кайнозойскими отложениями.

В Карско-Ямальском регионе в разрезе юрского продуктивного комплекса выделено пять региональных резервуаров: геттанг-синемюрский (пласт Ю12), плинсбахский (пласт Ю11), тоарский (пласт Ю10), аален-байосский (пласты Ю7_9) и батский (пласты Ю2_4).

Наиболее крупные месторождения Ямальской НГО приурочены к положительным структурам 1-го (мегавалы) порядка, а также к положительным структурам, осложняющим борта поднятий. Так Бованенковское месторождение располагается на Бованенковско-Нурминском мегавалу.

В целом, если меловой разрез Ямала изучен достаточно полно, то юрские и особенно доюрские отложения остаются слабоизученными.

В разрезе глубокозалегающих юрских и доюрских отложений изучаемого региона наибольшие перспективы нефтегазоносности связаны с песчано-алевритовыми породами нижней и средней юры и с корой выветривания фундамента, лучшими ФЕС обладают коллекторы оксфордского и батского ярусов. В мальшевском комплексе (пласт Ю₂₋₃) установленные карбонатные отложения до глубины -3950 м, вероятно, регионально газонефтеносны.

Перспективны в Западной части акватории Карского моря Северо-Харасавейская структура, районы Обручевского (Западно-Шараповская и Шараповская структуры) и Русановского мегавалов.

Таким образом, в результате проведенного бассейнового анализа удалось наметить перспективные в нефтегазоносном отношении участки.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ В ВЕРХНЕПЕРМСКИХ РЕЧНЫХ БАРАХ И ДЕЛЬТАХ ПРИТОКОВ ПАЛЕОПЕЧОРЫ

Ершов А.В., Коновалова И.Н.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
aershov@ipng.ru

В верхнепермское время Палеопечора была крупной и полноводной рекой с многочисленными притоками, конусы выноса которых широко развиты в пределах южной части Южно-Баренцевоморской впадины и Тимано-Печорской плиты. Приуроченность аллювиальных долин на территории Верхнепечорской впадины к пониженным формам структурного плана по нижнепермским отложениям, скорее всего, объясняется унаследованностью тектонических движений и преобладанием на данной территории прогибания на протяжении длительного времени, начавшегося с позднепермской эпохи и продолжающегося до триаса. Учитывая унаследованный тектонический контроль при формировании аллювиальных долин в течение всей позднепермской эпохи можно предположить, что положение разновременных позднепермских долин в плане в пределах одного и того же структурного элемента в целом совпадает. Речные системы формировались в периоды стабилизации и отсутствия привнесения мощных толщ континентальных моласс в платформенных условиях. Наблюдается некоторое несовпадение в плане полос развития различных пластов песчаников речных долин, но их смещение обычно составляет не более 2-3 км[1]. Осередки (палеоострова) в процессе осадконакопления образуют и сохраняют свою антиклинальную форму.

Вследствие наличия коллекторов и флюидоупоров аллювиального генезиса можно говорить о потенциальных

возможностях образования залежей углеводородов в них[2]. Например, формирование залежей в верхнепермских ловушках в пределах основных путей миграции нефти и газа из Верхнепечорского очага генерации должно происходить по принципу дифференциального улавливания Максимова-Гассоу. Это справедливо и для всей речной системы Палеопечоры в позднепермское и, возможно, в триасовое время.

Список литературы

1. Ершов А.В. Особенности геологического строения верхнепермского терригенного нефтегазового комплекса (на примере верхнепечорской впадины тимано-печорской провинции) Электронный научный журнал Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – Москва, ИПНГ РАН, 2012 г. Вып. 1(5)
2. Ершов А.В. Перспективы нефтегазоносности верхнепермских отложений Верхнепечорской впадины. Материалы Всероссийской научной конференции, посвящённой 30-летию ИПНГ РАН. Сер. "Труды ИПНГ РАН (Москва): серия «Конференции»" Институт проблем нефти и газа РАН; ООО «Аналитик»; Научный редактор А.Н. Дмитриевский. 2017. Издательство: Институт проблем нефти и газа РАН

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В НИЖНЕПЕРМСКИХ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЦИЛЬЕГОРСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Драбкина А.Д., Данилова Е.М.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, Москва, Губкина, 3
nastyadrabkina94@gmail.com

В Цильегорской депрессии Хорейверской впадины (Тимано-Печорская провинция) по полученным в последние годы данным сейсморазведки можно судить о широко развитой системе ассельско-сакмарских рифовых построек [1].

Вместе с тем, перспективы локальных объектов, ввиду их небольших размеров, остаются пока неясными. Поиски залежей в ассельско-сакмарских отложениях обычно не рассматривались в качестве самостоятельного направления поисковых работ на нефть в данном районе, хотя залежи нефти уже установлены на Колвинском, Северо-Мукеркамьльском и др. месторождениях. Лишь в отдельных работах последних лет (Никонов Н.И. и др.) эта идея была впервые обоснована.

На одном из локальных объектов в пределах куба 3D по данным выполненной нами интерпретации ГИС ассельско-сакмарские карбонаты продуктивны в 5 скважинах, в одной получен промышленный приток нефти. В остальных скважинах коллекторы не были опробованы в связи с неясностью характера насыщения по данным оперативной интерпретации ГИС. Однако нам удалось определить одну и ту же отметку водонефтяного контакта во всех пяти скважинах, которая контролируется отметкой подошвы глинистой пачки (истинной покрывшей) толщиной 6–35 м.

Амплитуды локальных куполов по кровле рифов ассельско-сакмарского возраста достигают 100–120 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины зафиксированы в основном вблизи кровельных частей построек, дебиты

скважин могут достигать первых сотен кубических метров в сутки.

По материалам сейсморазведки 3D и комплекса ГИС нами прогнозируются в верхних частях органогенных построек, вдоль их гребней, зоны коллекторов с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Проведенные исследования позволяют считать поиски залежей в гребнях ассельско-сакмарских органогенных построек самостоятельным высокоэффективным направлением геологоразведочных работ на нефть в Хорейверской впадине.

Список литературы

1. Белонин М.Д., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения // Недра, СПб, 2004 г. 396 с.

**ОСОБЕННОСТИ ТИПИЗАЦИИ СКВАЖИН
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО
ПРОДУКТИВНОСТИ И ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ
СТРОЕНИЮ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ**

Буданов А.Б.

Московский государственный университет
имени М.В.Ломоносова,

Российская Федерация, 119991, г. Москва,
Ленинские горы, д. 1
budananton@mail.ru

Разделение на типы происходило по следующим основным критериям: величины уплотнённых среднесуточных дебитов и характер линии тренда добычи. 40 скважин нескольких месторождений были типизированы по динамике добычи за последние 10 лет на пять типов. *1 тип* характеризуется стабильными высокими среднесуточными дебитами на протяжении 7-10 лет (среднесуточный дебит для всего типа = 37 т/сут за 2005(2007)-2012(2014) год), после чего наблюдается постепенный спад, до 20 т/сут. Во всех скважинах данного типа под конец рассматриваемого периода (2005-2014 г.) задействуется технология ЭЦН. *2 тип* характеризуется самыми устойчивыми стабильными высокими среднесуточными дебитами (20-25 т/сут) за весь период разработки. Наблюдается незначительная тенденция к снижению дебитов под конец рассматриваемого периода. *3 тип* характеризуется стабильными умеренными среднесуточными дебитами. Для большинства скважин данного типа в силу техногенных причин, линия тренда имеет пологий растянутый синусоидальный характер. Среднесуточный дебит за весь рассматриваемый период – 12 т/сут. Для *4 типа* характерны стабильные низкие дебиты. Линии тренда пологие, близкие к прямым. В половине скважин типа имеется тенденция к спаду добычи.

Среднесуточный дебит за весь рассматриваемый период – 3-4 т/сут. Для 5 типа характерны минимальные нестабильные дебиты. Среднесуточный дебит – 0,5 – 1 т/сут. Выделяются локальные максимумы до 7 т/сут. Отмечаются длительные промежутки бездействия и консервации скважин.

Проанализировав геологическое строение каждой скважины, был сделан вывод о том, что зависимость продуктивности от геологического строения весьма сложная и нелинейная, в виду этого было решено объединить попарно 1-й и 2-й, 3-й и 4-й типы, для того чтобы выявить максимально обоснованную связь геологического строения и продуктивности. Продуктивность каждого из типов, предположительно, можно связать с палеогеографическими условиями формирования конкретных локальных участков залежи и со вторичными преобразованиями коллекторов, которые могут сказываться как положительно на добычных характеристиках (трещины автофлюидоразрыва, вторичная пористость), так и отрицательно (трещины, залеченные мелкокристаллическим кальцитом, вторичная карбонатизация трещинно-порового пространства).

Список литературы

1. Гурари Ф.Г. К вопросу о строении локальных поднятий в мезо-кайнозойском чехле Западно-Сибирской низменности. Труды Сиб. Науч.-исслед. Ин-та геол., геофиз. и минерального сырья, вып. 1, 1959. с. 5-10, 64-68.
2. Григорьева Г.Ф., Нестеров И.И., Рыльков А.В. Геология и геохимия нижнемеловых и юрских отложений центральной части Западно-Сибирской провинции. М.: Недра, 1969. с. 116.
3. Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тянь А.В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты. Нефть и газ Тюмени, №7, 1970. с. 40-42.

Научное издание

Труды ИПНГ РАН (Москва):

серия «Конференции»

Выпуск 3(1)

2-Я МОЛОДЕЖНАЯ

НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА»

Тезисы докладов

*Выпуск одобрен на заседании Учёного совета ИПНГ РАН
(прот. № 5 от 12 сентября 2018 г.)*

ИЗДАТЕЛЬСТВО
PRESS-BOOK.RU
редкие книги

Издательство ИП Лысенкуо А.Д. «PRESS-BOOK.RU»
117133, г.Москва, ул. Академика Варги, д.15

Формат 60x90 ¹/₁₆. Бумага офсетная 80 г/м²

Печать цифровая. Гарнитура «Таймс»

Тираж 100 экз. Заказ №

Заказное

Отпечатано с готовых диапозитивов типографией