

На правах рукописи



Глотов Антон Васильевич

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО
ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ОТЛОЖЕНИЙ
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ
ТЕХНОЛОГИЙ ЕЁ ОСВОЕНИЯ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва-2021

Работа выполнена в организациях: АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук».

Научный руководитель:

Михайлов Николай Нилович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН.

Официальные оппоненты:

Вольпин Сергей Григорьевич, кандидат технических наук, начальник отдела гидродинамических исследований и моделирования в нефтегазовой отрасли Федерального государственного учреждения «Федерального научного центра Научно-исследовательского института системных исследований Российской академии наук» (ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН).

Рогачев Михаил Константинович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета (СПГУ).

Ведущая организация: Центр индустриальной интеграции «Газпромнефть – Технологические партнерства»

Защита диссертации состоится 31.03.2021 в 13:00 на заседании диссертационного совета Д.002.076.01 при ФГБУН «Институте проблем нефти и газа Российской академии наук» по адресу: 119333, г. Москва, ул. Губкина, дом 3.

С диссертацией можно ознакомиться у ученого секретаря ИПНГ РАН. Электронная версия автореферата размещена на официальном сайте ИПНГ РАН <http://www.ipng.ru> и в ВАК при Министерстве образования и науки РФ.

Автореферат разослан « » февраля 2021 и размещен на сайте www.ipng.ru 08.12.2020г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



Баганова М.И.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Отложения баженовской свиты (БС) распространены в Западной Сибири на территории более 1 млн. км² и по разным оценкам включают в себе геологические/извлекаемые ресурсы от 1,2/0,3 до 10,5/7,5 млрд. т (Брехунцов А.М., 2017) и 120/3,1 млрд. т (Волков В.А., 2018). Вместе с тем, на государственном балансе извлекаемых запасов по всем категориям числится всего около 633 млн. т (Шпильман А.В., 2020), а за всё время разработки из БС добыто немногим более 11 млн. т нефти.

Большинство вопросов проектирования разработки и подсчета запасов БС связаны с принципиально иным типом продуктивных пластов, для оценки, моделирования и извлечения углеводородов, из которых требуются кардинально иные, отличные от существующих методические приемы и технологии.

Для отложений БС предложены различные модели её строения, выделены различные типы коллекторов, определены структуры порового пространства, влияющие на фильтрацию и на способы разработки БС (Таблица 1). В настоящее время нет единого мнения о понятии коллектор БС, поэтому автор использовал термин «приточный интервал».

Между тем, за всё время опытно-промышленной разработки и лабораторного исследования ядра БС не выявлено взаимосвязи между технологиями извлечения нефти и строением пород, а эффективность разработки остается крайне низкой, составляя от долей процентов (естественный режим) до 4-7% (гидроразрыв пласта).

Низкая эффективность разработки БС во многом обусловлена:

- отсутствием надежных критериев выделения приточных интервалов по аномалиям геофизических исследований скважин (ГИС) и свойствам ядра (зачастую противоречащим друг другу);
- трудностью оценки их потенциальной продуктивности и особенностей трансформации пустотного пространства пород при разработке тем или иным способом;
- невозможностью достоверной оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) ядра согласно ГОСТ 26450.

Отдельной, не решенной до настоящего времени, является проблема извлечения нефти из керогена тепловыми методами. Оптимистическая оценка КИН, основанная на экспериментах в «трубах» горения или реакторах на дезинтегрированном ядре и насыпных

моделях, составляет 0,5-0,6 и более (Аржанов Ф.Г., 1990, Кокорев В.И., 2010, Бондаренко Т.М., 2020). Вместе с тем, практика применения тепловых методов показывает более скромные результаты (Волков В.А., 2018). Причиной является недостаточное изучение особенностей техногенной трансформации пустотного пространства и фильтрации флюидов.

Таблица 1 – Модели коллектора БС

1. Геологическая модель	Тип коллектора
1. Коллектор связан с трещинами, возникшими в результате воздействия тектонических сил (Клубова Т.Т., Сонич В.П., Гайдебурова Е.А. и др.)	Трещинный
2. Коллектор образован при автофлюидоразрыве пород при преобразовании ОВ (Гурари Ф.Г., Нестеров И.И., Брадучан Ю.В., Зарипов О.Г. и др.)	Трещинный, порово-трещинный
3. Коллектор связан с седиментационными особенностями формирования отложений и постседиментационными преобразованиями органоминерального скелета (Дорофеева Т.В., Добрынин В.М. и др.)	Трещинно-поровый, поровый, трещинно-кавернозно-поровый
2. Гидродинамическая модель (Вольпин С.Г., Умрихин И.Д., Ломакина О.В. и др.)	Тип коллектора
4. Единый резервуар, коллектор является "средой с двойной пористостью" - низкопроницаемой матрицей и высокопроницаемыми каналами-трещинами	Трещинно-поровый
5. Коллектор в виде линз с различной проницаемостью пород, изменяющейся в широком диапазоне (без "среды с двойной пористостью"), и сообщаемостью линз	
6. В пределах каждой линзы коллектор представляет собой "среду с двойной пористостью"	

Поэтому, актуальным является выявление особенностей структуры пустотного пространства отложений, влияющих на эффективность разработки БС.

Цель работы – разработка комплекса методов оценки структуры и свойств отложений БС для обоснования технологий её освоения.

Для достижения поставленной цели решались следующие **научные задачи**:

1. Определение условий проведения синхронного термического анализа, совмещенного с газовой ИК-Фурье и масс-спектроскопией (СТА-ИК-МС), для определения емкостных

свойств и насыщенности открытого пустотного пространства отложений БС.

2. Определение факторов, влияющих на трансформацию пустотного пространства и извлечение углеводородов при тепловых методах разработки БС.

3. Анализ приуроченности приточных интервалов БС к аномалиям ГИС.

4. Обоснование критериев, позволяющих выделять и ранжировать по технологиям разработки потенциально-приточные интервалы в разрезе БС.

Научная новизна.

1. Разработан оригинальный способ выделения потенциально-приточных интервалов (ППИ) в БС, основанный на новых представлениях о вторичности (техногенности) ФЕС керна, которые не отражают свойств пород в пластовых условиях и являются реакцией на снятие горного давления в процессе отбора керна; о строении и свойствах зоны предразрушения пород, формирующейся в околоскважинном пространстве в процессе бурения скважины, которые отражают восприимчивость пород к механическому и гидродинамическому воздействию и определяют размеры области фильтрации бурового раствора в пласте. Техногенные изменения пород БС фиксируются по приращениям удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта. Новые представления дают возможность не только объяснить несоответствия ФЕС керна и аномалий ГИС, но и дифференцировать принципиально разные способы разработки БС, основанные как на поддержании пластового давления, так и на снятии горного давления за счет создания искусственной трещиноватости пласта.

2. Согласно установленным автором новым критериям, основанным на геомеханическом подходе к изменению свойств пород, выделено и ранжировано по технологиям разработки три типа ППИ, отличающихся от выделяемых ранее другими исследователями типов.

3. Для оценки особенностей преобразования отложений БС при тепловых методах разработки обоснованы три взаимосвязанных фактора («масштабный», «временной» и «методический»), влияющих на скорость, характер протекания, объем и полноту извлечения углеводородных соединений, расход и особенности фильтрации теплоносителя.

4. Выявлена техногенная анизотропия структуры пустотного про-

странства, сформировавшаяся при тепловом воздействии. Степень ее проявления определяется «масштабным» фактором. Техногенная анизотропия зависит от лабораторных методов её определения («методический» фактор) и длительности хранения исследуемого керна («временной» фактор).

5. Разработан способ оценки открытой пустотности и насыщенности (водонасыщенности, нефтенасыщенности) кернов БС с использованием СТА-ИК-МС (Патент № 2662055 от 28.03.2017), который показал не только более высокую достоверность по сравнению со стандартными методами (ГОСТ 26450), но и непригодность использования стандартных методов при лабораторном изучении пород БС.

Практическая значимость и внедрение результатов работы.

Выявленные новые закономерности степени восприимчивости пород БС к техногенному изменению пластовых условий (тепловому, механическому и гидродинамическому воздействию) могут быть использованы для создания новых систем разработки БС, основанных на управляемой трансформации структуры пустотного пространства пород. Результаты, полученные в диссертационной работе, могут быть использованы для обоснования вовлечения отложений БС в разработку для тех скважин, где способ стимуляции пласта не соответствовал природе техногенной восприимчивости пород, и в результате приток нефти не был получен, или был получен непромышленный приток.

Экспериментально выявленное влияние «масштабного» фактора на особенности формирования техногенной анизотропии пустотного пространства, степень извлечения углеводородов, изменения характера смачиваемости при тепловом воздействии могут быть использованы для повышения достоверности физического и гидродинамического моделирования тепловых систем разработки отложений БС.

Разработанный автором способ лабораторного определения открытой пустотности и насыщенности с использованием СТА-ИК-МС позволяет адаптировать стандартные методы определения ФЭС к особенностям отложений БС. Способ может быть использован для массовых поточных определений ФЭС керна. В настоящее время способ применяется в АО «ТомскНИПИнефть» для систематических определений открытой пустотности и насыщенности кернов БС.

Методология и методы исследования. Материалы, положенные в основу диссертации базируются на комплексном литологическом, петрофизическом и геохимическом исследовании образцов керна БС, материалов ГИС и результатов испытаний 36-ти скважин юго-восточной части Западной Сибири (Томская область, Ханты-Мансийский автономный округ). Исследования керна проводилось при непосредственном участии автора. Под руководством автора и им самим было проведено более 1600 комплексных термоаналитических и спектрометрических исследований образцов керна и выполнена интерпретация их результатов, проведен анализ и интерпретация результатов ГИС.

Соответствие тематики диссертации паспорту специальности. Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» в области изучения геолого-геофизических и физико-химических процессов, протекающих в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями, а также изучения свойств флюидов, насыщающих пластовые резервуары.

Защищаемые положения

1. Использование метода синхронного термического анализа, совмещенного с газовой ИК-Фурье и масс-спектроскопией, позволяет усовершенствовать существующие методы определения открытой пустотности и насыщенности отложений баженовской свиты за счет комплексного использования термического и спектрометрического эффекта при определении ФЕС.

2. Учёт «масштабного», «методического» и «временного» факторов позволяет уточнить основные закономерности извлечения углеводородов при тепловых методах разработки баженовской свиты.

3. Совместный анализ восприимчивости пород к трансформации структуры пустотного пространства и геофизических аномалий в скважине, указывающих на наличие фильтрации, позволяет выделять потенциально-приточные интервалы в отложениях баженовской свиты при различных технологиях её разработки.

Степень достоверности и апробация результатов. Представленные в работе результаты исследований получены с помощью современного сертифицированного лабораторного оборудования в

лабораториях, имеющих государственную аккредитацию. Теоретическая часть исследований построена на известных научных фактах, достоверность которых общепризнана. Полученные автором результаты исследований не противоречат опубликованным в отечественной и зарубежной литературе данным других исследователей.

Основные научные положения и результаты исследований докладывались на: VI Региональная научно-техническая конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть» (Томск, 2014); IV Международная научно-техническая конференция «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений» (Санкт-Петербург, 2015 г.); Техническая конференция SPE «Петрофизика XXI: Навстречу новым вызовам» (Петергоф, 2016г.); Научно-техническая конференция «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа» (Томск, 2016); Научно-практический семинар корпоративных НИПИ «Современные направления исследования керна и петрофизического моделирования сложнопостроенных коллекторов в поддержку геологии, сейсмоки и разработки» (Тюмень, 2016); II Конференция ОАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти» (Москва, 2016); 2-я Молодежная научная конференция «Актуальные проблемы нефти и газа» (Москва, 2018); XXVI Международная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Ломоносов» (Москва, 2019); XIX Научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (Анапа, 2019).

Публикации. Результаты исследований по теме диссертации изложены в семи научных публикациях в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК. Федеральной службой по интеллектуальной собственности выдан патент на изобретение №2662055 (23.07.2018) «Способ определения открытой пористости и текущей нефтенасыщенности нефтяных сланцев методом термического анализа».

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованной литературы из 233 наименований, иллюстрирована 67 рисунками и содержит 29 таблиц. Общий объем работы составляет 148 страниц.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность своему научному руководителю профессору, д.т.н. Михайлову Николаю Ниловичу за научное руководство, ценные советы и исклю-

чительное внимание при работе над диссертацией.

Автор выражает благодарность всему коллективу Управления лабораторных исследований ядра АО «ТомскНИПИнефть» за ценные консультации и помощь в проведении научно-исследовательских работ, в особенности профессору, д.г.-м.н. И.В. Гончарову., к.г.-м.н. С.В. Парначеву, к.т.н. А.Г. Скрипкину, к.х.н. В.В. Самойленко, к.г.-м.н. М.В. Шалдыбину.

Автор искренне благодарен к.т.н. П.Б. Молокову (НИЯУ МИФИ) за помощь в проведении термических исследований и разработке алгоритмов обработки спектрометрических данных, а также к.г.-м.н. А.А. Штырляевой (СПГУ) за помощь в проведении микро-томографических исследований.

Основное содержание работы

Объектом исследования являются отложения БС, вскрытые в 36 скважинах на территории Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО).

В главе 1 приведена общая характеристика отложений БС района исследований: локация, геохимические (пиролитические) параметры, литологическая типизация, ФЕС, нефтенасыщенность отложений.

Глава 2 посвящена обзору существующих моделей коллектора в БС и особенностей структуры их пустотного пространства. Ввиду отсутствия единого мнения о коллекторе в БС предлагается использовать термин «приточный» интервал. Показано, что существующие представления о приточных интервалах базируются на стандартных методических подходах к оценке ФЕС и поэтому не соответствуют специфичности БС. При этом приток флюидов принципиально различен для различных представлений о коллекторе.

В главе 3 приводится обоснование использования тепловых методов при определении емкостных свойств отложений БС, описывается методика определения открытой пустотности и насыщенности с использованием метода синхронного термического анализа, совмещенного с газовой ИК-спектроскопией и масс-спектроскопией (СТА-ИК-МС) (Патент №2662055 от 28.03.2017), а также расчет погрешности определения открытой пустотности, водосодержания, в том числе для отложений традиционных коллекторов (песчаники).

В главе 4 приводятся результаты экспериментальных исследований по техногенной трансформации структуры пустотного пространства отложений БС при тепловом воздействии. Выделены ос-

новные факторы, влияющие на характер протекания процессов преобразования породы, генерацию, фильтрацию флюидов и оценку результатов, которые включают «масштабный», «методический» и «временной» факторы.

В главе 5 дается обзор существующих методов разработки отложений БС и приводится анализ их эффективности. Анализируются принципы выделения ППИ, основанные на литотипизации, геохимических показателях органического вещества (ОВ), прямых и качественных признаках, характерных для порового и трещинно-порового типов коллектора. Обоснованы представления о вторичности (техногенности) ФЭС керна, которые возникают при снятии горного давления и идентифицируются в особенностях формирования зоны предразрушения пород в околоскважинной области пласта. Техногенные изменения в этой области характеризуют восприимчивость пород к механическому и гидродинамическому воздействию в процессе бурения скважины. На основе этих представлений автором выделяются три типа ППИ, дифференцированные по стадийности и способам разработки.

Защищаемые положения отражают совокупный результат проведенных исследований, поэтому дальнейшее изложение автореферата построено в соответствии с защищаемыми положениями.

Использование метода синхронного термического анализа, совмещенного с газовой ИК-Фурье и масс-спектроскопией, позволяет усовершенствовать существующие методы определения открытой пустотности и насыщенности отложений баженовской свиты за счет комплексного использования термического и спектрометрического эффекта при определении ФЭС

Методы определения ФЭС керна (ГОСТ26450), разработанные в 80-х годах прошлого века для традиционных коллекторов, не учитывают особенностей отложений БС (органоминеральный скелет, низкие и ультранизкие ФЭС). Их использование приводит к искажению определяемых значений ФЭС. Основные искажения даёт процедура очистки открытого пустотного пространства путем жидкостной экстракции органическими растворителями, обладающими не селективным действием по отношению к органическому веществу (ОВ). В результате лишь 16% образцов керна остаются визуально целыми, 48% покрываются сетью мелких трещин, а 36% полностью разрушаются и становятся непригодными для определения

ФЕС. Отсутствие четких критериев завершения экстракции в породах с ультранизкой проницаемостью ведут к неравномерной очистке открытого пустотного пространства и, как следствие, неравномерному изменению смачиваемости. Кроме того, ОСТ 39-181-85 запрещает использовать такой метод очистки для пород с органическим скелетом.

Отличительной чертой использования СТА-ИК-МС при определении открытой пустотности (*Kn отк*), нефтенасыщенности (*Kn*) и водонасыщенности (*Kв*) отложений БС является работа только с объемом существующих в породе открытых пустот и насыщающих их флюидов. Возможность определения в процессе нагревания весовых, термических характеристик образца и состава образующих газов, позволяет с контролируемой точностью удалить свободные, сорбированные углеводородные соединения (УВС) и воду из открытого пустотного пространства с количественной оценкой их содержания, не затронув немобильное (или слабо фильтруемое) ОВ, с минимальным воздействием на структуру пустотного пространства.

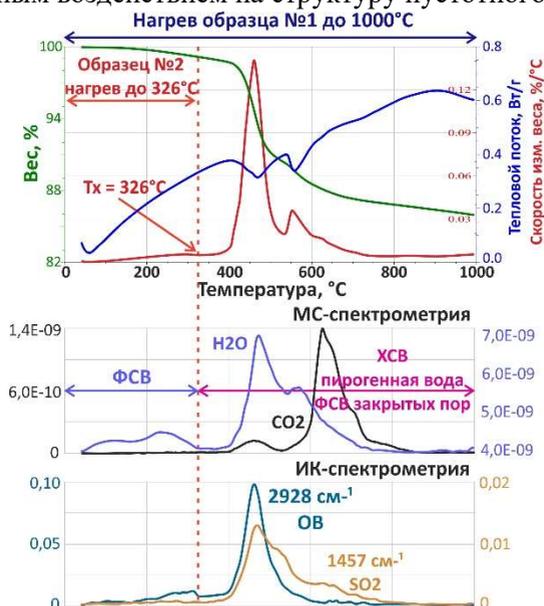


Рис. 1. Термограмма СТА-ИК-МС: образец №1 – определение температуры T_x (326°C); образец №2 – нагрев образца до ранее определенной T_x с определением *Kn отк* и насыщенности; ФСВ и ХСВ – физически и химически связанная вода, ОВ – органическое вещество

Из керна отбирается два параллельных образца согласно слоистости. На образце №1 определяются температура завершения испарения УВС (T_x) из открытого пустотного пространства и водосодержание, которые существенно различны из-за различий структуры насыщенности (рис. 1). Образец №2 нагревается до ранее установленной температуры T_x , далее определяются $K_n \text{ отк}$, K_v и K_n образца. В обоих случаях параметры нагрева одинаковы: скорость нагрева $10^\circ\text{C}/\text{мин}$, атмосфера инертная, скорость продувки печи $100 \text{ мл}/\text{мин}$.

Определение $K_n \text{ отк}$ осуществляется методом жидкостенасыщения. В качестве насыщающего флюида используется вода, поскольку в процессе нагревания происходит удаление пленки ОВ с поверхности открытых пустот, что изменяет смачиваемость (рис. 2). Также меньший размер молекулы воды, по сравнению с молекулами керосина, позволяет воде проникать в более мелкие пустоты. В табл. 2 для отдельных скважин представлены полученные значения $K_n \text{ отк}$ и насыщенности отложений БС.

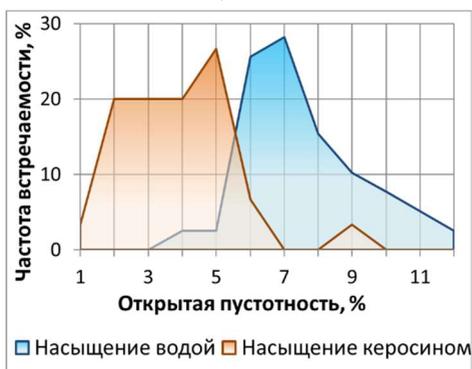


Рис. 2. Частота распределения значений $K_n \text{ отк}$ по керосину и по воде на параллельной выборке образцов

Абсолютная/относительная погрешность определения $K_n \text{ отк}$ (относительно среднего) для отложений кремнисто-глинистого и глинисто-карбонатного состава составляет $0,72/7,45\%$ и $0,71/17,38\%$, соответственно. Погрешность определения физически связанной воды (ФСВ) и химически связанной воды (ХСВ), и общего водосодержания составляет: абсолютная – $0,11/0,18/0,27\%$, относительная – $9,39/9,44/8,68\%$, соответственно.

Разработанный способ лабораторного определения $K_n \text{ отк}$ и насыщенности керна БС, основанный на контролируемом и избирательном тепловом воздействии на свободные, сорбированные УВС и воду в открытом пустотном пространстве, позволяет получать достоверные значения и адаптировать стандартные методы к особенностям отложений БС.

Табл. 2. Модальные значения открытой пустотности ($K_{п\text{ отк}}$) и насыщенности (K_n, K_v)

Свойства пород	Номер скважины								
	Г-4	Т-3	Ч-5	М-1	П-1	С-4	В-5	Д-1	К-1
$K_{п\text{ отк}}, \%$	6,3	4,9	3,0	3,9	4,4	3,6	7,7	4,3	4,0
$K_n, \%$	39,2	29,7	59,7	50,0	29,5	39,9	44,2	40,7	30,6
Свойства пород	Номер скважины								
	С-9	П-55	М-7	М-6	К-2	П-5	С-9	З-1	
$K_{п\text{ отк}}, \%$	5,1	4,6	4,2	4,4	5,3	3,2	5,0	5,1	
$K_n, \%$	15,5	23,1	34,9	35,0	20,0	30,9	18,5	25,0	
$K_v, \%$	17,5	21,9	17,3	15,1	22,2	22,6	17,6	31,0	

Таким образом, обосновано первое защищаемое положение.

Учёт «масштабного», «методического» и «временного» факторов позволяет уточнить основные закономерности извлечения углеводородов при тепловых методах разработки баженовской свиты

Проведенные эксперименты показали, что тепловое воздействие приводит к формированию техногенной анизотропии пустотного пространства, степень проявления которой (в виде динамики и объема извлекаемых УВС, значений ФЕС) определяется размером образца, то есть «масштабным» фактором. Так, разница температур максимальной скорости испарения УВС между образцами объемом 0,06 мм³ и 58,9 мм³ достигает почти 200°C (82,2 и 280,8°C соответственно, рис. 3), при температуре 300°C из большего, по размерам, образца испаряется на 28% меньше УВС. Возрастание скорости нагревания имеет схожий эффект.

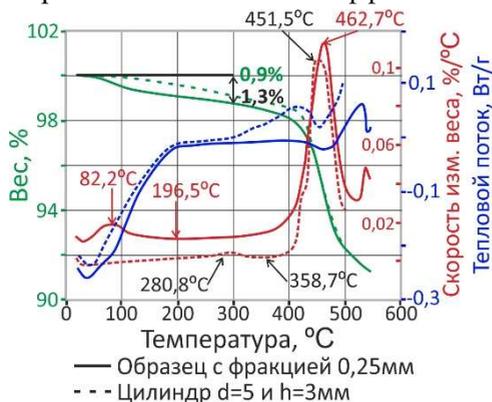


Рис. 3. Влияние размера образца на количество выделяемых УВС

Результаты ртутной порометрии и микротомографии (микроКТ) показывают, что изначально слабосвязанная, хаотично ориентированная структура пустотного пространства при нагревании до T_x трансформируется в хорошо связанную, линзовидную, ориентированную вдоль слоистости структуру (рис. 4).

Значительное влияние «масштабного» фактора на степень проявления анизотропии пустотного пространства показало измерение значений $K_{п\ отк}$ до и после нагревания (были выпилены разные объёмы из единого образца). Открытая пустотность меньшего образца в объеме $6,5\text{ мм}^3$ увеличивается в 2,5 раза. Между тем, в объеме бóльшего образца (75 мм^3) подобных изменений не фиксируется – $K_{п\ отк}$ остаётся почти на том же уровне, составляя 6,9% (рис. 5).

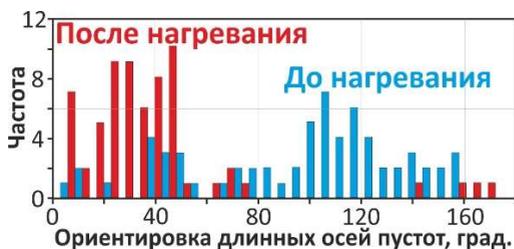


Рис. 4. Техногенная анизотропия пустотного пространства при нагревании до температуры T_x

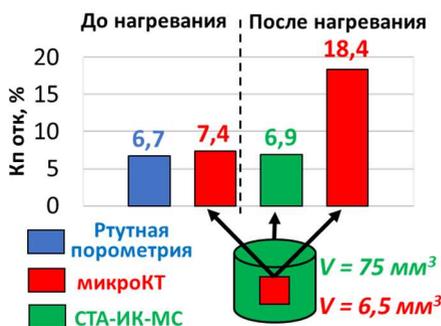


Рис. 5. Степень изменения пустотности при нагреве $1в$ зависимости от размера образца

Исследование насыщенности отложений БС показало, что при размере частиц менее 1 мм в открытом пустотном пространстве сохраняются только сорбированные УВС и вода. При бóльшем размере резко возрастает количество как свободных УВС, так и воды.

При планировании, моделировании, проведении и оценке результатов теплового воздействия на отложения БС необходимы данные об их емкостных свойствах, достоверность которых определяется применяемой методикой или «методическим» фактором.

Так, значения $Kn_{отк}$, полученные по стандартной методике (с экстракцией, по газу (GRI), жидкостенасыщение по керосину), показывают систематическое искажение, занижая или завышая значения относительно более достоверного метода СТА-ИК-МС. Одной из причин является отсутствие единых критериев завершенности процесса экстракции. Примечательно, что модальные значения $Kn_{отк}$ до экстракции совпадают со значениями, полученными с помощью СТА-ИК-МС (рис.6).

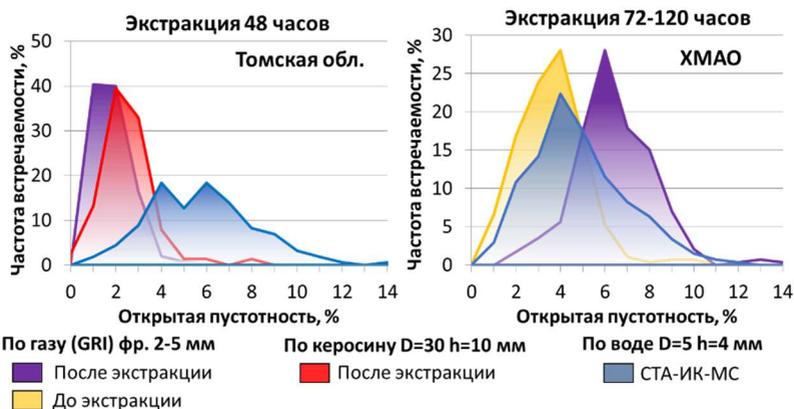


Рис. 6. Значения $Kn_{отк}$, полученные газовольнометрическим методом (GRI), жидкостенасыщения (керосин) на образцах разного размера с предварительной экстракцией разной продолжительности, а также с помощью разработанного метода СТА-ИК-МС

Значение	S_1	S_1	ΔS_1 (%)
	2004г.	2015г.	
	мг УВ/г породы		
Мин.	1,32	0,45	0,87 (65,9)
Макс.	8,79	6,25	2,54 (28,9)
Среднее	5,11	3,62	1,49 (29,2)



Рис. 7. Изменение во времени содержания S_1 и $Kn_{отк}$

Значительный объем лабораторных исследований проводится на керне, длительное время находившемся в кернохранилище. Автором показано, что свойства длительно хранившегося керна изменяются во времени разнонаправленно. Так, содержание УВС в пике S_1 за 9 лет в зависимости от литологического состава отложений в

среднем снизилось на 1,49 мг УВ/г породы или на 29,2%; значения *K_п отк* изменяются разнонаправленно, увеличиваясь для отложенный карбонатного состава (рис. 7).

Таким образом, обосновано второе защищаемое положение

Совместный анализ восприимчивости пород к трансформации структуры пустотного пространства и геофизических аномалий в скважине, указывающих на наличие фильтрации, позволяет выделять потенциально-приточные интервалы в отложениях баженовской свиты для различных технологий её разработки

Анализ опубликованных данных результатов разработки, применения методов повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации притока нефти в скважину из БС показал, что наиболее эффективным на сегодняшний день является многостадийный гидроразрыв пласта в скважинах с горизонтальным окончанием (КИН достигает 4-7%, но наблюдается быстрое падение дебита), также потенциально высокой эффективностью обладают тепловые методы. Однако, в целом разработка БС характеризуется крайне низкой эффективностью, КИН составляет доли процента.

Одной из причин неэффективного освоения отложений БС является сложность выделения потенциально-приточных интервалов (ППИ) с их дифференцированием по методам разработки. На основе проведенного анализа петрофизических данных, результатов вскрытия и испытания БС выделены основные проблемы, осложняющие выделение ППИ:

- Как правило, при вскрытии отложений БС приток нефти получить не удастся, получение притока возможно только после применения методов интенсификации притока (дополнительной перфорации, ГРП и др.).
- Лабораторные определения ФЕС керна зачастую противоречат наблюдаемым аномалиям ГИС, указывающих на признаки проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.
- Сопоставление геохимических параметров, полученных при проведении пиролиза на раздробленных образцах, с минеральным составом отложений и их петрофизическими свойствами не позволяет выявить значимых зависимостей.

- Зависимости типа «кern-кern» и «кern-ГИС» имеют вид, характерный для порового типа коллектора (рис. 8, 9), но геометрия пустотного пространства не позволяет отнести породы ни к гранулярному, ни к трещинному типам коллекторов.

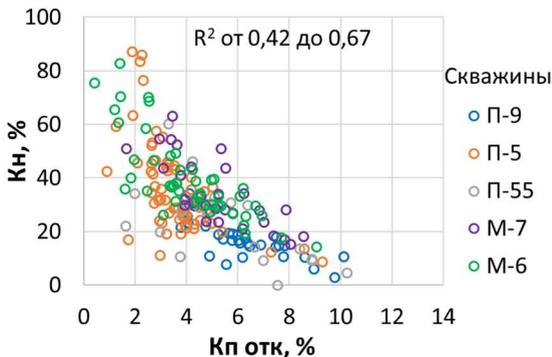


Рис. 8. Зависимость открытой пустотности от нефтенасыщенности (по СТА-ИК-МС)

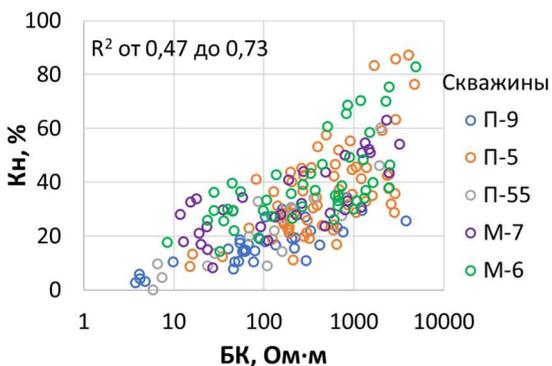


Рис. 9. Зависимость нефтенасыщенности от УЭС пласта по боковому каротажу

Предлагаемый в работе геомеханический подход объясняет выявленные несоответствия в петрофизических свойствах зерна и пород в пластовых условиях и позволяет выделять ППИ в породах БС. Геомеханический подход основан на следующих представлениях: фильтрационно-емкостные свойства зернов баженовской свиты имеют вторичную (техногенную) природу. Они не отражают свойств пород в пластовых условиях, поскольку формируются в результате снятия горного и пластового давлений в процессе бурения и отбора зерна.

Степень трансформации ФЕС и формирование техногенно-обусловленной пустотной структуры зерна зависит от первичной (в пластовых условиях) связности пустотного пространства, проявление которой в ряде случаев можно наблюдать на зерне визуально.

Исследованные отложения БС по глинистости разделяются на группы 1) до 10-15% и 2) более 15-20%. Для обеих групп модальные значения $K_{п\text{отк}}$ составляют 4-8%. Максимально высокие значения характерны для второй, более глинистой группы отложений, что обусловлено активной сорбцией глинистыми минералами тяжелых фракций углеводородов и воды. В этом случае высокие значения $K_{п\text{отк}}$, определяемые глинистостью, не могут выступать индикатором ППИ, поскольку фильтрация УВ в таких породах невозможна за счет сильнейшего физико-химического взаимодействия между флюидами и глинистыми минералами.

Результаты проведенных фильтрационных экспериментов показывают, что при возрастании давления обжима (имитирующего горное давление) до 150 атм регистрируемая проницаемость керна ($K_{пр}$, по керосину) снижается до 90% (рис. 10). Учитывая преобладающие ультранизкие значения $K_{пр}$ отложений и реальные значения пластового давления ~340-380 атм, это означает практически полное отсутствие проницаемости у пласта. Поэтому наличие признаков фильтрации в пласт, зафиксированное по приращению УЭС, связано с особенностями разрушения пород и фильтрацией бурового раствора под долото во время бурения.

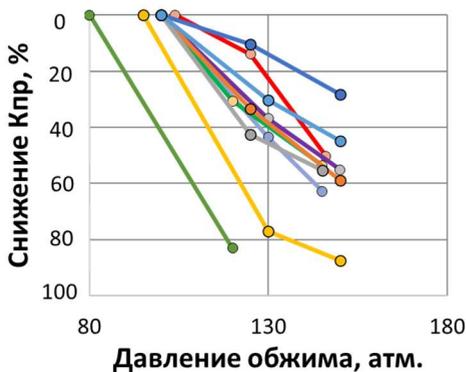


Рис. 10. Функция $K_{пр}$ от давления обжима, имитирующего горное давление

В процессе бурения, помимо непосредственного удаления разрушенных частиц пород, в призабойном пространстве формируется особая зона, ослабленная развитой системой микротрещин, или зона предразрушения. Эта зона развивается в околоскважинном пространстве, при этом глубина проникновения трещин в пласт может в несколько раз превосходить глубину непосредственного разрушения пород, в том числе за счет близости отложений БС к трансверсально-изотропному типу среды. В случае же пластичных, высокоглинистых пород зона предразрушения не формируется, происходит «разрыхление», смятие породы без образова-

тельного разрушения пород, в том числе за счет близости отложений БС к трансверсально-изотропному типу среды. В случае же пластичных, высокоглинистых пород зона предразрушения не формируется, происходит «разрыхление», смятие породы без образова-

ния явных трещин (Нескоромных В.В., 2015). В таком случае электрическими методами ГИС не фиксируется приращение УЭС пласта (рис. 11).

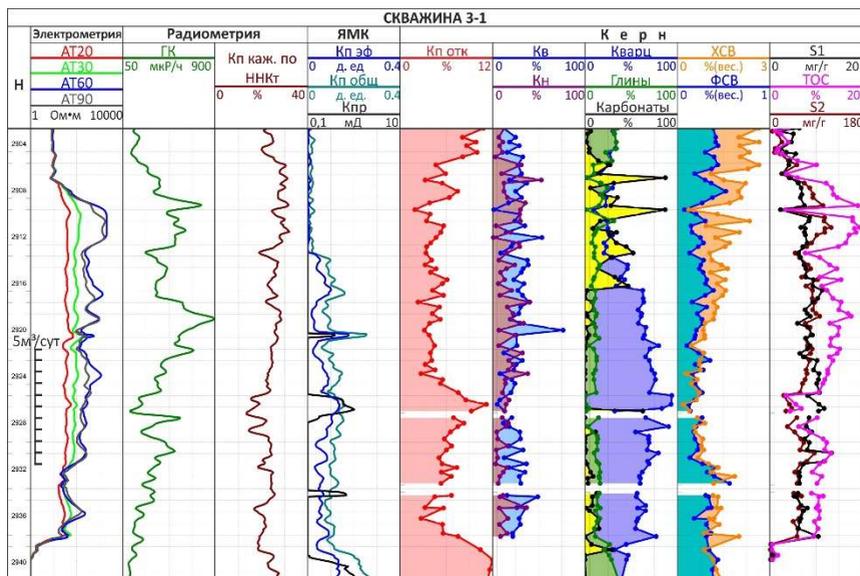


Рис. 11. Планшет с результатами ГИС и свойствами отложений по керну (ФСВ и ХСВ – физически и химически связанная вода)

Анализ доступных результатов ГИС и испытаний скважин в интервале БС на изучаемой географической территории показал, что притоки нефти приурочены к интервалам, характеризующимся приращением УЭС пласта по данным микрокаротажа (МГЗ, МПЗ), БК и МБК, ВИКИЗ. Именно интервалы с приращением УЭС пласта могут рассматриваться в качестве эффективных толщин *Нэф*.

Таким образом, образование зоны предразрушения в отложениях БС является результатом технологического воздействия.

Характер зоны предразрушения отражает восприимчивость пород к механическому и гидродинамическому (перепад давлений) воздействию и зависит от геомеханических свойств пород (хрупкость, упругость и пластичность). Характеристики этой зоны определяют глубину проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, фиксируемую по приращениям УЭС пласта.

В работе выделено три типа ППИ, которые отличаются от известных ранее выделенных типов изложенным геомеханическим

подходом (рис. 12). **Первый тип ППИ** (естественный и технологически стимулируемый коллектор). Породы восприимчивы к механическому и гидродинамическому воздействию, обладают достаточной связностью пустотного пространства для фильтрации флюидов в пластовых условиях или же при снятии горного давления путем создания искусственной трещиноватости. Это первоочередной объект разработки.

ГИС	Керн				Тип ППИ	Нэф	Способы разработки, МУН
	Кп отк, % (по СТА-ИК-МС)		Кгл, % (по РФА)				
	<6	>6	<20	>20			
					Ia		Естественный режим, методы создания искусственной трещиноватости
					Iб		Тепловые методы
					Iв		Методы создания искусственной трещиноватости
					II		Методы восстановления притока, методы создания искусственной трещиноватости
					III		Разработка существующими методами невозможна

Рис. 12. Типы ППИ, дифференцированные по способам разработки

В нем выделены следующие подтипы.

К подтипу **Ia** отнесены интервалы пласта, при вскрытии и опробовании которых были получены притоки нефти, а *Кп отк* по керну составляла более 6%. Разработка возможна в режиме естественного истощения, но более эффективным является применение методов, основанных на создании искусственной трещиноватости. В подтипе **Iб** ФЕС несколько хуже, но разработка таких интервалов возможна тепловыми методами. Ввиду пониженной связности пустотного пространства при тепловом воздействии снижается вероятность образования относительно высокопроницаемых каналов, приводящих к прорыву теплоносителя и снижению охвата теплового воздействия на пласт. По этой же причине применение методов, основанных на создании искусственной трещиноватости, будет малоэффективно – снятие горного давления не вызывает существен-

ного роста *Kп отк.*

Подтип **Ив** представляет собой переслаивание пород с резко различными геомеханическими свойствами и с разной степенью связности пустотного пространства. Это является благоприятным фактором для методов разработки, основанных на создании искусственной трещиноватости.

Второй тип ППИ (технологически стимулируемый). Породы не обладают проницаемостью в пластовых условиях и характеризуются отсутствием приращений УЭС пласта, которые могли быть обусловлены деформацией призабойной зоны пласта, техническими ограничениями оборудования ГИС или кольматацией пустотного пространства пород. Для этого типа снятие горного давления приводит к формированию относительно высоких емкостных свойств. Поэтому применение методов, позволяющих восстановить проницаемость пласта и создать искусственную трещиноватость, могут перевести данный тип к первому типу ППИ (естественный коллектор).

Третий тип ППИ. Породы с глинистостью более 15-20% и отсутствием приращения УЭС пласта. Связность пустотного пространства пород крайне низкая, большая часть УВС находится в закрытых пустотах и сорбирована глинистыми минералами. Эффективная разработка с использованием существующих на сегодняшний день технологий невозможна.

Таким образом, обосновано третье защищаемое положение.

Заключение

Выполненные диссертантом работы по исследованию природной и техногенной структуры пустотного пространства отложений БС для обоснования технологий её освоения позволили решить поставленные задачи и получить следующие результаты:

1) Разработан способ определения *Kп отк* и насыщенности с использованием метода СТА-МК-МС. Способ позволяет адаптировать стандартные методы определения ФЕС к особенностям отложений БС. Параметры проведения эксперимента обеспечивают максимальную очистку только открытого пустотного пространства и только от свободных и сорбированных УВ и воды, сохраняя структуру пустотного пространства породы и целостность образца. Относительная погрешность измерений не превышает 10%.

2) Экспериментально установлено, что тепловое воздействие на отложения БС приводит: **а)** к возникновению техногенной анизотропии структуры пустотного пространства, степень проявления которой определяется «масштабным» фактором или объемом пород пласта, взаимодействующего с теплоносителем; **б)** к гидрофилизации открытого пустотного пространства; **в)** к зависимости расхода теплоносителя от температуры прогрева пласта. Данные параметры позволяют выделять в разрезе БС восприимчивые к тепловому воздействию интервалы пласта и планировать разработку наиболее эффективной модификации теплового метода.

3) Экспериментально установлено, что достоверность определения свойств керна БС определяется «методическим» и «временным» фактором. Применение стандартных методов определения открытой пустотности и насыщенности по ГОСТ 26450, предусматривающим предварительную жидкостную экстракцию керна органическими растворителями, приводит к неконтролируемому искажению значений ФЕС. С течением времени ФЕС керна изменяются в зависимости от минерального состава – для плотных карбонатных и кремнистых отложений свойства улучшаются.

4) Доказано, что ФЕС керна вторичны (техногенные) и отражают восприимчивость пород к снятию горного давления, а признаки фильтрации бурового раствора в пласт обусловлены характером зоны предразрушения пород. Эта зона формируется в околоскважинном пространстве в процессе бурения скважины и отражает восприимчивость пород к механическому и гидродинамическому воздействию.

5) Выделено **три типа потенциально-продуктивных интервалов**, ранжированных по способам разработки. От ранее известных они отличаются применением геомеханического подхода:

I тип (естественный коллектор, первоочередной объект разработки) – породы восприимчивые к снятию горного давления, механическому и гидродинамическому воздействию, в зависимости от которых разделяются на три подтипа (**Ia**, **Iб**, **Iв**); разработка может осуществляться тепловыми методами (**Ia**, **Iб**) и методами, основанными на создании искусственной трещиноватости, а также в режиме естественного истощения (**Ia**, **Iв**);

II тип (технологически стимулируемый) – породы восприимчивые к снятию горного давления, возможна разработка методами,

основанными на создании искусственной трещиноватости, но только после предварительной обработки призабойной зоны пласта;

III тип – высокоглинистые породы, не формирующие зоны предразрушения, а фиксируемая восприимчивость к снятию горного давления обусловлена пластичностью глинистых пород. Экономически рентабельная разработка существующими методами невозможна.

Таким образом, выявление степени восприимчивости пород к изменению пластовых условий, к механическому и гидродинамическому воздействию позволяет управлять трансформацией структуры пустотного пространства пород путем целенаправленной стимуляции пласта конкретными способами, что обуславливает возможность получения максимального эффекта от воздействия на отложения баженовской свиты на каждом этапе трансформации порового пространства.

Список опубликованных работ по теме диссертации

1. Петрография и минералогия глин аномально люминесцирующих прослоев баженовской свиты Западно-Сибирского осадочного бассейна / М.В. Шалдыбин, В.В. Крупская, А.В. Глотов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. - №2. – с. 36-40. (Scopus, Q-3).

2. Парначев С.В. Определение остаточной водонасыщенности терригенных коллекторов по материалам термогравиметрии / С.В. Парначев, А.В. Глотов // Научно-технический вестник «Каротажник». – 2011. – Выпуск 7 (205). – с. 52-60.

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

4. Оценка влияния теплового воздействия на структуру порового пространства при определении емкостных свойств пород баженовской свиты с использованием синхронного термического анализа / А.В. Глотов, Н.Н. Михайлов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. - №. – с 37-44. (GeoRef)

5. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia / M.V. Shaldybin,

A.V. Glotov et al. // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – Vol. 100. – pp. 358-375. (Web of Science, Q-1)

6. Глотов А.В. Лабораторная оценка пористости и насыщенности отложений баженовской свиты различными методами / А.В. Глотов, А.Г. Скрипкин, А.М. Горшков // НТВ «Каротажник». – 2019. – Вып. №6 (3). – с. 23-40.

7. Глотов А.В. Влияние «масштабного» фактора на свойства баженовской свиты // А.В. Глотов, Н.Н. Михайлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. - № 6. – с. 42-48. (GeoRef)

Результаты интеллектуальной деятельности

8. Пат. 2662055 Российская Федерация, G01N 15/08, G01N 25/14, G01N 25/56. Способ определения открытой пористости и нефтенасыщенности нефтяных сланцев методом термического анализа / Глотов А.В.; заявитель и патентообладатель Томский науч.-исслед. и проект. ин-т нефти и газа. – опубл. 23.07.2018, Бюл. №21. – 12 с.