ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

На правах рукописи

НЕМОВА ВАРВАРА ДМИТРИЕВНА

ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПОРОД И ТЕХНОМОРФИЗМ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

СПЕЦИАЛЬНОСТЬ 25.00.06 – «Литология»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

доктора геолого-минералогических наук

Научный консультант:

доктор геолого-минералогических наук, доцент

Ростовцева Юлиана Валерьевна

Москва – 2021

Содержание

Введение (содержание работы) 4

Глава 1. Общая характеристика баженовского горизонта 15

1.1. Состояние вопроса. Цель работы 15

1.2. Общие сведения о геологии и нефтеносности баженовской свиты 19

1.2.1. Краткий очерк о тектоническом строении, стратиграфии и нефтегазоносности Западной Сибири 20

1.2.2. Сведения о баженовском горизонте Западной Сибири 24

1.2.3. Обзор представлений о типе и генезисе коллекторов баженовской свиты 32

1.2.4. Краткий обзор методов и результатов разработки баженовской свиты ..38

1.2.5. Обзор технологий разработки низкопроницаемых высокоуглеродистых пород, применяемых в мировой практике 41

1.3. Промысловые исследования баженовской свиты Средне-Назымского месторождения. Постановка задач для литологических исследований 47

Выводы по главе 1 53

Глава 2. Литогенетический анализ отложений баженовской свиты 55

2.1. Обзор основных литологических типизаций пород баженовской свиты 57

2.2. Литогенетическая классификация пород баженовской свиты 62

2.2.1. Генетические типы вулканогенно-осадочных и механогенных отложений 67

2.2.2. Генетический тип механогенно (терригенно) - биогенных пород 70

2.2.3. Генетический тип биогенных пород 89

2.3. Сравнительный анализ свойств разных классов пород баженовской свиты 128

2.4. Строение и условия формирования отложений баженовской свиты 140

2.5. Анализ постседиментационных преобразований пород баженовской свиты и формирования их коллекторских свойств 151

2.6. Палеогеографические факторы формирования площадной изменчивости класса пород потенциальных коллекторов 159

Выводы по главе 2 166

Глава 3. Построение трехмерной геологической модели баженовской свиты 168

3.1. Практическое применение литогенетической классификации пород баженовской свиты 168

3.1.1. Проведение литогенетической классификации, увязанной с данными ГИС 171

3.1.2. Интерпретация данных ГИС с опорой на литогенетическую классификацию пород 173

3.1.3. Межскважинная корреляция отложений баженовской свиты 177

3.1.4. Построение трехмерной геологической модели на основе куба «литологии» 179

3.2. Трехмерная геологическая модель строения баженовской свиты на примере Средне-Назымского месторождения 184

3.2.1. Построение трехмерной геологической модели отложений баженовской свиты на примере Средне-Назымского месторождения.....184
3.2.2. Оценка запасов нефти баженовской свиты объемным методом 211
3.2.3. Оценка извлекаемых запасов нефти баженовской свиты.....214
3.2.4. Оценка ресурсов УВ баженовской свиты через пиролитические параметры.....217
Выводы по главе 3 220
Глава 4. Разработка подходов к оценке эффективности технологий извлечения УВ баженовской свиты – анализ техноморфизма 221
4.1. Теория техногенеза, техноморфизма 221
4.1.1. Сущность и история понятия «техногенез».....221
4.1.2. Техноморфизм – определение, задачи, методы исследований 225
4.2. Анализ техноморфизма отложений баженовской свиты при воздействии технологией ГРП.....228
Анализ техноморфизма отложений баженовской свиты при воздействии технологией ГРП 229
4.3. Анализ техноморфизма отложений баженовской свиты при термогазовом воздействии 235
4.3.1. Промысловые эксперименты по закачке воздуха в баженовскую свиту.....235
4.3.2 Анализа техноморфизма отложений баженовской свиты при тепловом воздействии 246
4.4. Лабораторные методы определения ключевых параметров оптимизации технологии извлечения УВ из нефтематеринских пород 265
Выводы по главе 4 267
Глава 5. Региональный анализ перспектив разработки баженовской свиты.....269
5.1. Ключевые типы разреза баженовского горизонта.....269
5.2. Разработка различных типов разреза баженовского горизонта с помощью технологий ГРП и ТГВ.....283
Выводы по главе 5 287
Заключение.....289
Научные статьи, опубликованные автором в журналах Scopus, WoS, RSCI, в изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 25.00.06, по теме диссертации.....291
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....298
СПИСОК РИСУНКОВ.....331
СПИСОК ТАБЛИЦ 341
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....342

Введение (содержание работы)

Актуальность работы

Вопросы эффективного и высокотехнологичного развития ресурсной базы углеводородов (УВ) становятся в наше время всё актуальнее, поскольку на государственном уровне много лет обсуждается проблема снижения ежегодной добычи нефти в России, в том числе, в Западной Сибири, поставляющей около 60 % всей нефти страны и обладающей развитой нефтегазовой инфраструктурой. Значительный объем известных залежей нефти Западной Сибири находится на поздней стадии разработки. Перспективными объектами для наращивания ресурсной базы и стабилизации объема добычи нефти считаются мало разрабатываемые ранее в России нефтематеринские формации, имеющие региональное распространение.

В период 2010 – 2015 гг в США резко увеличилась добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов, разрабатываемых с помощью бурения горизонтальных скважин с многосекционным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП). Для освоения нефтематеринских отложений к опробованию также предлагались инновационные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), но до сих пор рентабельной промышленной технологии добычи, так называемой, «сланцевой» нефти не появилось.

По оценкам зарубежных аналитиков (EIA, 2013) Россия обладает самыми большими ресурсами «сланцевой» нефти в мире (10.2 млрд т), основной объем которой содержится в отложениях баженовской свиты Западной Сибири – главной нефтематеринской формации региона.

В ходе изучения баженовской свиты и по мере совершенствования технологий добычи происходила значительная трансформация геологических представлений о ее строении.

В конце 60-х годов прошлого века первые фонтаны нефти из баженовской свиты привлекли к ней огромное внимание. Долгое время свита исследовалась с позиций нефтематеринских отложений и региональной покрышки. Позднее опытно-промышленная разработка баженовской свиты велась на Салымском месторождении, где была установлена высокая степень изменчивости ее продуктивности, не позволявшая успешно планировать разработку: около половины пробуренных скважин являлись низкопродуктивными.

Традиционно добыча нефти в Западной Сибири велась из алевро-песчаных поровых коллекторов, а баженовская свита многие десятилетия изучалась «попутно» при бурении на залегающие ниже нее коллекторы. Благодаря этому, накопился огромный объем довольно разрозненных фактических данных, характеризующих данные отложения.

Многие годы считалось, что коллекторы в баженовской свите – не прогнозируемые, хаотично расположенные линзы глинистых пород, связанные с областями повышенной тектонической трещиноватости [201]. Запасы и ресурсы нефти баженовской свиты оценивались различными способами, их объемы различались на порядки.

В начале 2000-х годов в отечественной геологии произошла технологическая революция – качественный скачок в развитии дистанционных (повышение разрешающей способности сейсморазведки, разнообразие каротажных приборов) и прямых методов исследований. К последним относится керн и приборы для отбора изолированного керна, впервые позволившие получить информацию о строении всего разреза свиты. В расчете на получение принципиальной новой информации с 2005-2006 гг началось бурение высокотехнологичных скважин с отбором и разносторонними исследованиями кондиционного керна из отложений баженовской свиты, определением в ней интервалов притока нефти, записью расширенного комплекса каротажных кривых. Полученная информация по первым скважинам действительно позволила сделать принципиально новые выводы о строении баженовской свиты, что привело к значительному увеличению числа подобных скважин и, соответственно, качественному и количественному приросту информации о строении и нефтеносности данной свиты, которая, однако, принадлежит различным нефтяным компаниям.

На основании новых фактических данных было доказано, что карбонатно-глинисто-кремнистый разрез свиты состоит из двух классов пород, схожих по набору минеральных компонентов, но различающихся их процентным соотношением и текстурами пород, благодаря чему они обладают контрастными свойствами, в том числе, различной способностью отдавать нефть в скважины.

Доминируют в разрезе низкопроницаемые нефтематеринские породы (доманикиты – традиционное для России нарицательное наименование нефтематеринских отложений с содержанием Сорг 5 – 25 % («Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов», под ред. В.Н. Шванова, 1998; О.К. Баженова и др. [22], 2000; М.В. Дахнова и др., 2015 [103]), содержащие в себе огромный ресурсный потенциал углеводородов (УВ). Подчиненное значение имеют нефтематеринские породы – коллекторы (доманикоиды – нефтематеринские отложения с содержанием Сорг 0,5 – 5 % («Систематика…», 1998)), обладающие приемлемыми для современных методов разработки фильтрационно-емкостными свойствами, составляющие не более 1/3 толщины разреза, но при этом содержащие в себе основной объем запасов извлекаемой нефти свиты.

Развитие методов и методик исследований, увеличение объема фактических данных по баженовской свите привело к появлению возможности эффективного

планирования ее разработки, что было впервые доказано нефтяными компаниями в рамках опытно-промышленных работ на промысле к началу 2020 года (Тюменский нефтегазовый форум, устные сообщения представителей компаний ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», 2020). Решение данной задачи стало возможным, благодаря получению и обобщению результатов огромного объема разных видов исследований свиты (промысловые данные, каротаж, керн), над которыми совместно работали мультидисциплинарные команды специалистов нефтяных компаний, научно-исследовательских и академических институтов. Большое значение в обосновании свойств резервуаров баженовской свиты имели исследования керна, увязанные с промысловыми данными, что позволило идентифицировать коллекторы и оценить запасы нефти баженовской свиты, которые могут быть извлечены с помощью существующих технологий разработки.

До настоящего времени низкопроницаемые нефтематеринские породы разреза остаются не вовлечёнными в разработку и это является настоящим вызовом для поиска способа извлечения нефти из них.

Цель работы – разработка универсальной литогенетической классификации пород баженовской свиты, отражающей сложность многоуровневого строения толщи и позволяющей комплексировать разномасштабные данные при решении научных и практических задач, включая построение трехмерных геологических моделей и анализ результатов техногенного воздействия («техноморфизма») на породы баженовской свиты.

Основные задачи работы

- ✓ Сбор геолого-геофизических данных по отложениям баженовской свиты и их систематизация с опорой на керн. Создание атласа литотипов.
- ✓ Разработка и апробация практически ориентированной литогенетической классификации пород баженовской свиты.
- ✓ Литогенетический и стадиальный анализ целевых литологических типов отложений баженовской свиты.
- ✓ Разработка литологической модели строения баженовской свиты.
- ✓ На основе литогенетической классификации пород баженовской свиты формирование методических подходов к трехмерному геологическому моделированию ее строения, оценке запасов и ресурсов нефти.
- ✓ Теоретические разработки подхода к анализу преобразований пород при целенаправленном техногенном воздействии – исследованию техноморфизма.

- ✓ Изучение пород баженовской свиты, преобразованных за счет термического воздействия в пластовых и лабораторных условиях.
- ✓ Составление схемы трансформаций минералов, органического вещества и порового пространства пород баженовской свиты при техногенном воздействии различными температурами.
- ✓ Выявление необходимых литологических факторов, позволяющих оценить эффективность вовлечения в разработку разных классов пород баженовской свиты.
- ✓ Оценка целесообразности применения технологий ГРП и термических методов для разработки ключевых типов разреза баженовской свиты Западной Сибири, исходя из их литогенетических особенностей.

Научная новизна

1. Собраны, проанализированы и систематизированы результаты исследований нового кондиционного керна и каротажа баженовской свиты, позволяющие проводить научные обобщения и получать новый научный результат.
2. Предложена практически ориентированная литогенетическая классификация пород баженовской свиты, позволяющая обосновать литологическую схему строения отложений на уровне литотипов, групп литотипов и классов пород.
3. Нефтематеринские породы баженовской свиты сгруппированы в два класса (доманикиты – неколлекторы и доманикоиды – потенциальные коллекторы), обладающими принципиально различными свойствами, в том числе, способностью отдавать нефть в ходе разработки.
4. Разработана методология построения детальной цифровой трехмерной геологической модели отложений на основе литологической схемы строения баженовской свиты.
5. Определены цели, задачи, принципы анализа техноморфизма – новой стадии преобразований горных пород в пластовых условиях при целенаправленном техногенном воздействии.
6. Для пород баженовской свиты составлена схема термического техноморфизма – преобразований минеральных, органических компонентов и емкостного пространства пород в зависимости от температуры при техногенном воздействии.
7. Сформулированы ключевые параметры, которые необходимо учитывать при подборе технологических решений с целью вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты.

Защищаемые положения

1. Основой разработанной литогенетической классификации отложений баженовской свиты являются 14 литологических типов пород, которые выделяются только на микроскопическом уровне (при изучении шлифов с опорой на лабораторные методы определения минерального состава вещества и содержания в них органического вещества) с выявлением биогенных, аллотигенных, аутигенных породообразующих минералов, структурно-текстурных и генетических признаков отложений. Микроуровень исследования позволяет проводить генетический и стадиальный анализы. Эти данные использовать напрямую при геологическом моделировании невозможно.

2. В разработанной литогенетической классификации отложений баженовской свиты литотипы объединяются в восемь групп на основании сходства состава и генетических признаков пород, отражающих условия седиментации и этапы развития бассейна. Группы литотипов четко диагностируются при микроскопическом изучении (в шлифах) и могут выделяться по данным каротажа, способствуют обоснованию детальной корреляции скважин отложений баженовской свиты.

3. В разработанной литогенетической классификации отложений баженовской свиты группы литотипов объединяются в три класса пород на основании содержания органического вещества и минерального состава: (1) карбонатно-глинисто-кремнистые (доманикиты – **класс неколлекторов**), (2) кремнисто-карбонатные отложения (доманикоиды – **класс потенциальных коллекторов**), (3) безуглеродные породы. Первые два класса пород являются нефтематеринскими и отражают цикличность строения отложений, обладают различной способностью отдавать нефть в скважину, выделяются на каротажных кривых, что позволяет использовать их при построении детальных трехмерных геологических моделей, оценке запасов и ресурсов УВ баженовской свиты.

Созданная трехуровневая литогенетическая классификация отложений баженовской свиты является универсальной и практически ориентированной.

4. Разработана схема «техноморфизма» (преобразований минералов, органического вещества и емкостного пространства при техногенном воздействии на отложения) пород баженовской свиты при их техногенном высокотемпературном окислении. Установлены основные процессы, протекающие в породах класса потенциальных коллекторов – дегидратация глин, окисление пирита и органического вещества, образование гематита и ангидрита. Для класса неколлекторов, в дополнение к перечисленному, характерно формирование вдоль слоистости связанных каналов фильтрации за счет окисления органического вещества (ОВ), играющего роль цемента, по которым нефть вытесняется из пород.

В большей степени на извлечение углеводородов из нефтематеринских отложений с помощью тепловых методов влияют процессы изменения порового пространства пород, происходящие в классе потенциальных коллекторов за счет минеральных преобразований, а в классе неколлекторов – в результате окисления ОВ.

5. Установлены литологические факторы, определяющие продуктивность отложений баженовской свиты: присутствие литотипов радиоляритов, вторичных доломитов по радиоляритам и высокоемких фосфоритов класса потенциальных коллекторов; пониженное содержание глин в группах литотипов класса неколлекторов. Для выявления наиболее перспективных территорий указанные признаки нефтеносности необходимо рассматривать в совокупности с общепринятыми – повышенным содержанием (больше 5-7 %) и достаточной степенью катагенетической зрелости ($МК_1$ и выше) ОВ, наличием компетентных покрышек.

Фактический материал и личный вклад автора

Автор с 2008 года принимала участие в изучении отложений баженовской свиты более чем на 60-ти месторождениях и лицензионных участках компаний ПАО ЛУКОЙЛ (ООО «РИТЭК», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), ПАО Газпром (СалымПетролеум Девелопмент, Газпромнефть-Ангара), ННК, Норд Империал и других (рис.1).

Основной объем фактического материала работы собран в процессе реализации зональных проектов (рис.1 – области в красных прямоугольниках), охватывающих обширные территории (Фроловская мегавпадина – 15 лицензионных участков, районы Сургутского и Нижневартовского сводов – 30 лицензионных участков), в рамках которых проводились комплексные разносторонние исследования керна (литологические, биостратиграфические, геохимические, петрофизические), увязанные с данными ГИС и промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважин; предпринимались попытки проведения качественной и количественной интерпретации данных сейсморазведки 3Д с целью выделения областей развития продуктивных отложений баженовской свиты. Это позволило подготовить к оценке ресурсную базу нефти баженовской свиты компании «ЛУКОЙЛ».

Автором лично и при непосредственном ее участии изучено около 4000 пог м керна из более 120-ти скважин; описано более 3000 прозрачных шлифов, обобщены результаты рентгенофазовых исследований, изотопного анализа углерода и кислорода карбонатных минералов, данные по определению ФЕС и пиролизу пород методом Rock-Eval. Результаты лабораторных работ сопоставлены между собой, увязаны с данными каротажа более 1000 опорных скважин.

На 7-ми месторождениях (Средне-Назымское, Галяновское, Апрельское, и др.) детально изучен керн скважин, увязанный с каротажем, проведен анализ испытаний, истории разработки свиты, а также интерпретация сейсморазведки 3D; построены трехмерные модели строения отложений баженовской свиты (рис.1 – карты в синих прямоугольниках).

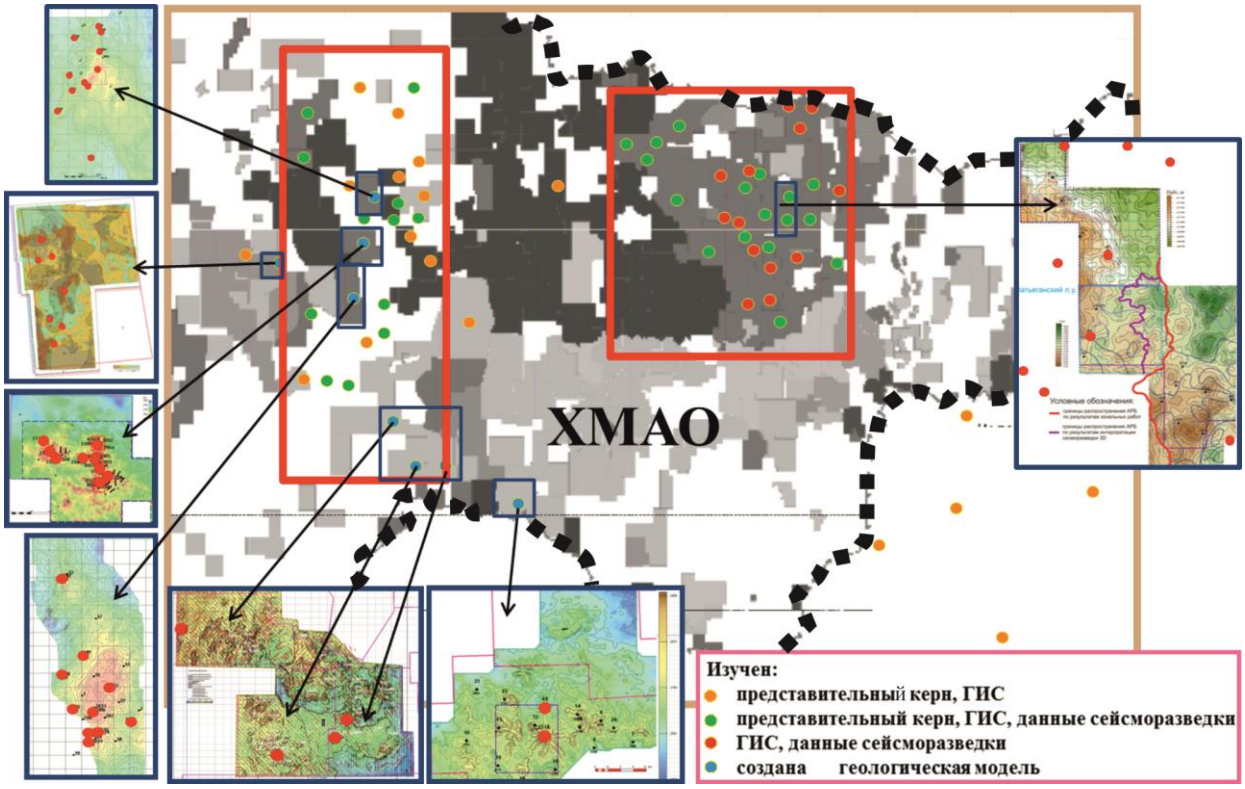


Рис. 1. Схема изученности отложений баженовского горизонта – карта фактического материала, использованного в работе

(точки – скважины с данными; остальные пояснения даны в тексте)

В процессе работ автором выработана методология построения детальных 3Д моделей с опорой на анализ керна и ГИС.

Частично данная методология апробирована при выполнении Госконтракта №7/14 «Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно-Сибирской НГП с выделением перспективных зон и участков на основе разработки и совершенствования критериев ее потенциальной продуктивности и методических подходов к оценке прогнозных ресурсов» (отв. исп. М.Б. Скворцов, 2016), в рамках которого при участии автора проведены масштабные работы по разностороннему углубленному изучению керна баженовской свиты (более 20 скважин) с последующей оценкой ресурсов свиты практически на всей площади Западной Сибири.

В последние годы в рамках исследовательской работы автор участвовал в формировании программ специальных лабораторных исследований керна, направленных

на поиск технологий разработки баженовской свиты с помощью термического воздействия. Автор принимал участие в обосновании местоположения горизонтальных стволов скважин на Средне-Назымском месторождении, а также в разработке методики проводки горизонтального ствола по шламу в процессе бурения, защищенной двумя патентами; осуществлял мониторинг сопровождения бурения по шламу и данным каротажа ГК 18-ти стволов горизонтальных скважин (общей длиной 24 000 м) в интервале развития коллекторов баженовской свиты.

Практическая значимость

Результаты работ автора, рассматривающие наличие и протяженность пластов коллекторов в баженовской свите, предопределили возможность планирования рациональной разработки данного объекта на месторождениях компании «ЛУКОЙЛ». В последующие годы концепция протяженности радиоляритовых пластов, выдвинутая при участии автора в 2009 г. (Алексеев, Немова и др., 2009), подтвердилась гидропрослушиванием и результатами бурения по 18-ти скважин с горизонтальными окончаниями, расположенными строго в интервалах скопления пропластков радиоляритов.

Проведенные многочисленные керновые исследования баженовской свиты при непосредственном участии автора на месторождениях различных нефтяных компаний на территории ХМАО позволили подготовить ресурсную базу УВ баженовской свиты к оценке по новой методике, разрабатываемой ГКЗ.

Во Фроловской мегавпадине Западной Сибири на месторождениях компании ООО «РИТЭК» при непосредственном участии автора проведена серия разномасштабных исследований, позволивших создать локальные и зональные модели строения баженовской свиты, провести ранжирование территории по степени перспективности, выбрать первоочередные участки для опоискования свиты новыми скважинами. На Средне-Назымском месторождении проводится бурение с отбором и изучением керна вертикальных и шлама горизонтальных скважин, расположение которых обосновано автором работы. На сегодня пробурено три субвертикальных скважины со стартовыми дебитами нефти без ГРП 20-70 т/сут и 18-ть горизонтальных скважин (ГС), сопровождение бурения которых осуществлено при непосредственном участии автора по запатентованной новой методике (по шламу). Во всех скважинах после многосекционного ГРП получены притоки нефти выше 45 т/сут.

Кроме того, на этом месторождении реализуются научно-исследовательские работы применения технологии термогазового воздействия (ТГВ) в пластовых условиях с

оценкой его эффективности по анализу промысловых данных и керна. Полученные результаты позволили обосновать интервалы разреза, подвергшиеся воздействию ТГВ, и установить основные факторы изменений различных типов пород, что является ключом к прогнозу условий, необходимых для извлечения нефти.

Предложенное автором изучение техноморфизма – изменений свойств пород при определенном техногенном воздействии на них – предполагает проведение лабораторных экспериментов с керном, предваряющих промысловые испытания технологического воздействия на породы. Подобный анализ будет способствовать ускорению развития технологий разработки, снижению затрат на их подбор и оптимизацию, а также минимизации негативного воздействия на окружающую среду, путем прогноза изменений свойств породы при определенном техногенном воздействии.

Степень достоверности и апробация результатов

В работе представлены результаты, которые получены с помощью современного высокоточного сертифицированного лабораторного и скважинного оборудования. Предлагаемая концепция разработана на известных, проверяемых фактических данных, и не противоречит опубликованным в литературе данным других исследователей. Полученные соискателем результаты согласуются с фактами, описанными в независимых источниках по данной тематике. В ходе исследований применялись современные методики сбора и обработки исходной информации.

Защищаемые положения, ключевые аспекты и практические результаты диссертационной работы докладывались на Международных научно-практических конференциях, организованных ассоциациями EAGE, SPE в г. Тюмень в 2013 г, в г. Калининград в 2013 и 2019 гг, в г. Санкт-Петербург в 2014 и 2016 гг, в г. Москва 2015 г, 2017 и 2019 г, в г. Геленджик в 2010 и 2015 гг, на Всероссийских литологических совещаниях в 2013, 2015, 2019 гг в г. Москва и Казань. Ассоциация SPE приглашала автора в 2012 и 2014 гг в качестве лектора ежемесячной Московской секции SPE. Для проведения консультаций автора привлекали компании МакКинзи, Шелл. Автор является постоянным докладчиком научно-практических семинаров по проблемам изучения и освоения нефтематеринских свит, организованных ведущими научно-исследовательскими институтами, нефтяными и консалтинговыми компаниями (ВНИГНИ, НАЦ РН им. Шпильмана, МГУ, КФУ, ГКЗ, Институт Нефтегазового бизнеса, РИТЭК, Салымпетролеум Девелопмент, Газпромнефть НТЦ, ЛУКОЙЛ, Bussiness Dynamics, Vostock Capital и др.). Автор неоднократно выступал с докладами на рабочих совещаниях ГКЗ по доработке методического руководства по подсчету запасов нефти в баженовской свите.

Публикации

Результаты исследований по теме диссертации изложены в 18-ти статьях, входящих в список ВАК и RSCI, 5-ти статьях, входящих в другие журналы списка ВАК; 2-х патентах на изобретение; 33-х статьях, опубликованных по результатам докладов на международных конференциях; 15-ти научно-производственных отчетах, включая Государственный контракт №7/14 (отв.исп. Скворцов М.Б.).

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из 5 глав, введения и заключения. Общий объем 342 страниц, включая 214 рисунков, 10 таблиц. Список литературы насчитывает 370 источников.

Благодарности

Автор сердечно благодарит свою семью и близких друзей за веру, поддержку, мотивацию и терпение во время написания данной работы.

Автор благодарит д.г.-м.н., профессора В.С. Славкина за привлечение к изучению отложений баженовского горизонта, возможность проведения настоящих исследований и ценные консультации на всем протяжении исследований.

Автор сердечно благодарит своего научного консультанта д.г.-м.н. Ю.В. Ростовцеву за помощь в подготовке данной работы и веру в нее.

Автор глубоко признателен преподавателям кафедр нефтегазовой седиментологии и морской геологии, геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ за проявленный интерес к исследованиям и дискуссии по теоретическим и практическим вопросам, затронутым в работе.

Автор горячо благодарит сотрудников ЗАО "МиМГО им. В.А. Двуреченского", особенно директора, к.г.-м.н. С.С. Гаврилова и зав. сектором И.В. Панченко за многолетнее продуктивное сотрудничество, творческие дискуссии, моральную поддержку и дружбу.

Особую благодарность автор выражает д.г.-м.н. А.И. Варламову, д.г.-м.н. В.И. Петерсилье, д.г.-м.н. М.В. Дахновой, д.г.-м.н. Н.К. Фортунатовой, д.г.-м.н., профессору К.И. Багринцевой к.г.-м.н. Д.А. Асташкину, М.Б. Скворцову и многим другим сотрудникам ВНИГНИ за ценные советы и помощь в интерпретации результатов исследований и консультации.

Автор выражает благодарность специалистам институтов ВНИГНИ, ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, ЗапСибНИГГ, Геологоразведка, участвовавшим в совместных

работах по выполнению Государственного контракта №7/14 (отв.исп. М.Б. Скворцов, 2016).

Автор благодарит зав. лабораторией ГИН РАН д.г.-м.н. Б.Г. Покровского за проведение изотопного анализа углерода и кислорода карбонатов и помощь в интерпретации его результатов.

Автор благодарит к.г.-м.н. Е.В. Щепетову, М.В. Ильину, М.Е. Смирнову, И.М. Гусева, к.г.-м.н. Е.В. Карпову, А.А. Татаринцеву, Г.Х. Шайхутдинову за помощь в описании шлифов и творческие дискуссии.

Автор благодарит руководителей компании «РИТЭК» Н.М. Николаева, зам. директора - главного геолога, к.т.н. В.Б. Карпова, зам. директора, к.т.н. В.И. Дарищева, сотрудников компаний «РИТЭК», «НК Югранефтепром», ТПП «РИТЭКБелоярскнефть» за предоставленные данные и возможность проведения промысловых экспериментов, совместный труд.

Автор благодарит генерального директора, к.г.-м.н. В.Л. Воеводкина, зам. директора Е.О. Микитина, специалистов Головного офиса, особенно Управления РВиТЗН, и Филиалов компании ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» за совместную работу над проектами и консультации.

Автор признателен сотрудникам компании «Сколковского института науки и технологий» за проведение уникальных экспериментов и научные дискуссии. Автор благодарит специалистов компании «Газпромнефть НТЦ» за многолетний обмен опытом.

Автор благодарит экспертов рабочей группы ГКЗ по доработке методического руководства по подсчету запасов УВ баженовской свиты (рук. А.В. Шпильман) за совместный труд.

Автор выражает признательность всем специалистам, с которыми удалось сотрудничать, обменяться мнениями и дискутировать по проблематике исследований, в особенности Л.Д. Цветкову, М.Ю. Зубкову и многим другим коллегам.

Горячую благодарность автор выражает своим ушедшим Учителям д.г.-м.н., профессору В.Т. Фролову, д.г.-м.н., профессору О.В. Япаскурту, великому нефтянику, профессору В.И. Грайферу и его соратнику д.г.-м.н., профессору А.А. Боксерману.

Глава 1. Общая характеристика баженовского горизонта

1.1. Состояние вопроса. Цель работы

Данная работа своим появлением обязана кризису восполнения извлекаемых запасов нефти в России. В частности, в Западной Сибири много лет отмечается тенденция невосполнения разрабатываемых запасов разведанными, новыми открытыми месторождениями. Одним из широко обсуждаемых в настоящее время объектов, способным увеличить нефтяную ресурсную базу страны, является баженовский горизонт, в состав которого входят продуктивные отложения баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты, – нефтематеринская формация, основной объем пород которой содержит в себе жидкие углеводороды, часть из них может быть добыта при помощи известных технологий.

Моделей нефтеносности баженовского горизонта довольно много. Технологии эффективной и рентабельной промышленной разработки толщи находятся на стадии опытно-промышленных работ на ряде месторождений Западной Сибири. Этот объект выбран для исследований в данной работе, поскольку он охарактеризован значительным объемом фактических данных и требует неординарных подходов к изучению.

Промышленные притоки нефти из баженовских пластов получены более чем на 70-ти месторождениях, но разработка данного пласта ведется всего на нескольких, и для этого есть ряд причин. Во-первых, в Западной Сибири еще довольно много «традиционных» запасов УВ в песчаных коллекторах, расположенных как выше баженовского горизонта, так и под ним. Во-вторых, при опробовании выявлена довольно значительная дифференциация отложений горизонта по продуктивности: даже на небольшом расстоянии в первые сотни метров продуктивность скважин может отличаться кардинально, и в каждом случае необходимо индивидуально обосновывать, связано это с геологическими свойствами объекта или неэффективным способом вскрытия и опробования пласта. В-третьих, неоднозначность понимания границ коллектора, которые традиционными методиками не выделяются, не картируются по площади, делает невозможным корректные оценки и подсчеты запасов в данных отложениях, что создает трудности при планировании геологоразведочных работ на баженовский горизонт. В настоящее время научная общественность на основании многочисленных фактических данных признала наличие в баженовском горизонте собственных пластов – коллекторов хоть и с не высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). При этом, вопрос методов картирования свойств данных коллекторов по-прежнему стоит остро. Еще больше неопределенности с возможностью разработки низкопроницаемых углеродистых нефтематеринских пород, в которых также содержатся жидкие углеводороды.

Геологические ресурсы УВ баженовского горизонта оцениваются различными исследователями в широком диапазоне значений от сотен млн до десятков млрд т нефти. Извлекаемые запасы УВ, которые стоят на Госбалансе, на 01.01.2018 г составляют около 600 млн т, из них около 450 млн т – запасы пяти основных месторождений, где ведется разработка баженовской свиты. Реальная накопленная добыча нефти из продуктивного пласта $Ю_0$ (баженовская свита) едва превышает 11 млн т.

Соотношение накопленной добычи с оценкой запасов нефти баженовского горизонта наводит на мысли о том, что в настоящий момент не все нефтесодержащие породы горизонта вовлечены в разработку. При том, что стратегическим объектом долгосрочного поддержания высокого уровня добычи нефти в западной Сибири горизонт может быть при условии извлечения нефти из низкопроницаемых высокоуглеродистых разностей. Исследователи сходятся во мнении, что для добычи огромных ресурсов углеводородов баженовского горизонта, необходим поиск новых технологических решений. Для подбора технологии важно понимание строения и свойств объекта разработки.

К настоящему моменту накоплен огромный объем фактических данных о баженовском горизонте, в том числе, инновационных.

Касательно вопроса терминологии, используемой в данной работе, «баженовский горизонт» – наиболее общее стратиграфическое понятие, включающее в себя все глинисто-кремнистые битуминозные отложения Западно-Сибирского НГБ позднеюрско-раннемелового возраста, как продуктивные, так и не продуктивные [241]. К продуктивным, являющимися объектом интереса и исследований данной работы, согласно стратиграфическому кодексу [241] относятся отложения баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты. Для краткости в работе они объединены понятием «баженовская свита», что ввиду их схожего литологического строения и стратиграфической приуроченности, является допустимым и обоснованным.

Целью данной работы является разработка универсальной литогенетической классификации пород баженовской свиты, отражающей сложность многоуровневого строения толщи и позволяющей комплексировать разномасштабные данные при решении научных и практических задач, включая построение трехмерных геологических моделей и анализ результатов техногенного воздействия («техноморфизма») на породы баженовской свиты.

Баженовская свита – основная нефтематеринская формация Западной Сибири, сгенерировавшая огромный объем нефти главного нефтедобывающего региона страны. В данной работе речь идет исключительно о «нормальных» разрезах баженовской свиты,

вопросы изучения «аномальных» разрезов свиты (АРБ), содержащих внутри себя песчано-алевритовые прослои [177, 178], не рассматриваются.

Полученный впервые фонтанирующий приток нефти на Салымском месторождении в 1967 году предрекал большие перспективы нефтедобычи данной толщи. Однако сложное строение природного резервуара до сих пор не позволяет вовлечь его в масштабную промышленную разработку. Более полувека идет сбор, анализ и обобщение данных по баженовской свите и ее аналогам. Многие научно-исследовательские и отраслевые институты занимались ее изучением. Интерес к этой толще то вспыхивал с огромной силой при появлении новых фактических данных и технологий разработки и исследований, то утихал, но вопросов и технологических задач оставалось больше, чем ответов.

Такая ситуация имеет место и сейчас. С 2000-х годов недропользователи стали целенаправленно отбирать изолированный керн хорошей сохранности из отложений баженовской свиты, проводить раздельные поинтервальные испытания пласта $Ю_0$, тестировать различные виды ГРП, кислотных обработок, проводить бурение протяженных горизонтальных стволов скважин с многосекционным ГРП. Организованы опытно-промышленные работы по термогазовому воздействию на баженовский пласт, мероприятия по гидропрослушиванию с целью выявления гидродинамически связанных зон. В области прогноза развития зон с различной степенью нефтепродуктивности по данным сейсморазведки и тектоно-физического моделирования (Зубков М.Ю.) проведено огромное количество исследований. Всё это позволило за два последних десятилетия получить действительно новую информацию о строении и нефтеносности отложений баженовской свиты.

Важно сказать, что ключевым моментом в изучении отложений баженовской свиты, как бы это банально не звучало, является комплексный подход к исследованиям [129], при котором результаты, полученные разными методами, увязываются между собой, выстраиваются в единую модель, отражающую различные свойства объекта. Это позволяет достоверно и обосновано разделить разрез толщи на продуктивные и непродуктивные отложения, локализовать коллекторы, выявить отличия свойств коллекторов от неколлекторов. Данная информация необходима для эффективного планирования разработки баженовской свиты.

Чем представлен коллектор в отложениях баженовской свиты и каков его генезис, до сих пор является дискуссионным вопросом. Отчасти это связано с тем, что баженовская свита на территории ЗС НГБ неоднородна, ее состав и строение меняются в зависимости от условий осадконакопления и произошедших в толще

постседиментационных преобразований, свой отпечаток накладывает также история тектонического развития территории, наличие тепловых аномалий, крупных разрывных нарушений, степень катагенетической зрелости ОВ и многое другое. Фрагментарный вынос керна многие годы не позволял изучить коллекторы в каменном материале. В каждом районе и на каждом месторождении очень важно выявлять индивидуальные особенности отложений баженовской свиты, путем анализа кондиционного керна, ведь именно от литологического состава и генезиса коллектора, его отличий от вмещающих пород зависит выбор направления геолого-разведочных работ (ГРР) и методики разработки залежей нефти данного объекта.

В данной работе освещены результаты комплексных (с упором на литологические) исследований керна, построения трехмерных геологических моделей с оценкой запасов нефти и ресурсов углеводородов (УВ), районирования отложений баженовской свиты по степени нефтепродуктивности, оценки области возможного применения различных технологий разработки свиты с помощью ГРП и тепловых методов.

Краеугольным камнем исследований являлись керновые и промысловые данные, ложащиеся в основу трехмерной геологической модели, на основании которой будет проведена оценка запасов нефти и планироваться разработка объекта. Такой подход позволяет не только эффективно использовать всю имеющуюся геолого-геофизическую информацию, но и существенно повысить качество итоговых геологических моделей и прогнозов. Достижения в области качества данных сейсморазведки 3Д в последние годы сняли сомнения в возможности ее эффективного применения для картирования распространения терригенных коллекторов нефти и газа, однако для отложений баженовской свиты этот вопрос остается открытым.

1.2. Общие сведения о геологии и нефтеносности баженовской свиты

Изучением баженовской свиты занимались многие исследователи, одним из наиболее полных современных литературных обзоров проблематики является труд В.А. Юдина [310].

Предположение о наличии в Западно-Сибирском бассейне нефтеносных сланцев высказывал еще И.М. Губкин.

Баженовская свита выделена в 1959 году в скв. 1-Р Большереченской Ф.Г. Гурари в качестве пачки марьяновской свиты. Тогда ее рассматривали исключительно как нефтематеринскую толщу. На возможность выделения залежей нефти в баженовской свите впервые указал Ф.Г. Гурари [90], предложивший «опробовать открытым забоем всю толщу марьяновских аргиллитов, в которой возможно наличие трещиноватых зон, аккумулирующих нефть и газ». Баженовская свита испытана в 1959 году в Томской области на Назинской площади. Первые промышленные притоки нефти получены в 1968 году в скв.12Р Салымской площади и в скв.90 Правдинской площади, причем в последней при описании керна отмечалась нефтенасыщенность пород [209]. Надежно нефтеносность баженовской свиты установлена в 1970 году после поинтервального опробования и изучения керна [201, 202]. В 1974 г. начата опытно-промышленная эксплуатация пласта $Ю_0$ Салымского месторождения [291, 366].

Долгое время шли споры о том, принадлежит ли получаемая нефть именно баженовской свите. Часто при опробовании скважин в открытом стволе в широком диапазоне потенциально нефтеносных пластов юрского комплекса отложений, получали дебиты безводной легкой зеленоватой нефти, которые довольно быстро снижались. Однако после остановки работы скважин на некоторое время при повторном запуске их в добычу притоки нефти увеличивались, повторяя тренд первого снижения. Такое поведение кривой накопленной добычи, как теперь известно, характерно для отложений баженовской свиты, часто характеризующихся аномально высоким пластовым давлением. Накопленная добыча нефти в некоторых вертикальных скважинах превышает 100 тыс. тонн. Не редко рядом с высокопродуктивной скважиной располагается «сухая». На фоне огромных запасов нефти терригенных коллекторов меловых и юрских отложений, промежуточный интервал разреза – баженовская свита, изменчивые коллектора которой не поддавались картированию, практически не разрабатывалась. После нескольких этапов исследований баженовской свиты в 90-х годах данный объект был мало востребован на фоне толщ с традиционными коллекторами, даже несмотря на высокую оценку ресурсов углеводородов в нем.

Наибольший нефтяной потенциал баженовского горизонта сконцентрирован на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, где начальные суммарные ресурсы нефти баженовской свиты утверждены в объеме 11 млрд т геологических / 3.1 млрд т извлекаемых. По ЯНАО нефтяной потенциал впервые оценен при проведении переоценки НСР УВС по состоянию на 01.01.2009 г, составив 5.6 млрд т геологических/ 1.3 млрд т извлекаемых [365]. Мировым энергетическим агентством (WEO - 2010 г) потенциальные геологические ресурсы нефти в баженовской свите в целом по Западно-Сибирской провинции оценены в объеме 140 млрд т, извлекаемые - 20 млрд т. Это повторяет оценку ЗапСибНИГНИ 1979 и 1984 гг [363]. В рамках Госконтракта №7/14 в 2016 году начальные геологические / извлекаемые ресурсы оценены различными методами ФГБУ «ВНИГНИ» - 129 /14.7 млрд т, и ИНГГ СО РАН – 68.4 / 10.2 млрд т [365].

На сегодняшний день открыто более 180 залежей нефти на 92 месторождениях в отложениях баженовского горизонта Западной Сибири (рис.1.1). По состоянию на 01.01.2019 г опытно-промышленная эксплуатация залежей нефти в баженовской свите помимо Салымского ведется также на Правдинском, Ем-Еговском, Маслиховском, Галяновском, Средне-Назымском, Пальяновском месторождениях, а также на лицензионных участках компании Сургутнефтегаз (например, Ай-Пимском). За весь период разработки накопленная добыча нефти из отложений баженовской свиты едва превысила 11 млн т, что на фоне огромных оценок ресурсного потенциала баженовского горизонта выглядит крайне скромно. Схема расположения залежей нефти в пласте $Ю_0$ на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции представлена на рисунке 1.1 [365].

1.2.1. Краткий очерк о тектоническом строении, стратиграфии и нефтегазоносности Западной Сибири

Разрез Западно-Сибирской молодой плиты делится на два разновеликих структурных этажа, между которыми располагается «переходный» комплекс, в отдельных случаях выделяемый в самостоятельный средний этаж [75, 174].

Нижний протерозойско-триасовый этаж (доюрское основание) является сложной гетерогенной структурой, сформированной в результате длительного, многоэтапного развития территории. В целом, поверхность доюрского основания Западно-Сибирской плиты погружается от районов обрамления (2 – 2,5 км) к центральным (в среднем 4 км) и северным (до 10 км) районам [273]. Пермско-триасовый «*переходный» комплекс* отложений различной толщины заполняет наиболее погруженные участки палеорельефа и рифты. В *рифейско-палеозойский цикл* сформировалось гетерогенное доюрское основание

Западной Сибири, включающее в себя блоки карельского, байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов [57, 75, 174, 204, 229, 272, 273, 299].

«Переходный» комплекс (до 5 – 12 км) формировался в конце палеозоя – триасе из эффузивов (рифтогенных траппов и других эффузивов типа одновозрастных им Сибирской платформы, Кузбасса и Тургайского прогиба), терригенных пород, частых прослоев углей [57, 75, 174, 272, 274].

В результате *мезозойско-кайнозойского цикла* развития сформировался платформенный чехол, с угловым несогласием перекрывающий переходный комплекс [30]. На севере Западно-Сибирской плиты он включает в себя отложения триасового и юрско-антропогенового возраста. На остальной территории плиты он сложен отложениями юры-антропогена [75]. Большинство исследователей выделяют в мезозойско-кайнозойском структурном этаже три структурных яруса, отвечающих основным этапам тектонического развития, исследуемого региона: юрский, ранний мел - туронский и коньяк-кайнозойский [184].

Юрский этап. В раннеюрское время на территории Западной Сибири существовала горная страна с перепадами высот до 1000 – 1200 м. На протяжении всего юрского этапа на территории Западной Сибири имели место в основном вертикальные тектонические движения, причем они были преимущественно унаследованными. В осевых частях депрессий в течение юры происходило незначительное погружение. Большинство тектонических нарушений затухает в отложениях нижней юры – аалена [75, 95, 104].

К концу аалена около 70% территории Западной Сибири выполнялось отложениями осадочного чехла. Предположительно, начало байосского века отмечено общим региональным погружением Западно-Сибирского бассейна [75]. В юрском периоде заложился основной структурный план мелового периода и кайнозойской эры [174].

В позднеюрское время на Западно-Сибирской плите господствовала спокойная тектоническая обстановка, которая способствовала постепенному выполаживанию рельефа за счет эрозии и заполнения наиболее глубоких впадин. К концу юрского периода образовалась обширная слабохолмистая Западно-Сибирская равнина, подверженная опусканию, что способствовало развитию крупнейшей региональной трансгрессии в истории бассейна осадконакопления, в результате которой сформировались уникальные отложения баженовского горизонта (баженовской свиты и ее литолого-стратиграфических аналогов).

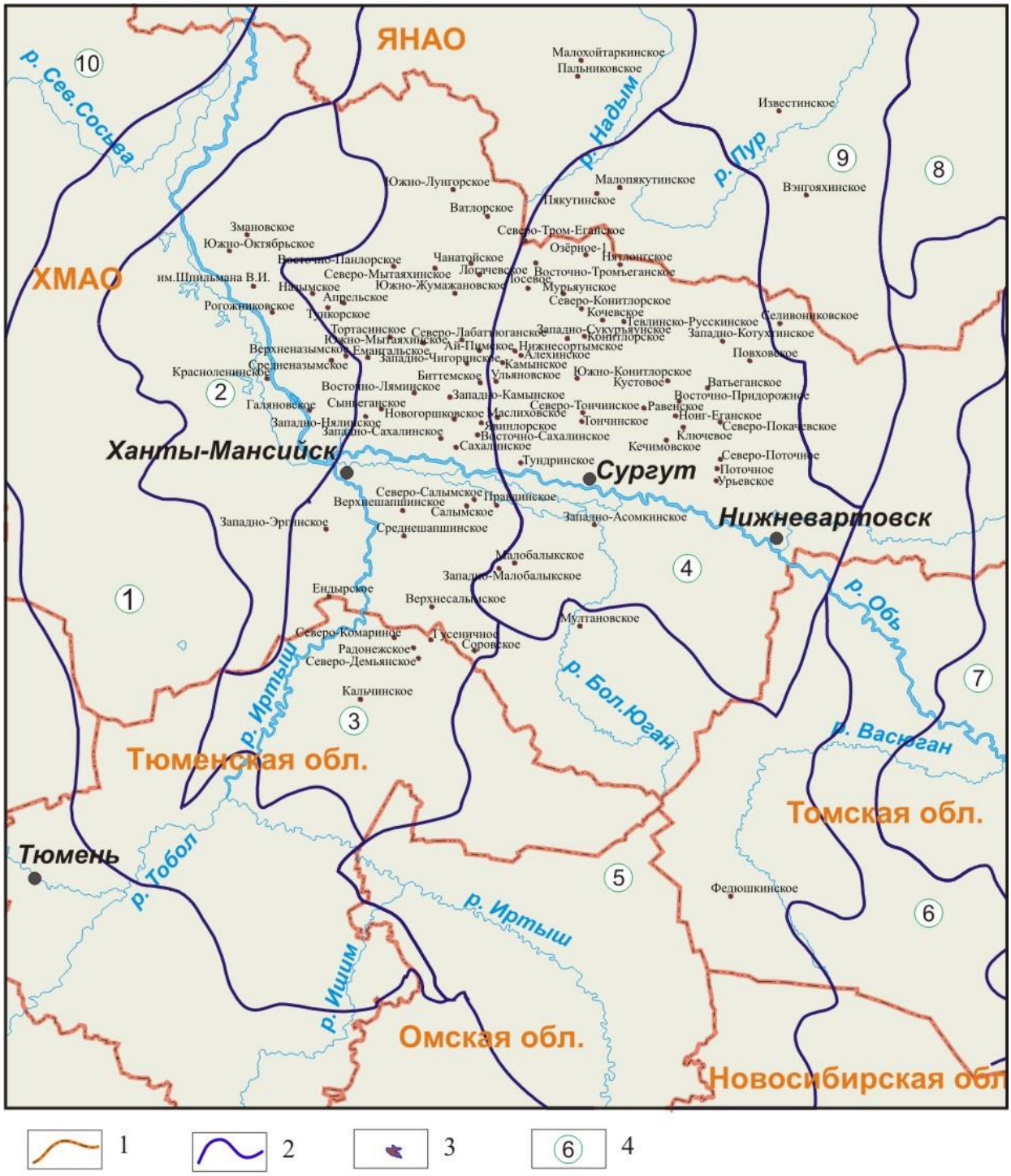


Рис.1.1 Схема расположения залежей нефти в пласте Ю0 на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: 1 - административные границы, 2 - границы нефтегазоносных областей, 3 - нефтяные залежи в пласте Ю0, 4 - Нефтегазоносные области: 1 - Приуральская, 2 - Красноленинская, 3 - Фроловская, 4 - Среднеобская, 5 - Каймысовская, 6 - Васюганская, 7 - Пайдугинская, 8 - Пур-Тазовская, 9 - Надым-Пурская, 10 - Восточно-Уральская [365]

Раннемеловой (с туроном) этап подразделяется исследователями на два «подэтапа»: беррис-аптский и апт-туронский [82].

В берриас-аптском «подэтапе», начавшемся с регрессии и некоторой активизации тектонических процессов, связанных с позднекиммерийской складчатостью, поднимаются периферийные части Западно-Сибирского бассейна, относительно которых центральная часть мегасинеклизы погружается, что приводит к некомпенсированному заполнению её осевой части и формированию неокомского клиноформного комплекса [48, 94, 166, 177, 178]. Берриас-аптский «подэтап» развития завершается аптской трансгрессией, формированием относительно глубоководных глинистых отложений алымской свиты и её аналогов [82]. Регрессия моря позднеаптско – туронского «подэтапа» привела к формированию континентальных отложений покурской свиты и её аналогов. В то же время, территория Западной Сибири по-прежнему активно погружалась относительно складчатого обрамления, о чем свидетельствуют скорости осадконакопления [82]. Завершает ранний мел – туронский этап развития – региональная трансгрессия, в результате которой на территории Западной Сибири формируются относительно глубоководные глинистые отложения эпиконтинентального морского бассейна (кузнецовская свита).

К концу туронского века в палеорельефе баженовской свиты уже сформировались почти все структуры III порядка – куполовидные поднятия, валы, впадины и прогибы.

В коньяк-кайнозойское время происходило региональное погружение центральной части Западно-Сибирской мегасинеклизы и шло формирование узких линейных депрессий северного направления и серии параллельных им поднятий.

На фоне альпийской тектонической активизации в Западной Сибири «оживают» раннетриасовые рифтовые системы и формируются надрифтовые прогибы и межрифтовые поднятия, т.е. «неорифтогенез» [82]. Этот процесс сопровождался активной дизъюнктивной тектоникой [245]. В результате описанного многоэтапного тектонического развития сформировался современный план Западно-Сибирского НГБ.

Геологический разрез территории исследований представлен образованиями двух гига-структурных этажей: (1) нерасчлененными отложениями доюрского основания и (2) мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом, сложенным континентальными, морскими, прибрежными и мелководными отложениями юрского, мелового и кайнозойского возрастов. Описанные этажи разделены промежуточным вулканогенно-осадочным палеозойско-триасовым комплексом.

В Западно-Сибирском НГБ выделяются одиннадцать нефтегазоносных областей (НГО): Ямальская, Гыданская, Надым-Пурская, Пур-Тазовская, Среднеобская,

Фроловская, Красноленинская, Приуральская, Васюганская, Каймысовская, Пайдугинская [183]. Каждая из них включает, в свою очередь, несколько нефтегазоносных районов. Четыре области на севере бассейна (Надым-Пурская, Пур-Тазовская, Ямальская и Гыданская) преимущественно газоносные. Приуральская, Красноленинская и Фроловская на западе, Среднеобская в центре, Каймысовская на юге, Васюганская и Пайдугинская на юго-востоке – нефтеносные.

В Западно-Сибирском НГБ продуктивные нефтегазоносные комплексы (НГК) выделяются в палеозойско-кайнозойских отложениях в широком возрастном диапазоне: доюрский [134, 150], нижне-среднеюрский, верхнеюрские (васюганский и абалакский), баженовский, неокомские (ачимовский и «шельфовый») [166, 215] и апт-сеноманский.

1.2.2. Сведения о баженовском горизонте Западной Сибири

Баженовский горизонт не выходит на дневную поверхность, залегая на глубинах от 650 до 2500 – 3000 м, толщина отложений меняется от 15 м в центральной части бассейна до 100 м в краевых областях и более – в зонах развития аномальных разрезов. Площадь распространения толщи в Западной Сибири превышает 1 млн км^2 [116]. Пластовая температура варьирует от 80 до 135^0 С. Пластовое давление меняется от гидростатического до аномально высокого (коэффициент аномальности давления до 1.3 - 1.8). Массовое содержание ОВ составляет от 2-3 до 20-25 % [116]. Начальные дебиты нефти субвертикальных скважин без интенсификации притока достигают 600 т/сут и более [202].

Баженовской горизонт является наиболее контрастным реперным горизонтом в разрезе осадочного чехла Западной Сибири, выделяющимся на сейсмических разрезах и каротажных кривых.

Баженовской горизонт не однороден (рис.1.2). В его состав входит целый ряд свит как битуминозных – баженовская (Омский, Сильгинский, Пурпейско-Васюганский, Фроловско-Тамбейсккий районы), тутлеймская, мулымьинская (Козым-Кондинский район), марьяновская (Тебисский, Ажарминский районы), яновстанская (Тазо-Хетский район), верхняя (Ямало-Тюменский район), паксинская (Паксинский район), так и алевро-песчаных – федоровская (Приуральский район), гольчихинская (Гадынский район) [249], максимоярская (Чулымо-Тасеевский район), баганская (Баганский район) [241].

Большой вклад в биостратиграфическое изучение юры и мела Западной Сибири, а также в создание параллельных зональных шкал, включенных в стратиграфические схемы, внесли работы С.П. Булынниковой, А.Э. Конторовича, А.В. Гольберта, Ю.В. Брадучана, Б.Н. Шурыгина, В.А. Маринова, В.А. Захарова [49, 50, 51, 52, 53, 77, 115

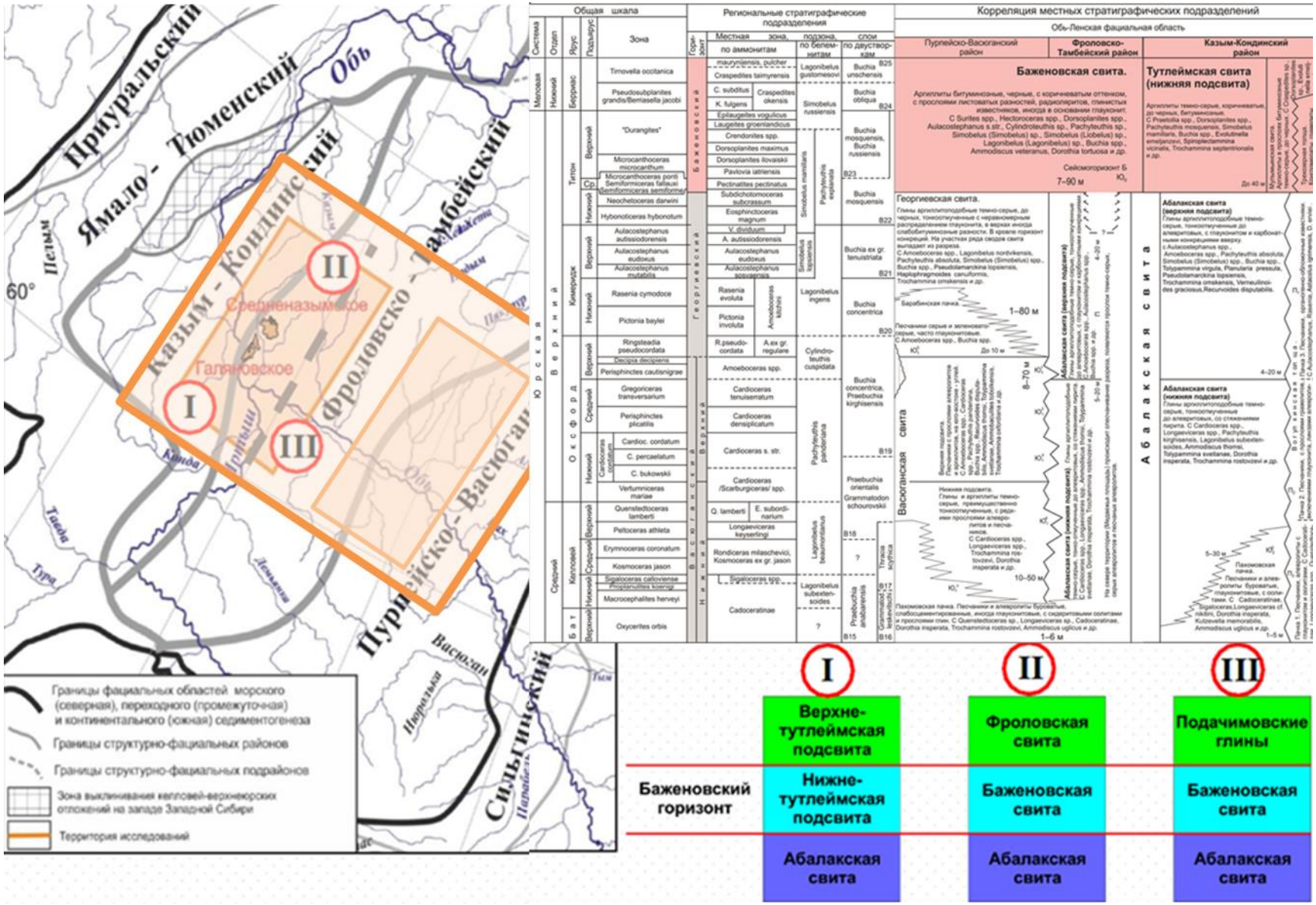


Рис. 1.2 Стратиграфическая схема келловея и верхней юры Западной Сибири с дополнениями [241]

153, 172, 173, 300, 301, 361]. В работах В.Ю. Брагина, Б.Н. Шурыгина, О.С. Дзюбы, T. Birkelund, R. Casey, F. Surlyk рассматривается проблема соотношения объемов волжского и рязанского ярусов [301, 319, 324, 327, 351, 352].

Результаты исследований Л.В. Ровниной [242, 243] впервые показали, что возраст отложений баженовского горизонта омолаживается с востока на запад: начиная с волжского яруса на востоке, включая берриасский, валанжинский и низы готеривского яруса на западе ЗС НГБ.

Согласно современной стратиграфической схеме, возраст баженовского горизонта меняется от волжского века до готеривского яруса [241]. Таким образом, официально принятая модель баженовского горизонта показывает его омолаживание с востока на запад и указывает на формирование отложений в обширном морском бассейне в результате обычной морской седиментации.

Детальные исследования фауны радиолярий, проведенные В.С. Вишневской и А.Э. Амон, позволили выделить 5 радиоляриевых горизонтов с различным возрастом, характеризующих и изменения морских обстановок осадконакопления [9, 67, 68].

Вопросы, связанные с распределением основных типов пород и органического углерода как по разрезу баженовской свиты, так и по территории её распространения, неоднократно обсуждались в публикациях В.Г. Елисеева, Г.С. Ясович, И.Н. Ушатинского, Е.А. Гайдебуровой, И.Д. Поляковой [62, 73, 281, 315].

Проведенные многолетние комплексные работы под руководством НАЦ РН им. Шпильмана, выполненные совместно специалистами ЗАО «МиМГО», ГИН РАН и МГУ им. М.В. Ломоносова в пределах обширной площади Фроловской мегавпадины, позволили обосновать разделение разреза баженовской свиты на шесть пачек и уточнить их возраст [212, 218, 220]. Аналогичное деление разреза принято в обобщающей работе по дифференцированной оценке перспектив нефтеносности баженовского горизонта [365].

Подстилаются отложения баженовского горизонта абалакской свитой, распространенной в западной части ЗС НГБ (Казым-Кондинский, Фролово-Тамбейский, Нурминский районы), которая в восточной части фациально переходит в отложения георгиевской и васюганской свит (Пурпейско-Васюганский район), на крайнем западе – в вогулкинскую свиту (Ямало-Тюменский район).

Морские отложения абалакской свиты трансгрессивно залегают на континентальных отложениях тюменской свиты. Нижняя часть свиты сложена глинами темно-серыми до коричневато-черных, с оолитами лептохлоритов и сидеритов, пиритом. Верхние две трети представлены глинами аргиллитоподобными темно-серыми, тонкоотмученными, с глауконитом и специфическими мангано-кальцит-сидеритовыми

конкрециями, с прослоями биоскелетных темно-серых известняков. Содержат многочисленные остатки двустворок, белемнитов, аммонитов, брахиопод. Возраст по богатейшим комплексам моллюсков и фораминифер – келловей-ранневолжский [241]. К верхней части свиты приурочен продуктивный пласт $ЮК_1$, сложенный преимущественно известняками, который при наличии трещинно-кавернового емкостного пространства, обладает хорошими коллекторскими свойствами [29, 156, 233, 234, 283].

В верхней части абалакской свиты карбонатный пласт по данным А.С. Потаповой с соавторами [234] сложен микробиально-водорослевыми строматолитами, крупными биокластами с микробиально-водорослевой корочкой, что указывает на крайне мелководные условия его накопления, описаны следы субаэральной экспозиции в виде брекчиевидных текстур, корней растений, карстовых пустот, пресноводной цементации и эрозионных контактов с перекрывающими отложениями, указывающими на возможное существование перерывов в осадконакоплении пород.

Закономерности строения абалакской свиты и размещения в ней карбонатных тел сложного генезиса подробно описаны в работах А.Ю. Юрченко [311] и М.Е. Смирновой [263].

Абалакская свита, благодаря существенно глинистому составу, обладает изолирующими свойствами и является региональной покрышкой.

Отложения васюганской и георгиевской свиты, фациально замещающие абалакские на востоке в Пурпейско-Васюганской районе, отличаются прибрежно-морским генезисом и содержат собственные алевро-песчаные коллекторы [78].

После выделения баженовской свиты в отдельное стратиграфическое подразделение в виде пачки в составе марьяновской свиты в 1959 г., а затем в 1967 году и в качестве отдельной свиты, началось активное изучение ее литологического строения. Главные особенности геологии и палеогеографии верхней юры выявлены в конце пятидесятых – шестидесятые годы прошлого века В.П. Казариновым, Т.И. Гуровой, Ф.Г. Гурари, А.В. Гольбертом, Г.Н. Перозио, Н.Б. Вассоевичема, А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым, М.К. Коровиным и другими [62, 77, 81, 91, 96, 97, 118, 127, 144, 145, 160, 203, 227]. В семидесятые и восьмидесятые годы изучению вещественного состава пород баженовской свиты также посвящены работы многих исследователей, таких как Т.В. Дорофеева, И.Н. Ушатинский, Б.А. Лебедев, С.И. Филина [106, 281, 283]. В настоящее время, в связи с возросшим интересом нефтяных компаний к возможностям добычи нефти из баженовской свиты, значительно увеличился объем литологических работ по всей площади Западной Сибири, которые проводили Ю.Н. Занин, Е.А. Предтеченская, О.А. Важенина, А.Г. Мухер, Н.С. Балушкина, В.Г. Эдер, О.В. Постникова, М.Ю. Зубков,

В.Т. Литвин, А.Г. Замирайлова, Е.А. Костырева, Е.Е. Оксенойд, Т.А. Коровина, Э.А. Вторушнина и многие др. [24, 58, 111, 161, 182, 235, 109, 122, 123, 169, 218].

Западная Сибирь и, в первую очередь, баженовская свита была объектом, на примере которого в СССР велось масштабное изучение закономерностей распределения органического вещества в древних осадочных бассейнах [120, 365]. Первые попытки построения таких карт предприняты в 1960 – 1963 гг Ф.Г. Гурари, Н.П. Запиваловым, А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым, В.Ф. Никоновым. И.И. Плуман первым использовал данные радиоактивного каротажа скважин для оценки содержания органического углерода в породах [231], что позволило резко повысить плотность наблюдений при построении карт. В 80-е годы прошлого века такой же подход использовали Ф.Г. Гурари и В.И. Москвин, а в начале XXI века В.А. Конторович [365].

Исследования 60-х – 70-х годов прошлого века показали тенденцию роста содержания органического углерода в породах баженовской свиты от окраин бассейна седиментации волжского века к его центральной наиболее глубокой части [146, 147, 148, 149]. Изучена связь концентраций органического углерода в породах с темпами терригенного осадконакопления [147].

На территории Среднего Приобья Западной Сибири изучение степени зрелости органического вещества мезозойских отложений начато в шестидесятые годы XX века [8, 152, 221, 238]. Значительный объем углепетрографических и углехимических исследований для оценки уровня зрелости ОВ юрских отложений рассматриваемой территории выполнен коллективами ВНИГРИ под руководством В.А. Успенского и С.Г. Неручева, СНИИГГиМС под руководством А.Э. Конторовича, ИГИРГИ под руководством И.И. Аммосова и ВНИИГАЗа под руководством В.И. Ермакова.

Специалистами СНИИГГИМС и ВНИГРИ (А.Э. Конторович, Г.М. Парпарова, П.А. Трушков) впервые построены региональные схемы катагенеза органического вещества по разным стратиграфическим горизонтам юры и мела на всю территорию Западной Сибири. С того времени накоплен огромный фактический материал по уровню зрелости ОВ, интерпретация которого позволила сотрудникам ИНГГ СО РАН существенно детализировать выполненные ранее построения [144, 160,204, 284, 285, 365].

С начала 60-х годов XX века началось систематическое и углубленное изучение органической геохимии баженовской свиты в СНИИГГИМСе, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ. С конца 80-х гг. XX века наиболее интенсивно изучение органической геохимии баженовской свиты проводили специалисты ИГГ АН СССР, ИГНГ СО РАН и ИНГГ СО РАН, ВНИИгеоинформ систем (Н.В. Лопатин, Т.П. Емец и др.), НАЦ РН им.Шпильмана [365]. Из современных, стоит отметить, работы Самойленко В.В., в которых проведены

масштабные обобщения данных по ОВ и нефтям баженовской свиты [251]. Выполнены работы по разнообразной ступенчатой и долгосрочной экстракции пород баженовской свиты [276]; анализ распределения газообразных УВ в разрезе целевых отложений [162].

В XXI веке значительный объем разноплановых исследований баженовского горизонта выполнен специалистами ВНИГНИ (М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова и др.), ИНГГ СО РАН (А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков, А.В. Истомин и др.), МГУ (Е.Ю. Барабошкин, Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина, А.Г. Калмыков, С.И. Билибин, Т.А. Кирюхина, Н.И. Коробова, А.В. Ступакова, Р.А. Хамидулин, Т.А. Шарданова, Н.П. Фадеева и др.), РГУ (А.В. Постников, О.В Постникова и др.), «Сколтех» (М.Ю. Спасенных, А.Н. Черемисин, Е.В. Козлова, Т.А. Бондаренко и др.), «ЗапСибГЦ» (М.Ю. Зубков и др.), ЗАО «МиМГО» (В.С. Славкин, В.Н. Колосков, А.Д. Алексеев, В.Д. Немова, И.В. Панченко, И.М. Гусев, П.Ю. Куликов и др.), ГИН РАН (Е.В. Щепетова, М.А. Рогов и др.) научными коллективами нефтяных компаний «Газпромнефть-НТЦ», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «Сургутнефтегаз».

Распределение основных типов пород и органического углерода [205, 247, 254, 284, 285, 312] в баженовской свите в разрезах и по площади тесно связано с типизаций разрезов. Вопросы типизации отложений баженовского горизонта рассматривались многими авторами [50].

Ю.В.Брадучан [51] выделил 15 «типов разреза» в составе баженовского горизонта. Термин «типы разреза» соответствует термину «фация» по определению А. Грессли.

По данным Брадучана Ю.В. с соавторами [50] по содержанию углерода («степени битуминозности») баженовская свита подразделяется на внешнюю и внутреннюю области. Во внешней области выделяются колпашевский, омский, тазовский и полуйский, игримо-шаимский, тобольский типы разрезов, а во внутренней – красноленинский, салымский, нижневартовский, вахский, таркосалинский и тамбейский [51].

Е.А. Гайдебуровой [73] по величине КС и положению в разрезе максимума радиоактивности было выделено четыре типа и восемь подтипов разреза баженовской свиты. Контуры распространения определенных типов разрезов в схемах Ю.В. Брадучана и Е.А. Гайдбуровой достаточно близки.

В пределах Салымской площади О.Г. Зарипов [112, 113] установил трехчленное строение разреза: в нижней ее части залегают преимущественно известковистые глины с маломощными прослоями мергелей и линзами известняков; в средней части наблюдаются массивные высокоуглеродистые, сравнительно грубодисперсные, иногда алевритистые глины; в верхней – преимущественно тонкоотмученные, микрослоистые глины.

На три фациальных типа разделена баженовская свита в одной из публикаций Предтеченской с соавторами [235] в северо-западной части Томской области. Первому из них отвечают радиоляриты и кремнистые глины с прослоями радиоляритов, формировавшиеся в иловых впадинах внутреннего и внешнего шельфа (глубина 100-400 м). Второй фациальный тип характеризуется кремнистыми глинами, переслаивающимися с радиоляритами и пелециподовыми ракушняками (глубина свыше 100 м). Третий фациальный тип отвечает слабо кремнистым и алевритистым глинам с прослоями пелециподовых ракушняков и редкими прослоями радиоляритов, формируемых на глубинах 30-100 м в пределах подводных ракушняковых банок.

В.Г. Эдер [305] установлено, что в общем объеме баженовской свиты северо-западной части Западной Сибири, включающей нефтеносные разрезы свиты и наиболее крупные месторождения юрско-меловых отложений, доля высокоуглеродистых глинисто-кремнистых пород и силицитов, связываемых с фоновым осадконакоплением, почти в два раза выше, чем в разрезах юго-восточной части, где широкое развитие имеют низкоуглеродистые аргиллиты.

По проведенной литолого-геохимической идентификации данных стандартного и гамма-каротажа разрезов баженовской свиты И.Д. Поляковой с соавторами [232] «по мощности биогенно-терригенных и биогенных пород с КС третьего масштаба ($h_{3м}$), выраженной в процентах к общей мощности, различаются пять типов разрезов: I - $h_{3м}$ =0%; II-0< $h_{3м} \leq$ 25%; III-25< $h_{3м} \leq$50%; IV-50< $h_{3м} \leq$ 75%; V- $h_{3м}$ < 75%.

В рамках Государственного контракта 7/14 [365] проведены актуальные обобщения и корректировка типов разреза баженовского горизонта (рис.1.3).

В статье А.Н. Стафеева, А.В. Ступаковой, А.А. Сусловой и др. [267] рассматривается новая модель формирования баженовской свиты, согласно которой черные сланцы накапливались на относительном поднятии – мелководном холмистом плато. Результаты проведенного общего палеогеографического анализа Енисей-Хатангского прогиба, по которому шла транспортировка осадочного материала, хорошо согласуются с новой моделью.

В работе И.А. Санниковой, А.В. Ступаковой, М.А. Большаковой и др. [252] на основе результатов бассейнового моделирования выделены первоочередные геолого-геохимические параметры, влияющие на распределение нетрадиционных углеводородных скоплений в отложениях баженовской свиты. Предложенный инструмент позволяет выделять перспективные участки в пределах высокоуглеродистых формаций, основываясь

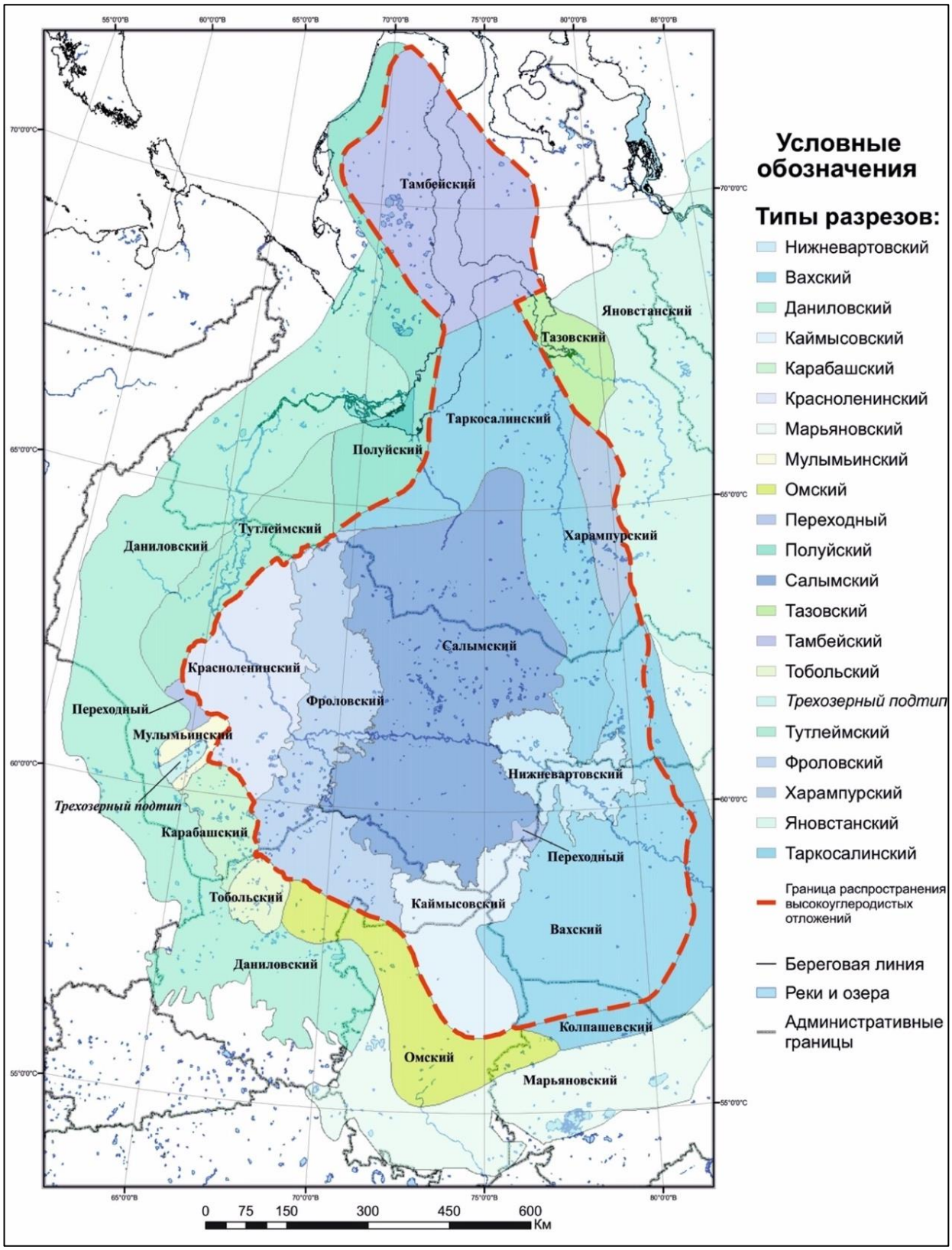


Рис.1.3 Современная схема типов разреза баженовского горизонта [365]

на катагенетической преобразованности органического вещества, величинах генерации, сорбции углеводородов и вероятных зон развития АВПД.

1.2.3. Обзор представлений о типе и генезисе коллекторов баженовской свиты

В залежах нефти баженовской свиты отсутствует свободная вода, поэтому морфология коллектора совпадает с морфологией залежи и наоборот, как отмечал в своих работах д.г.-м.н. В.С. Славкин, указывавший на двуединую сущность свиты как нефтематеринской формации, которая содержит в себе коллекторы [262]. Наиболее спорным вопросом весь период изучения свиты является тип и приуроченность коллектора. На этот счет есть различные мнения, но нет единого.

Необходимо отметить, что в данном разделе речь идет о естественной продуктивности свиты и коллекторах, сформированных за геологическое время природными процессами, насыщенных нефтью и способных ее отдавать при разработке свиты современными широко применяемыми технологиями.

Многие исследователи отдают главенствующую роль в формировании коллекторов тектоническому фактору и трещиноватости пород, связи продуктивности с трещиноватыми блоками пород.

В 1973 г. М.Ф. Свищев, М.М. Садыков, Н.Д. Каптелинин и К.С. Юсупов [255] отмечали, что залежь нефти в баженовской свите отличается аномально высоким пластовым давлением, неоднородностью строения и физико-коллекторских свойств продуктивного пласта, резко меняющейся продуктивностью скважин. Авторы предложили блоковую модель строения коллектора, в которой продольные трещины по напластованию обеспечивают фильтрацию нефти, а развитая система мелких трещин вместе с тонким поровым пространством породы-коллектора составляет блоки.

М.В. Корж, Т.Т. Клубова, Б.В. Корнев [135, 158] предполагали, что нефтесодержащие площади приурочены к пограничным территориям между крупными тектоническими структурами разных знаков, являющимися зонами максимального напряжения. Нефтяные залежи, в таком случае, связаны с трещиноватыми зонами.

М.В. Корж и С.И. Филина [159] объясняют формирование коллекторов баженовской свиты сочетанием аномально высоких пластовых давлений с зонами наибольшего тектонического напряжения.

А.А. Трофимук и Ю.Н. Карагодин [278] связывали резервуары баженовской свиты в первую очередь с зонами аномального разуплотнения, явившегося «следствием неравномерности горизонтальных перемещений блоков фундамента, вызвавших неравномерность латеральных напряжений» в осадочной толще.

Изучение керна месторождений Красноленинского свода (к северо-западу от Салымского месторождения), проведенное М.Ю. Зубковым, Е.Е. Карнюшиной [120, 132], показало доминирование кремнистых пород в разрезе баженовского горизонта. Авторы отмечают, что «наиболее высококремнеземные трещиноватые нефтенасыщенные коллекторы связаны с опоками и с прослоями кавернозно-трещиноватых вторичных доломитов». «Гидрофильные компоненты (в основном, глины), разбавляющие при седиментации кремневый материал, снижают коллекторский потенциал глинисто-кремнистых пород. Карбонатизация и постседиментационные преобразования кремнезема способствовали формированию *массивных трещинных* резервуаров нефти» [120].

М.Ю. Зубков [121] указывает на то, что коллекторы в абалакско-баженовском комплексе имеют вторичное происхождение – тектоногидротельмальное – и образуются в прочных, но хрупких разновидностях пород: кремнистых радиоляритах и силицитах; известняках, доломитах, карбонатных радиоляритах и сидеритолитах; копролитовых фосфоритах. Трещинные и трещинно-кавернозные типы коллекторов формируются в результате тектонического дробления и последующей гидротермальной проработки этих типов пород.

Другие исследователи больше склоняются к тому, что свойства коллекторов предопределялись условиями осадконакопления.

В 1970 г. И.И. Нестеровым, А.В. Тяном, Ф.К. Салмановым и И.Н. Ушатинским [203] отмечено, что появление коллекторов в баженовской свите связано с условиями осадконакопления, что подтверждалось исследованиями Ф.Г. Гурари [92], отводившим значительную роль в формировании коллектора баженовской свиты генерации и первичной миграции нефти.

Тип коллектора, возникающий при флюидоразрыве, И.И. Нестеров предложил называть баженитом [201]. Емкостное пространство в таком коллекторе формируется в процессе образования нефти и газа, а движение флюидов в скважине происходит за счет разности вертикального и горизонтального горного давления. Многие исследователи (Ф.Г. Гурари, И.Ф Гурари, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, А.В. Тян, И.Н. Ушатинский и др.) называли такой коллектор "листоватым".

А.Э. Конторович в книге «Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты» [149] доказывал, что в эпохи усиления сероводородного заражения происходил массовый замор планктона и в эти небольшие по времени отрезки времени в осадках накапливалось водород-углеродистое и кремнистое органическое вещество. При этом, образовывались слои осадков, практически нацело представленные органическим веществом. В диагенезе они давали начало тонким слоям

керогена, имевшего полимерлипидную природу. В катагенезе, в главной зоне нефтеобразования полимерлипидные слои практически нацело превращались в углеводороды, образовывая «смазку» между слоями углеродисто-кремнисто-глинистых пород и создавая субгоризонтальную псевдотрещиноватость. Одновременно по всей массе породы за счет интенсивного нефте- и газообразования происходило ее разуплотнение. Газообразные и жидкие углеводороды, поступая в такой тонкослоистый коллектор, осуществляли его природный флюидоразрыв, окончательно формировали пластовый субгоризонтально трещиноватый резервуар и залежи углеводородов в нем.

Б.А. Лебедев с соавторами [167] отнес коллектор баженовской свиты к трещино-поровому типу: емкость коллектора создают поры размером в первые микроны, а проницаемость обусловлена трещиноватостью.

О.Г. Зарипов, В.П. Сонич, К.С. Юсупов и др. [113], соглашаясь с основными положениями модели И.И. Нестерова, дополняют ее своими представлениями, что не глинистые породы толщи – радиоляриты, мергели, известняки, – являются изолирующими экранами.

В.М. Добрынин [105] подчеркнул, что коллектор баженовского типа не имеет аналогов в мире. По его мнению, в баженовском резервуаре извлекаемая нефть наряду с листоватым коллектором, содержится в межзерновых «открытых» порах и в вертикальных или наклонных трещинах в массивных (нелистоватых) породах. В свите выделяется два-три проницаемых интервала, характеризуемых листоватыми коллекторами при общей их мощности порядка 10 м [105]. Добрынин В.М. указал на важную особенность коллектора нефти баженовской свиты, – способность значительно уплотняться при снижении пластового давления [105]. Это свойство приводит к закрытию трещинного пространства коллектора при отборе нефти, понижающем пластовое давление до литостатического, т.е. к ликвидации коллектора.

Ю.В. Желтов и др. [108], анализируя результаты эксплуатационного и разведочного бурения на баженовский резервуар, пришел к выводу, что коллектор на Салымском месторождении имеет линзовидное строение. Протяженность нефтеносных линз может достигать 1-1.5 км, а их наиболее вероятная толщина 3 – 5 м.

Заметно отличается от описанных выше модель, предложенная в 1985 году Белкиным В.И., Ефремовым Е.П., Каптелиным Н.Д. [29], в которой выделяются уже два отдельных резервуара: пласт кавернозного брекчированного коллектора ($КС_1$) в подошве баженовской свиты и собственно линзовидные, но коррелируемые ловушки внутри толщи, приуроченные к строго определенным интервалам разреза, сложенным

проницаемыми пелециподовыми ракушняками и радиоляритами, переслаивающимися с битуминозными «аргиллитами».

И.Н. Ушатинский [281] рассматривал в качестве субгранулярного коллектора в баженовской свите слабоглинистые силициты (радиоляриты), которые располагаются в нижней части разреза. Открытая пористость радиоляритов, определенная методом Преображенского, составляет в среднем 7 – 8 %, методом ЯМР – 12 – 13 %, в глинистых силицитах – 6 – 8 %. По его мнению, нефтеносность проявляется во всех частях разреза свиты, но основные притоки получены из нижней части, где преобладают радиоляриты.

Ввиду высокого содержания аквагенного органического вещества и образовавшихся из него битумоидов, породы баженовской свиты гидрофобны и быстро теряют поровые и эллизионные воды. Пустотное пространство коллектора полностью заполнено нефтью. Аккумулировавшаяся в бажените нефть, благодаря его гидрофобности, безводная. Пропластки, группы пропластков, линзы баженитов в условиях АВПД гидродинамически связаны между собой. Залежи не имеют подстилающих или поровых вод. При отборе флюида и снижении пластового давления до гидростатического, гидродинамическая связь между линзами нарушается, и фильтрация прекращается. Эти особенности коллекторов, по мнению Степанова А.П. с соавторами, делают невозможным эксплуатацию залежей баженовской свиты Салымского месторождения на депрессии. Единственно возможным способом добычи является упругий режим (естественного истощения) [268].

Ф.Я. Боркун [46] выделил три типа коллекторов в разрезе баженовской свиты: трещинный, трещинно-кавернозный, поровый. Он отмечает, что на территории Широтного Приобья в кремнистых и кремнисто-карбонатных литотипах наблюдаются как субгоризонтальные, так и субвертикальные трещины с малой раскрытостью. В карбонатных литотипах встречены как трещинная, так и кавернозная емкость. Раскрытость трещин составляет несколько миллиметров, а размеры каверн 1 – 2 см. Автор отмечает, что высокая кавернозность встречена в карбонатном прослое абалакской свиты на территории Салымского месторождения, где основной объём нефти получен из этой части разреза.

Модель И.Ш. Усманова, Е.Н. Трофимовой и др. [280], построена по ряду месторождений Приобско-Казымской зоны (Битемское, Айпимское и др.), расположенных севернее Салымского. Авторы модели считают, что коллектор нефти в баженовской свите сложен кристаллическим известняком, рассеченным многочисленными трещинами различного направления и осложненного зонами выщелачивания (кавернами). По мнению исследователей, образование мощных толщ радиоляритовых пород в акваториях морей и

океанов связано с периодами активизации кислого магматизма как эффузивного, так и интрузивного. Согласно этой модели, залежи нефти в баженовской свите тесно *связаны с геодинамически активными зонами*, имеют линзовидное строение, при этом в большей степени тяготеют к локальным поднятиям; линзы известняков маломощны и имеют зональное углеводородонасыщение; при наличии в разрезе баженовской свиты линз известняков наблюдается увеличение мощности разреза на суммарную толщину известняков [280].

Коллектив авторов из г. Новосибирска под руководством Ф.Г. Гурари [89] детально изучив ряд месторождений Томской области юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты (значительно восточнее Салымского месторождения), выделил следующие литологические типы пород баженовской свиты: силициты (радиоляриты), глины кремнистые, глины кремнистые с прослоями радиоляритов, глины известковые и известковистые, глины кремнистые и известковистые с прослоями пелециподовых ракушняков, глины тонкопелитовые, малокремнистые, глины алевритовые и алевритистые, известняки и доломиты, развитые по радиоляритам.

Среди карбонатных минералов авторы выделили первично биогенный кальцит, вторичные диа- и катагенетические кальцит и протодоломит. Ими выявлена закономерность распределения осадков в зависимости от палеорельефа дна. По их мнению, во впадинах накапливались радиоляриевые илы, на подводных возвышенностях – алевритистые глины с прослоями пелециподовых ракушняков. Скважины, давшие промышленные притоки нефти из отложений баженовской свиты, располагаются в пределах наиболее глубоководных участков и в менее глубоких иловых впадинах баженовского бассейна, непромышленные притоки получены из отложений подводных ракушняковых банок [89].

Т.Ю. Коровина [161] рассмотрела битуминозную толщу как единую систему, в которой взаимообусловлены и взаимосвязаны все физические и физико-химические процессы, происходящие под влиянием механического воздействия на систему, с учетом вещественного состава системы. Предложенная механохимическая модель зависит от двух факторов: нарастающего горного давления и перераспределения пластических и упругих напряжений в породе. Автофлюидоразрыв, в этом случае, представляет собой заключительную часть процесса, когда образуется первичная емкость для достижения протонефтью консолидированного состояния. Далее система первоначального коллектора, заполненная нефтью и представленная в виде замкнутых микропор, объединяется. В случае, когда макротрещины не выходят за пределы баженовского горизонта, в нем формируются залежи нефти. В нефтематеринских породах емкостное пространство

псевдогранулярного типа распространено по всей баженовской свите, но поры не сообщаются между собой. В радиоляритах, кроме псевдогранулярного типа емкости, в результате вторичного минералообразования появляются микрокаверны.

Г.А. Калмыков [129] отмечал, что «емкостное пространство пород баженовской свиты определяется соотношением пустот растворения (микрокаверны), перекристаллизации (межкристаллические, межагрегатные пространства), пор в керогене, трещин и микротрещин. Соотношение типов пустот в объеме породы определяется литологическим составом и ее катагенетической преобразованностью, в которой особую роль играет тектоно-гидротермальная проработка. Выявленные типы пустотного пространства в естественных коллекторах относятся к микрокавернозно-поровому типу и пористости керогена. Являются вторичными, образованными на различных этапах литогенеза. Значимая пористость в керогене развивается на стадии катагенеза МК3-МК4. К трещинно-кавернновому типу относятся пустоты карбонатного пласта КС» [129].

Большое количество публикаций описывает нефтеносность отложений баженовской свиты в региональном плане. На основании этих публикаций можно перечислить основные применяемые исследователями критерии прогноза региональной нефтеносности баженовского горизонта:

- толщина разреза баженовского горизонта более 15 м;
- высокая концентрация органического вещества в породах;
- катагенез органического вещества в породах баженовского горизонта, отвечающий второй половине главной зоны нефтеобразования (конец $МК_1^1$, $МК_2$ и выше);
- развитие микрослоистости, приводящей при катагенезе органического вещества к формированию листоватости и автофлюидоразрыву слоев;
- высокие современные температуры пород в зонах развития нефтеносности (более 95^0С);
- наличие АВПД в толще;
- наличие мощных перекрывающих и подстилающих покрышек (пачек глинистых пород), изолирующих баженовский горизонт от песчаных резервуаров;
- наличие гранитоидов в фундаменте плиты.

В докторской диссертации Г.А. Калмыков выделил следующие признаки локального картирования зон различной продуктивности [129]: условия осадконакопления – по типам кривых ГК; структурный фактор; пластовая температура; величина УЭС.

Литературный обзор показал отсутствие единого представления о коллекторах баженовской свиты и процессов их формирования. Важно отметить, что большинство исследователей склоняется к развитию коллекторов в хрупких породах разреза; наличие

потенциала нефтеотдачи в углеродистых низкопроницаемых породах отмечается лишь для районов с высокой катагенетической зрелостью ОВ стадии $МК_{3-4}$ (группа месторождений Большого Салыма).

1.2.4. Краткий обзор методов и результатов разработки баженовской свиты

В настоящее время масштабной опытно-промышленной эксплуатацией залежей нефти баженовской свиты занимаются четыре крупные компании: ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром», ОАО «НК-Роснефть». Всего в разработке находится порядка 40 залежей на 24 месторождениях, из них наиболее крупными объектами являются залежи на Салымском и Ай-Пимском месторождениях, где накопленная добыча нефти из пласта $Ю_0$ превысила 4.1 и 1.8 млн т соответственно [364]. Основная технология разработки – бурение и эксплуатация скважин на естественном режиме без интенсификации притоков или после технологического воздействия ГРП или СКО/ГКО.

ОАО «НК-Роснефть». Впервые опытно-промышленная эксплуатация залежей баженовской свиты начата ПГО «Юганскнефтегаз» в 1974 г. на Салымском месторождении. К настоящему времени установлено, что пласт $Ю_0$ крайне неоднороден по коллекторским свойствам. Залежи нефти не содержат ни краевых, ни подошвенных вод и характеризуются начальными АВПД [15]. К 2006 г. залежь в пласте $Ю_0$ на этом месторождении разрабатывалась всего девятью скважинами (из 72 пробуренных), которые обеспечивали добычу на уровне 30 тыс т / год. При этом 25 скважин были выведены из разработки с накопленной добычей менее 1 тыс т, и только по 11 остановленным скважинам накопленная добыча нефти превысила 30 тыс т. Всего накопленная добыча по данному объекту на начало 2006 г составила 2.1 млн т [366].

Во второй половине 2000-х годов на Салымском месторождении отмечен рост добычи нефти из пласта $Ю_0$: в 2008 г добыча составила 35.4 тыс т, в 2009 г – 68.1 тыс т, в 2010 г — 101.3 тыс т [219]. На начало 2014 г, т.е. за 40 лет разработки залежи, в пласте $Ю_0$ накопленная добыча нефти на Салымском месторождении составила 4.1 млн т. При этом, как отмечено Е.Д. Глухманчуком с соавторами, «характерным результатом разработки являлось неравномерное распределение накопленных отборов по скважинам – 10 % «золотых» скважин добыли более 80% нефти» [80]. Залежь разрабатывалась 80 эксплуатационными скважинами.

В незначительном объеме с 1982 г ведется разработка залежи пласта $Ю_0$ на Правдинском месторождении, где накопленная добыча за 32 года составила более 160 тыс т [366].

В 2011 году ООО «РН-Юганскнефтегаз» впервые применило в северной части Приобского месторождения технологию извлечения нефти, которая широко используется при добыче сланцевого газа в США: горизонтальное бурение с многоступенчатым гидроразрывом пласта (ГРП). В горизонтальной части ствола длиной 1 км было выполнено семь операций ГРП. Полученные стартовые дебиты превысили 246 т/сут [Материалы сайта: http://www.rusenergy.com/ru/ Импорт революции: Баженовскую свиту разработают с помощью американских сланцевых технологий, 20.06.2012] [365].

С 1994 г добычу нефти из залежей в баженовской свите начало осуществлять **ОАО «Сургутнефтегаз»**, у которого на 37 месторождениях извлекаемые запасы нефти в залежах пласта $Ю_0$ составляют более 50 млн т [365].

Согласно материалам доклада Ю.Е. Батурина, опубликованного на сайте http://www.ncintech.ru/files/28-09-2010/, на 01.01.2010 г из 157 находящихся в промышленной эксплуатации скважин добыто 4.3 млн т, т.е. 27.4 тыс т на каждую скважину. С начала разработки объемы добычи ежегодно возрастают. Так, в 2011 г ОАО «Сургутнефтегаз» из баженовской свиты добыло 361 тыс т нефти, а в 2013 г. добыча составила уже 548 тыс т [Материалы сайта: http://www.surgutneftegas.ru /ru/press/smi/item/521/]. Двумя годами ранее (в 2011 г) общий объем добытой «баженовской» нефти в Западной Сибири составлял 512 тыс т [Материалы сайта: http://rusenergy.com./ru/. Лидером по добыче нефти из баженовской свиты была компания ОАО «Сургутнефтегаз». // Новостная лента за 11.02.2013] [365].

С учетом многолетнего опыта, накопленного в ОАО «Сургутнефтегаз» по изучению строения, нефтеносности баженовской свиты, промысловых исследований скважин и лабораторных экспериментов с керном, директором ТО «СургутНИПИнефть» Ю.Е. Батуриным предложено технико-технологическое обоснование разработки продуктивного пласта $Ю_0$, которое подразделяется на три этапа: этап 1 – добыча нефти на естественных режимах истощения (реализуется с начала 70-х годов прошлого века); этап 2 – образование искусственной трещиноватости и продление естественного режима истощения; этап 3 – гидротермовоздействие с целью повышения нефтеотдачи пластов [Батурин Ю.Е. Материалы сайта: http://www.ncintech.ru/files/28-09-2010/7-prsnt-baturin.pdf] [365].

Компания **ПАО «ЛУКОЙЛ»** (в лице дочернего общества **ООО «РИТЭК»)** при опытно-промышленной разработке залежей баженовской свиты на Средне-Назымском месторождении с 2009 года тестирует технологию термогазового воздействия (ТГВ) [1, 2, 36]. В марте 2015 г компания объявила о введении в эксплуатацию второго участка на Средне-Назымском месторождении, в пределах которого используется технология ТГВ на

продуктивный пласт. В период испытаний в нагнетательную скважину закачивался воздух, в результате чего были достигнуты следующие результаты:

- уменьшение на 5% плотности нефти;
- изменение состава нефти в сторону увеличения содержания легких фракций;
- увеличение в 2 раза объема углеводородных газов;
- увеличение доли углекислого газа и азота в добываемых газах;
- отсутствие кислорода в добываемых газах.

Дополнительный объем нефти, полученный за счет ТГВ с момента начала испытаний на первом опытном участке составил 35 тыс тонн на 01.01.2020 г [Материалы официального сайта компании ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» («РИТЭК»). www.ritek.ru] [363, 367].

С 2018 года компания начала активное бурение скважин с протяженным горизонтальным окончанием, длиной 1500 м. К настоящему времени успешно пробурено и запущено в добычу 18-ть таких скважин, суммарная длина горизонтальных стволов превышает 24 000 м.

ПАО «Газпром», начиная с 2012 г, изучает ресурсный потенциал баженовской свиты. Компанией реализуются проекты на лицензионных участках в ХМАО и ЯНАО: Пальяновская площадь Красноленинского месторождения, Верхнесалымское месторождение, южная часть Приобского месторождения и Вынгаяхинского месторождения. Технологию гидравлического разрыва пласта на объектах баженовской свиты в своих исследованиях освещали К.В. Стрижнев, А.Д. Алексеев, В.А. Цыганков и другие [6, 133, 270, 293].

В 2014 г ПАО «Газпром» поставило стратегическую задачу по освоению нетрадиционных запасов нефти из баженовской свиты, которая заключается в достижении уровня добычи порядка 2.5 млн т углеводородов в год к 2025 г, а накопленная добыча к этому времени должна составить более 15 млн т нефти [Материалы сайта www.rogtecmagazine.com, № 41].

Резюмируя изложенное по истории разработки залежей нефти баженовской свиты можно заключить следующее: до настоящего момента все нефтяные компании эксплуатируют, главным образом, хрупкие проницаемые пласты баженовской свиты, с помощью наклонно-направленных скважин или скважин с горизонтальным окончанием с проведением многостадийного гидроразрыва пласта. Залежи разрабатываются на естественных режимах истощения (без поддержания пластового давления (ППД)). Компания ООО «РИТЭК» при разработке залежей баженовской свиты развивает в промышленных условиях технологию термогазового воздействия (ТГВ) на пласт с целью

организации поддержания пластового давления (ППД) и вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород разреза.

Таким образом, технологические решения для разработки баженовской свиты можно разделить на две группы: (1) уже существующие, позволяющие добывать нефть из естественных коллекторов, обладающих как пористостью, так и проницаемостью, и (2) «новые» технологии (например, ТГВ), которые будут направлены на извлечение нефти из углеродистых пород, обладающих пористостью, но не обладающих проницаемостью.

1.2.5. Обзор технологий разработки низкопроницаемых высокоуглеродистых пород, применяемых в мировой практике

Для эффективной разработки объектов с ухудшенными фильтрационными характеристиками, к которым относится баженовская свита, необходимо использовать различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), среди которых перспективными являются тепловые методы, способствующие дозреванию керогена и десорбции жидких УВ, а также газовые методы, как использующие наиболее подвижные реагенты с малым радиусом молекул, что важно для проникновения в низкопроницаемые породы. Рассмотрим некоторые аспекты теоретических и практических исследований данных технологий.

Технологии закачки углеводородного газа в сочетании с заводнением – водогазового воздействия на пласт посвящено большое количество работ, среди которых статьи А.А. Боксермана, А.И. Ващуркина, И.П. Липовецкой, М.И. Муркес, Ю.М. Островского, A.J. Jayasekera, J.J. Taber [33, 64, 65, 168, 180, 216, 333, 340, 341, 353, 354]. Исследования и испытания газовых методов воздействия в СССР и России начали проводить с 50-х годов 20-го столетия. Однако заметного развития газовые методы в стране не нашли, а в начале 90-х годов работы в данном направлении были практически прекращены. Повышенный интерес к газовым методам в России появился только в последние годы, авторы публикаций по этой тематике С.В. Борткевич, В.И. Васильев, Р.Ф. Вафин, В.И. Грайфер, В.И. Крючков, В.Д. Лысенко [45, 61, 63, 83, 84, 163, 170]. Экспериментальному изучению особенностей фильтрации трехфазных смесей в процессах водогазовой репрессии посвящены работы отечественных и зарубежных исследователей: О.И. Буторина, А.И. Ващуркина, М.Д. Розенберга, L. Minssieux [56, 64, 65, 244, 343].

Рассмотрению возможности применения термических методов воздействия посвящено большое количество публикаций и монографий российских и зарубежных исследователей, среди которых М.Л. Сургучев, Д.Г. Антониади, В.И. Грайфер,

В.Г. Ишханов, А.А. Боксерман, Ю.П. Желтов и другие [10, 11, 12, 13, 14, 33, 34, 35, 85, 86, 102, 108, 126, 302, 303, 310, 313].

В 1980 годы впервые во ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова проведена серия экспериментальных исследований возможности извлечения нефти из баженовской свиты тепловыми методами воздействия, в том числе термогазовым. В результате этих экспериментов достигнута возможность не только эффективного вытеснения нефти из пустотного пространства коллектора, но и, в сопоставимых количествах, из низкопроницаемой породы.

Первые в мире промысловые испытания метода добычи нефти с помощью внутрипластового горения проведены в СССР в 1930-х годах под руководством А.Б. Шейнмана и К.К. Дубровай [297, 298].

К настоящему времени реализован значительный объем лабораторных и теоретических исследований с целью выяснения механизма вытеснения нефти из пластов с помощью горения, результаты которых отражены в работах Н.К. Байбакова, А.А. Боксермана, В.В. Бондаренко, Ю.П. Желтова, К.А. Оганова, Х.Дж. Рэми, J.T. Moss [23, 38, 107, 108, 211, 246, 344]. Проведенные в рамках Государственного контракта масштабные теоретические и экспериментальные работы подтвердили результаты предыдущих промысловых и лабораторных исследований по положительному влиянию теплового и гидродинамического воздействия на фильтрационно-емкостные характеристики пород баженовской свиты А.А. Боксермана, В.И. Кокорева, В.П. Сонича [34, 251, 266].

Повышенного внимания заслуживает технология термогазового воздействия. Применение термогазового воздействия на породы баженовской свиты рассматривали в своих работах А.А. Боксерман, В.И. Грайфер, В.И. Кокорев, Н.Г. Судобин, А.М. Полищук, К.А. Щеколдин, Никитина Е.А. [36, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 208, 302, 303, 320, 321].

Результаты промысловых испытаний по непрерывной и циклической закачке CO_2, воды и природного газа в низкопроницаемые коллектора приведены в многочисленных зарубежных публикациях (B.T. Hoffman, M. Schmidt, J.J. Sheng, J.A. Sorensen [330, 331, 346, 347, 349]).

В статье Hoffman [330] приводятся результаты семи испытаний на промысле, включающие в себя закачку CO_2, воды и природного газа на формации Bakken. Авторы статьи утверждают, что закачка природного газа может считаться эффективным методом, особенно учитывая его низкую себестоимость по сравнению с CO_2. Основной проблемой при закачке является слишком быстрый прорыв пласта закачиваемым флюидом, что в

итоге приводило к замедлению роста дебита. Авторы дают набор рекомендаций по разработке УВ низкопроницаемых коллекторов, включающие предложения по бурению нагнетательной скважины без ГРП, по использованию трассеров потока нагнетаемого флюида и изоляции зон с высоким потоком, по последовательной закачке газа и воды, которая позволит увеличить смесимость закачиваемого флюида.

В обзоре Sheng [347] рассматриваются два китайских пилотных проекта по закачке углекислого газа. Несмотря на успешность проведенных испытаний, в добывающих скважинах отмечены нежелательные следы CO_2, а невысокая эффективность объясняется малой песчанистостью и высокой расчлененностью разреза.

В статье Sorensen [349] описывается проведение теста по закачке CO_2 в вертикальной скважине, не предполагавшей ГРП и закачку проппанта в процессе разработки Middle Bakken, начавшейся в 2017 году. По результатам анализа образцов нефти удалось подтвердить, что углекислый газ способен проникать в низкопроницаемые коллекторы сланцевых пород и вытеснять легкую нефть из матрицы при помощи механизма молекулярной диффузии.

В работе Hawthorne [329] описано лабораторное исследование эффективности воздействия CO_2 на образцы из Upper, Middle и Lower Bakken при пластовых термобарических условиях, а также влияния наличия трещин на миграцию закачиваемого газа. Используя эти результаты, Alharthy в работе [318] с помощью компьютерного моделирования анализирует эффективность применения углекислого газа в сравнении с ШФЛУ в Middle Bakken. В работе показано, что главными транспортными механизмами растворителей являются как молекулярная диффузия, так и конвективный массоперенос, а нефть из матрицы захватывается закачиваемым растворителем, а не вытесняется им. В результате делается вывод, что эффективность закачки ШФЛУ C_1-C_4 и CO_2 одинакова.

Alfarge, Wei, Bai [316] проведен анализ успешности промысловых испытаний формации Bakken с построением численных моделей, в результате чего делается вывод о более высокой эффективности использования натурального газа в качестве закачиваемого агента по сравнению с CO_2, что объясняется, прежде всего, низкой скоростью диффузии углекислого газа, связанной с относительно большим размером молекул.

В работе Alfarge, Wei, Bai [317] изучались факторы, влияющие на конечный успех закачки CO_2, для чего была построена численная модель, основанная на пилотных испытаниях и проведен статистический анализ. По результатам данного анализа выяснилось, что главными факторами, влияющими на эффективность закачки углекислого газа, являются степень природной трещиноватости и проводимость нефтяных каналов.

Лабораторные исследования и результаты компьютерного моделирования описаны в статьях D. Alfarge, N. Alharthy, K. Bui, S.L. Detwiler, S.B. Hawthorne, A.S. Sinha, M. Wang, Y. Yu [316, 317, 318, 322, 326, 329, 348, 358, 360]. Они свидетельствуют о том, что наибольшей эффективностью для увеличения нефтеотдачи обладает циклическая закачка углекислого либо природного газа с месторождения.

Hoffman [330, 331] приводит опыт применения циклической закачки природного газа для формации Eagle Ford, который свидетельствует о перспективности этого метода для интенсификации добычи даже с учетом экономических факторов.

В статье Schmidt [346] сообщается о промысловом испытании закачки природного газа в канадской части формации Bakken, что позволило добиться увеличения дебита нефти.

Изучением воздействия азота в качестве растворителя на породы формации Eagle Ford занимался Yu [360]. В ходе лабораторной работы исследовалась зависимость КИН от давления закачки. Alharthy [318] проводил численное моделирование, построенное на данных лабораторных исследований по закачке азота через образцы из формации Bakken. В лабораторном исследовании, описанном в статье Sinha [348], изучались образцы четырёх сланцевых формаций США (Bakken, Wolfcamp, Woodford, Barnett) с различной степенью зрелости ОВ. В ходе работы исследовались взаимосвязи между такими параметрами, как удельная поверхность пористой среды, общее содержание глин и ОВ. Авторы утверждают, что им удалось найти эмпирическую зависимость между перечисленными параметрами, а наибольший прирост пористости удается достичь, воздействуя на как можно более незрелую породу с как можно большим содержанием ОВ.

В работе Detwiler [326] проводилось моделирование циклического воздействия ПАВ на КИН. В работе Bui [323] с помощью цифровой модели керогена изучается воздействие микроэмульсии и мицеллообразования в ПАВ на поровую систему керогена. Результаты показывают, что растворитель и ПАВ могут эффективно доставляться в богатые ОВ нанопоры, как часть капли микроэмульсии и способствовать мобилизации нефти из керогена. В статье Wang [358] проанализированы и просчитаны механизмы адсорбции и сорбции газа при циклической закачке сухого газа в пласт, основанные на пилотных испытаниях циклической закачки в формации Eagle Ford. Авторы делают вывод о том, что повышение адсорбции метана приводит к снижению дебита во время циклической закачки, хотя при первичной добыче адсорбция метана, наоборот, имеет положительный эффект.

Исследованию процессов нагнетания воздуха в нефтеносные сланцы посвящено небольшое количество работ российских и зарубежных исследователей (Kobchenko M.,

Tiwari P., Kibodeaux K.R., Lee K., Yanik J., Khlebnikov V.N., Li J., Kar T., Hascakir B., Kök M.V., Spiro B., Deng S., Kozlowski M.L. [325, 334, 336, 338, 337, 339, 310, 342, 350]).

Kobchenko et al. [338] исследовали механизм разрушения горючих сланцев во время нагревания, проведенный анализ показал значительную потерю массы, выделение воды, CO_2 и углеводородных газов при температуре около 350°C. Tiwari et al. [355] изучали изменение структуры пор до и после пиролиза при разных температурах обработки. Исследование показало, что чем выше содержание органических веществ, тем большее пустотное пространство образуется при нагревании. Kibodeaux [337] проводил исследование изменения проницаемости сланца, пористости и насыщенности его флюидами во время пиролиза с использованием аналитической модели, лабораторных исследований и численного моделирования. Результаты показали, что горючие сланцы с различной глубины и площади сильно отличаются по процессу термического разложения.

Lee et al. [341] представили результаты, полученные при моделировании изменения сланца в пластовых условиях с использованием разработанного симулятора. Авторы изучили влияние проницаемости сети трещин на добычу жидких углеводородов и показали, что более низкая проницаемость трещины приводит к формированию большого количества новообразованной синтетической нефти.

Yanik et al. [359] представили результаты определения характеристик нефтяных фракций, полученных пиролизом горючих сланцев и экстракцией сверхкритической воды. Это исследование подчеркнуло важность скорости нагрева для анализа преобразования керогена в нефть и газ и доказало, что сверхкритическая вода не только преобразует кероген, но и реагирует как с керогеном, так и с продуктами его разложения. Deng et al. [325] протестировали экстракцию сверхкритической водой углеводородов из сланца Huadian и доказали, что она влияет на термическое разложение керогена. Также они исследовали каталитическое влияние минералов в горючих сланцах на окисление и пиролиз керогена с помощью метода термогравиметрии – Фурье-ИК-спектроскопии, на нефтяных сланцах и изолированном керогене.

Khlebnikov et al. [336] рассмотрели влияние горячей воды (100-250 ℃) на вытеснение нефти из образцов баженовских сланцев. Авторы обнаружили, что горячая вода изменяет смачиваемость породы в сторону увеличения гидрофильности. Эта работа показала, что гидропиролиз при высоких температурах может быть эффективным процессом для извлечения образующихся углеводородов перед фронтом горения. Li et al. [342] выполнили экспериментальную работу с помощью дифференциальной сканирующей калориметрии под давлением, которая показала влияние давления на окисление различных типов нефти и чистых ароматических насыщенных углеводородов.

Kar и Hascakir [334] сравнили процессы окисления и пиролиза горючих сланцев с помощью термического анализа. Kök et al. [340] описали эксперименты в трубе горения с образцами горючего сланца, отобранными в Турции. Результаты испытаний свидетельствуют о высоком потенциале технологии закачки воздуха высокого давления для добычи нефти из горючих сланцев. Spiro [350] изучил влияние различных минералов на пиролиз керогена. Kozlowski et al. [339] изучили каталитическое влияние глин на характеристики внутрипластового горения и показали, что глины меняют характеристики окисления нефти.

Проведенный обзор исследований закачки различных газов (CO2, воздух, азот и др.), сверхкритической воды и ПАВ в низкопроницаемые углеродистые породы, показывает потенциальную перспективность разных методов увеличения нефтеотдачи при их грамотном использовании, а также сложность протекающих в породах процессов. Задачи по побдору оптимальных геологических объектов для каждого вида закачки, оптимизации условий проведения воздействия для достижения поставленных целей, являются приоритетными в начале экспериментальных работ на промысле.

1.3. Промысловые исследования баженовской свиты Средне-Назымского месторождения. Постановка задач для литологических исследований

Изучение отложений баженовской свиты требовало особенного подхода: методики анализа керна, интерпретации ГИС, картирования коллекторов – всё необходимо было адаптировать под изучаемый объект. Применение подходов, используемых для традиционных коллекторов, не давало желаемого результата. На начальном этапе исследований баженовской свиты были серьезные технические ограничения: низкая разрешающая способность и ограниченность методов каротажа, а главное, низкий вынос керна, который при подъеме на дневную поверхность, за счет перепада давления между аномально высоким пластовым и внутри скважинным, по большей части рассыпался до щебенки. На разрушенном керне были невозможны не только исследования фильтрационно-емкостных свойств, но и полноценный литологический анализ из-за низкого выноса керна, в котором отсутствовали наиболее проницаемые интервалы. В полной мере доступно было только лишь определение минерально-компонентного состава пород. При этом, на баженовской свите был проведен ряд промысловых гидродинамических исследований, позволивших развенчать многие мифы о ней. Однако эти бесценные данные не получили широкой огласки (доклад С.Г. Вольпина).

Новый уровень изученности баженовской свиты, достигнутый в 21 веке, связан с развитием технологий: применением изолирующих керноотборных снарядов, нового лабораторного оборудования для разносторонних исследований керна, записью расширенного комплекса ГИС и промыслово-геофизических исследований (ПГИ) с целью определения интервалов притока.

Ниже рассматриваются результаты промысловых экспериментов и разработки баженовской свиты Средне-Назымского месторождения, факты, которые удалось установить с помощью анализа промысловой информации о свойствах данных отложений и вопросы, которые были поставлены перед исследованиями керна (рис.1.4). На данном месторождении отложения свиты подробно охарактеризованы керновым материалом, соотношение общей толщины баженовской свиты и фактически отобранного керна представлено на рисунке 1.5.

В 1990 году по результатам бурения скважины 219 открыта нефтяная залежь в отложениях баженовской свиты Средне-Назымского месторождения, при испытании получен приток нефти дебитом 20,2 $м^3$/сут.

Основные перспективы месторождения в 2000-х гг связывались именно с отложениями баженовской свиты (продуктивный пласт $ЮК_0$), нефтеносными также являются меловой пласт $АС_3$, пласты тюменской свиты (пласты $ЮК_{2-7}$) и доюрское

основание (пласт ПЗ). Данному месторождению суждено было стать одним из самых известных в стране полигонов для отработки новых технологий извлечения нефти из баженовской свиты.

В 2007 году лицензию на геологическое изучение недр, поиски и добычу нефти и газа в пределах Средне-Назымского лицензионного участка получила компания «РИТЭК», возглавляемая выдающимся нефтяником В.И. Грайфером. Главной целью этих работ стала промышленная разработка баженовской свиты с помощью инновационных технологий. Начался этап целенаправленного бурения разведочных эксплуатационных скважин на баженовскую свиту, масштабные исследования ее потенциальной продуктивности. Для контроля за добычей нефти на месторождение был протянут трубопровод, позволяющий осуществлять бесперебойную добычу нефти и вести ее качественный учет.

Для баженовской свиты характерны повышенные пластовые температуры, достигающие 120° С, и аномально высокие пластовые (поровые) давления (коэффициент аномальности 1.2-1.3) на Средне-Назымском месторождении (впрочем, как и на других, где степень катагенеза органического вещества соответствует главной фазе нефтеобразования).

Из пласта $ЮК_0$ баженовской свиты промышленные притоки получены во многих разведочных скважинах, максимальный дебит нефти без интенсификации притока достигал 20 т/сут. В 2000-х годах большинство скважин было переиспытано с интенсификацией притока путем гидроразрыва пласта (ГРП) или кислотной обработки (СКО, ГКО). Данные мероприятия показали высокую эффективность. Максимальный дебит нефти после ГРП составил 146 т/ сут в скважине 219.

На двух кустовых площадках были пробурены эксплуатационные скважины с различной продуктивностью после интенсификации притока методом ГРП. На первой кустовой площадке одна скважина с дебитом нефти 146 т/сут, две скважины – 20 – 30 т/ сут, одна – менее 5 т/ сут. На второй кустовой площадке пробурено пять скважин: две высокодебитные – 38 – 48 т/ сут, одна продуктивная (около 5 т/сут), и две низкопродуктивные (1.2 и 0.1 т/сут), причем никакие методы интенсификации притока не позволили увеличить дебит последних двух скважин.

Практически во всех этих скважинах отобран керн с высокой степенью сохранности и выноса. Геологам поставлена задача, установить факторы различий в продуктивности скважин.

В ряде скважин проведены промыслово-геофизические исследования (ПГИ) с целью определения интервалов притока внутри баженовской свиты. Установлено, что

приточными являются маломощные пропластки (до 3 м), разбросанные по разрезу. Основополагающей для керновых исследований являлась задача определения, какие породы отдают нефть напрямую в скважины, то есть, являются коллекторами. Следующей задачей было определение площадного развития геологических тел, с которыми связаны коллекторы, и выявление геологических факторов, контролирующих формирование коллекторов.

В 2013 году, спустя год после начала строительства, закончено бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины 100Г с горизонтальным окончанием длиной 1000 м. Скважину удалось пробурить с шестой попытки (пять стволов оказались аварийными), после ГРП из объекта $ЮК_0$ получен приток нефти дебитом 100 $м^3$/сут в колонне. Накопленная добыча нефти в данной скважине на текущий момент превышает 35 тыс т. Опыт бурения данной скважины показал необходимость проведения геомеханических исследований неустойчивых пород фроловской свиты, перекрывающей баженовскую, керн из которой впоследствии был отобран и детальным образом изучен. Стала очевидна низкая степень готовности к бурению скважин с горизонтальным окончанием на баженовскую свиту, при том, что именно эта технология является основной при добыче «сланцевой нефти» в мире.

С 2018 года на Средне-Назымском месторождении начались масштабные работы по бурению скважин с горизонтальным окончанием, протяженностью 1000 – 1700 м. Компания сразу столкнулась с серьезными ограничениями по использованию высокотехнологичного оборудования крупных зарубежных компаний, в связи с политической ситуацией в мире. Оборудование для бурения и геонавигации горизонтального ствола, доведенное практически до совершенства зарубежными компаниями, оказалось недоступным для использования. Отечественные технологии в области бурения хоть и значительно отставали, но в рамках программ импортозамещения все-таки существовали. При этом, отечественный комплекс каротажа в реальном режиме времени (LWD) для горизонтальных скважин, которые должны быть пробурены в условиях повышенных пластовых температур, практически отсутствовал. Всё, что оказалось доступно для сопровождения бурения в реальном режиме времени (передача данных ГИС на компьютеры идет в процессе бурения с забоя скважины) – это радиоактивный каротаж, другие методы работали крайне нестабильно. Практически сразу пришлось отказаться от использования нейтронного каротажа из-за высоких рисков аварийности скважин, экологических рисков оставления прибора на забое скважины при обвале ствола. Для эффективной инициации трещин ГРП ствол скважины необходимо было располагать в уплотненных интервалах пород, что определило задачу геонавигации:

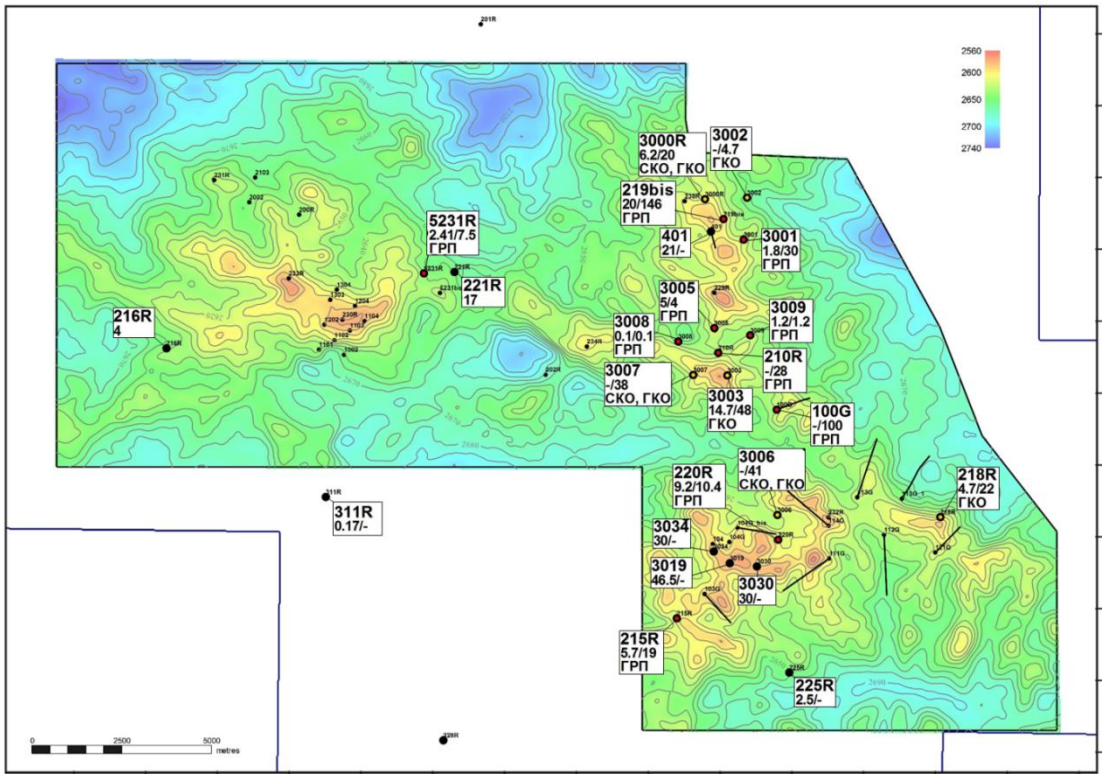


Рис.1.4 Результаты первичных испытаний скважин и после интенсификации притока (номер скважины/ первичный дебит нефти/ дебит нефти после интенсификации/ вид интенсификации)

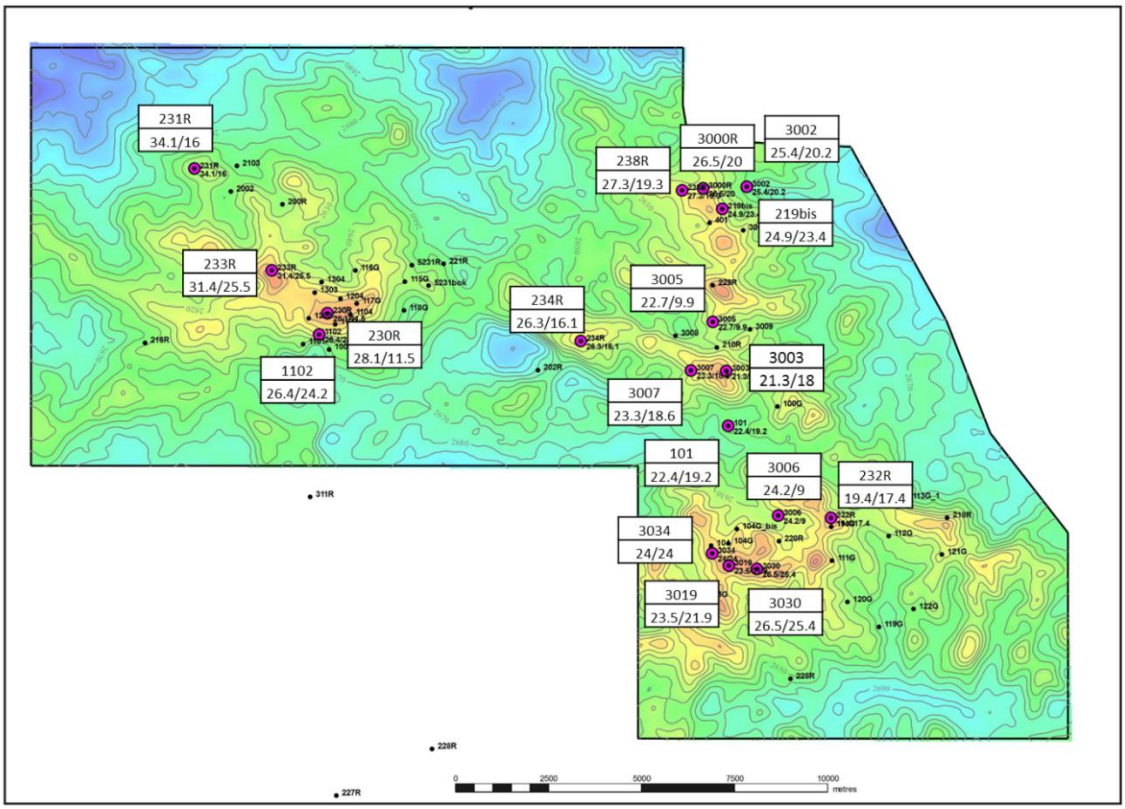


Рис.1.5 Соотношение общей толщины баженовской свиты и фактически отобранного керна (номер скважины/ общая толщина свиты/ фактически отобранный керн (м))

вести бурение в интервале развития уплотненных пород баженовской свиты, составляющем менее 3-5 м. Решить задачу удалось благодаря большому накопленному объему исследований керна скважин (глава 2).

Исходя из полученных промысловых данных стало ясно, что традиционные способы разработки позволят извлечь из баженовской свиты лишь небольшую часть запасов нефти, которые аккумулированы в маломощных прослоях коллекторов. Поэтому нефтяные компании обратили своё внимание на поиск новых технологий извлечения нефти из низкопроницаемых высокоуглеродистых пород.

Дочерняя компания ООО «ЛУКОЙЛ» ООО «РИТЭК» является лидером в сфере инноваций, разработка баженовской свиты с помощью уже известных технологий являлась для нее лишь первым шагом. Еще в 2009 году был подготовлен первый участок для опытно-промышленных работ (ОПР) по закачке воздуха в нагнетальную скважину, расположенную в центре эксплуатационной ячейки добывающих скважин. Целью закачки воздуха являлось увеличение нефтеотдачи за счет инициации самовоспламенения органического вещества баженовской свиты, находящегося в условиях высоких пластовых температур (105-120° С). Предполагалось, что такой подход позволит извлечь дополнительную нефть из нефтематеринских пород.

Перед закачкой воздуха для оценки сообщаемости коллекторов баженовской свиты в нагнетальную скважину была закачана вода. По анализу данных гидропрослушивания и кривых восстановления давления в реагирующих скважинах установлена гидродинамическая связь между нагнетательной и тремя из четырех добывающих скважин. Закачка воздуха в скв.219 велась в период 2009 – 2019 гг, за этот период закачано 11.5 млн м^3 воздуха, добыто 140 тыс т нефти.

В 2015 году был подготовлен второй участок ОПР в районе скважины 210 с двумя нагнетальными и четырьмя добывающими скважинами. На этом участке также провели гидропрослушивание с закачкой воды в нагнетальную скв.210, что практически не дало результатов в части реакции от добывающих скважин. Кроме того, после закачки воздуха ствол скв.210 оказался непригодным для дальнейших работ, в связи с этим, под нагнетательную была выбрана скважина 3003. Закачка воздуха в скв.3003 велась в период 2015 – 2018 гг, за этот период закачано 14.1 млн м^3 воздуха, добыто 132.1 тыс т нефти.

Всего на Средне-Назымском месторождении на 01.01.2020 г из отложений баженовской свиты добыто 585,5 тыс т нефти и около 35 тыс т – дополнительная добыча, полученная за счет технологии ТГВ (согласно оценке Компании).

В 2017 году начата подготовка третьего участка ОПР, запуск которого запланирован на конец 2020 года. В участок входит 3 вертикальных скважины и 2

скважины с горизонтальным окончанием, длиной 1000 м, в которых проведено по 10 пропантных гидроразрывов пласта через 100 м.

Промысловые данные по участкам ТГВ, полученные в ходе нагнетания воздуха в скважины и контроля состава добываемых газов на устье скважин, позволили сделать выводы о том, что в пластовых условиях произошло самовоспламенение нефти, сформировался фронт окисления (в литературе часто встречается термин «фронт горения») (глава 4.2). Этот факт установлен по значительному росту содержания азота и углекислого газа при отсутствии кислорода в добываемых газах.

При попытке закачать смесь воздуха и воды для увеличения охвата пород тепловым воздействием, резко росли устьевые давления в нагнетательной скважине, то есть закачать такую смесь в пласт фактически не удалось. Лабораторные и промысловые эксперименты, проведенные на баженовской свите Средне-Назымского месторождения, освещены в большом количестве публикаций (глава 4.2).

По результатам анализа промысловых экспериментов с закачкой воздуха в отложения баженовской свиты на Средне-Назымском месторождении возник целый ряд вопросов:

- какие породы и в каком объеме подвергаются тепловому воздействию;
- какие изменения происходят в породах при воздействии, как меняются их свойства;
- происходит ли выделение нефти из керогена при воздействии и в каком объёме и многие другие.

Проведенные на Средне-Назымском месторождении работы на баженовской свите по бурению, испытанию, интенсификации притока, гидропрослушиванию, закачке воздуха и смеси воздуха с водой, поставили большое количество вопросов, решить которые дистанционными методами исследований оказалось невозможно, появилась необходимость привлечения углубленных исследований керна. На месторождении керн из баженовской свиты отобран практически во всех разведочных и эксплуатационных скважинах с использованием изолирующих керноотборников, благодаря чему он обладает высокой степенью сохранности, характеризуя весь разрез.

Главной задачей исследований керна являлось выявление свойств и сравнение приточных интервалов разреза, содержащих коллекторы, и непроницаемых частей баженовской свиты, что было необходимо для решения вопроса по оценке запасов и ресурсов нефти данных отложений, а также целенаправленного поиска технологий эффективного вовлечения в добычу непроницаемой части разреза.

В первом приближении породы баженовской свиты по данным анализа ГИС и ПГИ разделены на два класса: «низкопроницаемые породы» (высокие значения ГК, СГК

указывают на повышенную глинистость пород и высокое содержание ОВ) и «уплотненные потенциальные коллекторы» (возможно карбонатизированные – высокие значения нейтронного каротажа, малоглинистые – низкие показания радиоактивного каротажа). Причем, анализ результатов разработки показал, что существующие технологии позволяют вести добычу нефти только из пород класса потенциальных коллекторов. Для разработки класса «низкопроницаемых пород» необходимы новые технологические подходы к извлечению нефти.

Выводы по главе 1

Разносторонние исследования баженовской свиты, по-прежнему, являются актуальными, и поддерживаются, как на государственном уровне, так и на уровне крупных нефтяных компаний. К настоящему времени накоплен громадный объем различных фактических данных о ее строении и продуктивности. Наиболее информативные и современные данные принадлежат различным нефтяным компаниям и не доступны для обобщений.

Несмотря на значительный прорыв исследований баженовской свиты 2000-х годов, связанный с развитием методов дистанционных исследований, задачи выделения коллекторов, разработки общепринятых методик оценки запасов, эффективной разработки свиты остаются нерешенными.

Задачи, которые сформулированы по результатам многочисленных работ предшественников, а также промысловых экспериментов в отложениях баженовской свиты, приведены ниже.

- ✓ Сбор геолого-геофизических данных по отложениям баженовской свиты и их систематизация с опорой на литогенетическую классификацию пород.
- ✓ Разработка и апробация практически ориентированной литогенетической классификации пород баженовской свиты на основе сравнения разносторонних свойств литотипов, объединения их в группы литотипов, затем – в классы пород. Классы пород должны различаться способностью отдавать нефть в процессе ее отбора, что предопределит практическую значимость предлагаемой классификации.
- ✓ Проведение генетического и стадиального анализа пород баженовской свиты и оценка их влияния на коллекторские свойства разных литотипов.
- ✓ Обоснование литологических и палеогеографических факторов, контролирующих естественную продуктивность свиты на локальном уровне.
- ✓ Разработка подходов к трехмерному геологическому моделированию с использованием литогенетической классификации пород.

✓ Оценка геологических и извлекаемых запасов и ресурсов нефти баженовской свиты на примере Средне-Назымского месторождения на основе созданной трехмерной геологической модели.

✓ Литературный обзор и теоретические разработки подходов к анализу преобразований пород при целенаправленном техногенном воздействии в пластовых условиях (анализ техноморфизма).

✓ Оценка возможности извлечения нефти из разных классов пород баженовской свиты при помощи технологий ГРП и термических методов.

✓ Изучение преобразований минерально-органических компонентов и емкостного пространства пород баженовской свиты при техногенном термическом воздействии на них в пластовых условиях (на промысле) и в лабораторных (специальные исследования керна).

✓ Обоснование ключевых факторов продуктивности и свойств основных региональных типов разреза (фаций) баженовской свиты для оценки целесообразности их разработки с помощью различных технологий.

Попытки ответить на многие из этих вопросов освещены в данной работе.

Глава 2. Литогенетический анализ отложений баженовской свиты

Высокоуглеродистые толщи, во многом подобные отложениям баженовской свиты, неоднократно накапливались в разные эпохи геологической истории развития Земли. Сходные по составу толщи известны среди отложений кембрия (куонамская и иниканская свиты) Сибирской платформы; девона Северо-Американской платформы и Русской плиты (свиты Огайо, доманиковые и доманикоидные формации Урало-Поволжья) [20]; перми Северо-Американской (формация Фосфория) и Южно-Американской (формация Ирати) платформ; в Австралии (тасманиты); нижней юры Западно-Европейской платформы (тоарские сланцы Парижского бассейна); верхней юры Месопотамского прогиба и Западной Сибири (баженовская свита); мела Северо-Американской платформы (свиты Маури-Шелл, Ниобара, Коди, Лакота); эоцена на Северном Кавказе (кумская свита); олигоцена на Кавказе (ходумские и среднесарматские сланцы); миоцена Северо-Американской платформы (формация Монтерей) и во многих других.

Все эти толщи накапливались в осадочных бассейнах в виде пелитовых и тонкозернистых отложений с различными сочетаниями глинистого, карбонатного и кремнистого материала, обогащенного сапропелевым ОВ. Формирование подобных осадков приурочено к совершенно определенным частям седиментационных бассейнов – «незагруженным» осадками внутренним впадинам и прогибам. Условия для накопления подобных отложений возникали в трансгрессивные этапы крупных тектоно-седиментационных циклов, отвечающих, по Н.М. Страхову, стабильным фазам литогенеза [269]. В подобных условиях формировались упомянутые выше толщи, в том числе и баженовская свита.

Литологические исследования толщ, не имеющих выходов на дневную поверхность, можно провести только опираясь на керн скважин – единственный источник первичной геологической информации в таком случае. Отложения баженовской свиты не вскрываются на поверхности, поэтому керновые исследования, по мнению автора, играют ключевую роль в ее изучении.

В диссертационной работе проанализирован большой объем качественного керна, детально изученного на макро-, микро- и наноуровне. Результаты всех лабораторных исследований керна проинтерпретированы с учетом разработанной автором литогенетической классификации пород.

Литологические исследования данной работы базируются на классических подходах, принятых в литологии, с учетом теоретических представлений В.Т. Фролова

[289]. Проведены стадиальный и генетический анализы пород, позволившие получить принципиально новую информацию о распределении отдельных литотипов.

При проведении любых исследований керна, как стандартных, так и специальных, в первую очередь, устанавливался литотип породы, определялись конкретные задачи его изучения. Это оказалось принципиально важным, поскольку в разрезе рассматриваемых отложений присутствует два класса пород с контрастными свойствами, изучение которых предпочтительнее проводить целенаправленно, что позволит сделать исследования максимально информативными, а результаты практически значимыми.

Исследования керна целесообразно планировать в зависимости от поставленных задач и в соответствии с классом пород. Для реализации такого подхода на практике, разработана многоуровневая литогенетическая классификация пород. Отбор образцов на разные виды исследований проводился с учетом всех литологических особенностей пород. Количество образцов определялось исходя не только из стандартного шага отбора, а индивидуально по классам литотипов. Образцы на разные виды исследований отбирались строго «в одной точке».

Для класса пород «потенциальных коллекторов» при исследованиях акцент сделан на определении ФЕС, литологических (включая углубленный стадиальный и литогенетический анализы), геохимических свойств ОВ, применялся метод изотопного анализа углерода и кислорода карбонатосодержащих пород.

Для класса «низкопроницаемых углеродистых пород» определялись литологические свойства, состав ОВ пиролитическим методом, проведен специальный комплекс лабораторных экспериментов для оценки возможности извлечения УВ из данных пород.

Литологические исследования (шлифы, РСА, РФА) дополнялись анализом емкостного пространства пород методом определения пористости и проницаемости пород по газу и керосину до и после экстракции; РЭМ/ СЭМ; рентгеновской микротомографии, капилярометрическими исследованиями.

2.1. Обзор основных литологических типизаций пород баженовской свиты

Первое время после выделения в самостоятельную стратиграфическую единицу баженовская свита описывалась как толща аргиллитов, обогащенных органическим веществом. В 1970 г. И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, Г.Р. Новиков, А.В. Тян, И.Н. Ушатинский писали, что баженовская свита «повсеместно представлена черными тонкоотмученными плотными аргиллитами…» [202]. Однако вскоре литологические исследования пород баженовской свиты показали, что она имеет более сложный компонентный состав и, по крайней мере, в центральном районе Западной Сибири [16, 17, 18, 89, 90, 114, 146, 154], является продуктом преимущественно кремневой биогенной седиментации.

Однако, термин «аргиллиты», применительно к описанию пород баженовской свиты, до сих пор используется часто, поэтому важно отметить, что термин «аргиллиты», по определению – неразмокающие глинистые породы полутвердого физического состояния (при намокании обнаруживают признаки пластичности) [289], не отражает доминирующего состава пород, представленного биогенным кремнеземом. Глинистая составляющая отложений баженовского горизонта в центральной его части редко превышает 25-30 %. Породы баженовского горизонта действительно не размокают в воде, однако происходит это исключительно благодаря высокому содержанию в них органического вещества, которое придает породам высокую степень гидрофобизации. Зрелость пород отвечает стадии позднего катагенеза (по О.В. Япаскурту [314]). Периферийные отложения баженовского горизонта, напротив, обогащены терригенным (аллотигенным) глинистым веществом, биогенная кремнистая составляющая пород в этих разрезах значительно снижается за счет разбавления глинистыми минералами.

Исследованиям литологического состава и разработке литотипизации отложений баженовской свиты посвящено большое количество работ [Брадучан и др., 1965; Ван, 1985; 1984, Гурова, Казаринов, 1962; Ушатинский, 1981, 1989; Дорофеева и др., 1983; Филина и др., 1984; Сараев, 1987; Условия формирования…, 1988; Баженова О.К., 1991; Занин и др., 1999, 2005; Зубков и др., 1987, 2016; Замирайлова и др., 2000; Клубова и Климушина, 1988; Конторович и др., 2016; Лебедев и др., 1979; Саркисян и Процветалова, 1968; Ушатинский, 1981; Филина и др., 1984; Эдер и др., 2002, 2015, 2019; Немова, 2015, 2019].

Классификационные петрографические и литологические схемы пород баженовской свиты, приводимые многочисленными авторами, заметно различаются.

Прозорович Г.Э. и соавторами [238] описывал породы баженовской свиты, как глины черные, коричневато-черные, битуминозные, трещиноватые, с содержанием 7-9%

сапропелевого (планктонного) вещества, остатками рыб, диатомовых водорослей, спикул губок, отмечали повышенную карбонатность пород.

С.Г. Саркисян и Т.Н. Процветалова [253], А.В. Ван [59] отмечали присутствие в верхнеюрских отложениях вулканогенного (пирокластического) материала.

И.Н. Ушатинский [281] среди пород баженовской свиты выделил силициты биогенные битуминозные; массивные кремнистые битуминозные глины; микрослоистые известково-кремнистые битуминозные глины; карбонатные породы.

И.И. Нестеров [202] дал детальнейшую классификацию пород свиты (при минимальном принимаемом в расчет объемном содержании породообразующих минералов равном 25%) с выделением 18 классов собственно сапропелевых пород и 124 классов пород, включающих глинистые; силициты и кремнистые; карбонаты и карбонатные; с преобладанием других карбонатов и обломков.

Т.В. Дорофеева с соавторами [106] выделила в разрезе баженовской свиты 10 типов пород:

- черные однородные слабослоистые с содержанием алевритового материала менее 5%;
- черные породы со значительным количеством алевритовых частиц (5-25%);
- бурые, обычно слоистые слабо алевритовые (алевритовых частиц менее 5%) бескарбонатные разности с псевдомонокристальной микроструктурой;
- бурые породы со значительной примесью алевритового материала (5-10%), обычно равномерно рассеянного в породе;
- серые или буровато-серые разности с тонкозернистой или чешуйчатой структурой, обычно с малой долей алевритовых частиц;
- различные породы, обычно приближающиеся к типам 1 и 2, содержащие более 7% (иногда до 10-30%) видимых под микроскопом остатков радиолярий или линзочек аутигенного кремнезема (вероятно, также органогенной природы);
- различные породы, содержащие 3-20% рассеянных мелкокристаллических карбонатов;
- породы, образующиеся в результате частичного или полного замещения кремневых линзочек или радиолярий метасоматическим карбонатом;
- породы с крупными вкрапленниками доломита, часто образующие агрегаты;
- карбонатные тонко-, мелко-, или крупнозернистые породы.

С.В. Сараев [252] по результатам анализа шлифов и расчета химического состава пород, показал принадлежность пород баженовской свиты Салымского района к полю субсилицитов и силицитов. Он определил изученные породы как битуминозные силициты и битуминозные карбонатно-глинистое силициты.

Г.Н. Перозио [228] выделил в составе баженовской свиты в соответствии с классификацией Г.И. Теодоровича, следующие типы пород:

- кремнистые породы или силициты, содержащие более 50% органогенного и хемогенного SiO_2, представленного скелетами радиолярий или линзочками аутигенного кварца;
- кремнисто-карбонатные породы, содержание органогенного и хемогенного SiO_2, в которых менее 50, но более 10 – 25 %; подразделяются на ракушечники и пеллетовые известняки;
- карбонатно-глинистые и глинистые породы иногда со значительной (до 33%) примесью органогенного и хемогенного SiO_2 (глинистые ракушечники; глинистые пеллетовые известняки или доломиты; вторичные тонко- и очень мелкозернистые известняки; известковые глины, подразделяемые на: а – глинистые битуминозные породы с включениями ракушечника, б – доломитизированные глинистые битуминозные породы, в – кальцитизированные кремнистые битуминозные породы, преобразованные в карбонатно-глинистые битуминозные породы, г – карбонатизированные битуминозные глинистые породы, в которых кремнистая составляющая растворена и оставшиеся пустоты выполнены кальцитом; глинистые породы);
- кремнисто-глинистые породы, содержание органогенного и хемогенного SiO_2 в которых менее 50%, но более 25%, в которых выделены подтипы: битуминозные алевритистые халцедоново-радиоляриевые глинистые породы; пиритизированные битуминозные алевритисто-глинистые породы; битуминозные алевритистые кварцево-радиоляриевые глинистые породы.

М.Ю. Зубков и В.В. Мормышев [123] выделили в составе баженовской свиты на Салымском месторождении пять типов пород: глинистые или карбонатно-глинистые; карабонатные или глинисто-карбонатные; карбонатно-кремнистые; глинисто-кремнистые; пятый тип характеризуется высоким (до 40%) содержанием пирита, карбонатов (до 70%), кремнезема (30-40%), органического вещества (до 20%).

Н.Б. Вассоевич, характеризуя породы баженовской свиты в обобщенном виде, рассматривал их как высокоуглеродистые, называя «баженовитами».

Ю.Н. Занин с соавторами [111] выделяли два основных типа пород баженовской свиты – баженовиты (глинисто-кремнистые породы и силициты) и аргиллиты.

Типизация пород, предложенная Т.А. Коровиной [161], основана на текстурно-микроструктурных признаках и минеральном составе, включает пять литотипов:

- тонколистоватые глинисто-кремнистые разности;
- тонколистоватые-чешуйчатые глинисто-кремнистые разности;

- тонколистоватые-чешуйчатые глинисто-карбонатно-кремнистые разности;
- радиоляриты кремнистые;
- радиоляриты известковые.

По мнению автора, такой подход позволяет подчеркнуть двойственную хемогенную и биогенную природу баженовского комплекса, а также содержит «контролирующий элемент для существующих механизмов формирования коллекторов: автофлюидоразрыв и образование кавернозно-трещинных коллекторов в зонах механических напряжений тектонической природы».

В.Г. Эдер [306, 307] изучив разрезы Обь-Иртышского междуречья, сделала вывод о том, что в нефтеносных разрезах баженовской свиты доля высокоуглеродистых глинисто-кремнистых пород и силицитов почти в два раза выше, чем в разрезах юго-восточной части, где развиты низкоуглеродистые аргиллиты. В работе В.Г. Эдер, Е.А. Костыревой, А.Ю. Юрченко и др. [308] приведены данные о литологическом составе, распространении, фильтрационно-емкостных свойствах, геохимии органического вещества и генезисе карбонатных пород баженовской свиты центральной части Западной Сибири. Также приведена типизация пород и определены условия формирования карбонатов.

В публикации В.Г. Эдер, А.Г. Замирайловой и Г.А. Калмыкова [309] показаны результаты комплексных литолого-геохимических исследований пород баженовской свиты, направленных на установление приуроченности карбонатных пород к границам смены физико-химических условий в черных сланцах и зонах их перехода во вмещающие отложения. Проведенное исследование способствует определению специфики образования вторичных карбонатных пород в толщах подобного типа.

В статье Гаврилова А.Е. с соавторами [72] породы баженовской свиты классифицируются по соотношению трех главных компонент – биогенного кремнезема с примесью терригенного кварца, терригенных глинистых минералов с альбитом, карбонатных минералов. Подчеркивается необходимость учета содержания ОВ.

Чухланцева В.Я. работала над методикой количественного анализа минерального состава баженовской свиты [294].

Н.С. Балушкина [24, 25, 26] в своих работах выделила следующие литотипы пород баженовской свиты: метасоматические карбонаты массивные; силициты массивные с подтипами; карбонатизированные силициты массивные; глинистые силициты тонкослоистые с подтипами; смешанные карбонатно-глинистые силициты с подтипами. Подтипы пород предложено выделять по содержанию ОВ.

В статье Конторовича А.Э. с соавторами [155] предложена классификация пород баженовской свиты по соотношению четырех породообразующих компонентов,

представленных кремнистыми, глинистыми, карбонатными минералами и органическим веществом (керогеном), которые имеют преимущественно био- и хемогенное, в меньшей степени аллотигенное происхождение.

В классификации выделено четыре основных класса пород, разделенных на 16 подклассов: силициты, аргиллиты, карбонаты и смешанные породы (микститы). К классу микститов авторы отнесли породы, в которых содержание ни одного из минералов (групп минералов) и минералоидов (кероген) не достигает 50 % [155]. В литературе встречаются термины «однокомпонентные, двух и трех компонентные микститы» [213].

В диссертации Е.Е. Оксенойд проведен анализ минерально-вещественного состава и оценка фильтрационно-емкостных свойств пород баженовской свиты, в соответствии с которыми выделены классы (литотипы) пород. Установлено, что преобладающая часть отложений внутренней области баженовского горизонта представлена породами смешанного состава (микститами) и силицитами, среди глинистых минералов преобладает гидрослюда, иллиты и смектиты [213].

Анализ многочисленных литературных источников показывает, что ни одна литологическая типизация пород баженовской свиты не является общепринятой, поэтому продолжение систематизации результатов литологических исследований, по-прежнему, является актуальным.

2.2. Литогенетическая классификация пород баженовской свиты

Литогенетическая классификация пород разработана автором [192] на основании более 120 разрезов отложений баженовского горизонта, в объеме нижнетутлемской подсвиты и баженовской свиты, изученных в скважинах (4000 пог.м.), расположенных в различных частях ХМАО (Красноленинский, Салымский, Сургутский, Нижневартовский своды, Фроловская мегавпадина), отличающихся высокой степенью сохранности керна и его представительностью. Обобщены результаты описаний и фотографий более 3000 прозрачных шлифов (описания проводили В.Д. Немова, М.В. Ильина, М.Е. Смирнова, Е.В. Карпова, И.М. Гусев, Е.В. Щепетова, А.А. Татаринцева, Г.Х. Шайхутдинова).

Предлагаемая классификация пород согласуется с иерархией вещества, описанной в работах Н.С. Шатского (1965 г) , О.К. Баженовой (2000 г) [22] и Т.К. Баженовой (1992 г).

Результаты анализа шлифов систематизированы и сопоставлены с исследованиями фильтрационно-емкостных свойств пород [186], определениями радиуса каналов фильтрации, изучением органического вещества методом пиролиза, данными ГИС, испытаниями скважин и определением интервалов притока, всеми имеющимися в наличии промысловыми и геолого-геофизическими данными, включая гидродинамические исследования.

Актуальность разработки литогенетической классификации заключается в существующем разрыве масштабов исследований керна и построенных на их основе геолого-гидродинамических моделей, позволяющих эффективно планировать разработку целевых отложений. А между тем, решение практических задач без глубокого понимания закономерностей изменчивости свойств сложнопостроенного объекта, затруднительно. Керн является надежной основой для создания концептуальной модели строения объекта, отражающей главные его особенности и свойства. Однако, исследования керна — это, в основном, мини- и микро- масштаб. Стандартные образцы для определения ФЕС обладают размером около 3 см. Разрешающая способность каротажа в среднем составляет 40-50 см, а сейсморазведки – первые десятки метров. Поэтому необходим инструмент, который позволил бы учитывать результаты исследований керна при интерпретации данных ГИС и сейсморазведки, а также планировании разработки. Таким инструментом может быть литогенетическая классификация пород баженовской свиты (рис.2.1). При ее создании решалась задача увязки через промежуточные звенья двух крайних составляющих классификации: значительного разнообразия литологических типов пород баженовской свиты, с одной стороны, и, с другой стороны, выделенных по промысловым данным и ГИС классов пород, отличающихся способностью отдавать нефть в скважину

(см. главу 2.3). Классификация обладает собственной иерархией и включает в себя три уровня: литотипы (с подтипами), группы литотипов и классы пород.

Основой предлагаемой классификации являются литотипы пород, выделенные по минеральному составу, содержанию ОВ, структурно-текстурным особенностям пород и их генетическим признакам. Литотипы пород определяются при изучении прозрачных шлифов скомплексированном с данными рентгенофлуоресцентного, рентгеноструктурного анализов, пиролиза пород. На этапе литотипизации обычно генетический анализ не проводится, это следующий этап исследований – истолковательный, но не описательный (В.Т. Фролов, 1995) [289]. Однако, значительный накопленный объем литологических исследований пород баженовской свиты позволил провести генетическую интерпретацию ее отложений, имеющую практическое значение. Например, отложения одного генетического типа, которые в ходе литогенеза приобрели различный минеральный состав (генетический ряд литотипов радиоляритов: силициты – радиоляриты – вторичные известняки и доломиты по радиоляритам), формируют маломощные (десятки см – первые м) протяженные тела коллекторов, обладающие изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами. Данный вывод крайне важен для планирования разработки баженовской свиты.

В литогенетической классификации на основании сравнения минерально-компонентного состава, структурно-текстурных особенностей и генезиса пород обосновано выделение 14-ти литотипов отложений, 12-ть из которых относятся к нефтематеринским, именно их исследованию посвящена данная работа. Последние делятся на два генетических типа пород. Отложения терригенно-биогенного генетического типа отличаются повышенным содержанием глинистых компонентов и ОВ, а отложения биогенного генезиса – пониженным. Помимо нефтематеринских пород, в разрезе баженовской свиты очень локально (мм) развиты отложения эксплозивно-осадочного (туфового) генезиса. К ним относятся литотипы апотуфов и апотуффитов, описанные в работах Р.А. Конышевой (1975 г), С.Г. Саркисяна, Т.Н. Процветаловой (1980 г) [253], А.В. Вана (1985 г) [59], И.В. Панченко с соавторами (2015 г, 2020 г) [219]. А также породы механогенного генезиса (литотип – глины полимиктовые), приуроченные предположительно к отложениям баженовского горизонта, встречающихся по периферии ЗС НГБ. Отложения эксплозивно-осадочного (туфового) и механогенного генезиса объединены в класс «безуглеродных» пород (субдоманикоиды и породы со сверхрассеянной формой ОВ), что указывает на их непричастность к нефтематеринским и коллекторским свойствам баженовской свиты, благодаря чему в данной работе они не рассматриваются.

К терригенно-биогенному генетическому типу отложений относятся следующие литотипы: (1) углеродисто-кремнисто-глинистые, (2) углеродисто-глинисто-кремнистые, (3) высокоуглеродисто-кремнисто-глинистые, (4) высокоуглеродисто-глинисто-кремнистые, (5) высокоуглеродисто-карбонатно-глинисто-кремнистые, (6) высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистые породы.

К биогенному генетическому типу отложений отнесены литотипы: (7) силициты, (8) радиоляриты, (9) доломиты по радиоляритам, (10) известняки по радиоляритам, (11) известняки (пелоидно-интракластовые и др.), (12) фосфориты карбонатизированные.

Литотипы позволяют проводить генетический и стадиальный анализы отложений, восстанавливать условия осадконакопления, изучать процессы постседиментационных преобразований пород. Полученные при подобных исследованиях выводы являются существенными для построения трехмерных геологических моделей отложений баженовской свиты. Но важно подчеркнуть, что масштаб литотипов ниже разрешающей способности каротажных кривых, поэтому их невозможно использовать для моделирования впрямую. С целью сохранения геологической информации, полученной при изучении литотипов пород и их свойств в процессе интерпретации данных каротажа, предлагается объединять литотипы в группы литотипов, которые можно различить по данным ГИС, проведя увязку результатов керновых исследований с каротажными кривыми.

Группы литотипов обладают схожими генетическими признаками, минеральным составом и содержанием ОВ. Они могут быть выделены как по керну, так и каротажу, включая скважины без керна (с разной степенью достоверности в зависимости от качества комплекса ГИС).

Установленные литотипы отложений баженовской свиты объединены в 8-мь групп литотипов пород, 6-ть из которых обладают нефтематеринскими свойствами. К терригенно-биогенному генетическому типу отложений относятся (1) углеродистые глинисто-кремнистые, (2) высокоуглеродистые глинисто-кремнистые и (3) высоко-углеродистые глинисто-карбонатно-кремнистые группы литотипов. К биогенному генетическому типу отложений отнесены низкоуглеродистые (4) вторично преобразованные радиоляриты; (5) карбонатные и (6) фосфатные группы литотипов. К отложениям механогенного генезиса отнесена группа литотипов (7) глинистых пород без вулканокластов, к вулканогенно-осадочному генезису относится группа литотипов (8) глинистых пород с вулканокластами.

Группы литотипов информативны для определения условий седиментации и этапов развития морского бассейна. С практической точки зрения, группы литотипов позволяют

надежно обосновать детальную корреляцию разрезов отложений баженовской свиты и выбрать в них оптимальный интервал расположения горизонтальных стволов скважин; определить морфологию геологических тел, сформированных породами разных групп литотипов.

Решение задачи эффективного использования результатов литологических исследований при создании геологической трехмерной модели требовало б**о**льшего укрупнения масштаба, чем группы литотипов. Наиболее общим подразделением классификации являются классы пород, в которые объединяются группы литотипов на основании схожего минерального состава и содержания ОВ, а также способности отдавать нефть в скважину.

Классы пород отражают цикличность строения разреза и обладают контрастными свойствами. В предложенной классификации два класса нефтематеринских пород: (1) карбонатно-глинисто-кремнистые низкопроницаемые породы (доманикиты – неколлекторы), содержащие основной остаточный нефтегенерационный потенциал свиты и доминирующие в разрезе, но не способные отдавать нефть в скважину при использовании имеющихся технологий разработки (в основном, ГРП); (2) кремнисто-карбонатные породы (доманикоиды – потенциальные коллекторы), способные отдавать нефть в скважину, имеющие подчиненное развитие в разрезе свиты. Данные классы пород уверенно различаются по каротажным кривым (даже ограниченному комплексу ГИС) и являются основой построения трехмерной геологической модели баженовской свиты. Третий класс (3) безуглеродных пород не вносит вклад в нефтяной потенциал баженовской свиты и не участвует в построении ее трехмерной модели.

Таким образом, каждый из уровней литогенетической классификации пород баженовской свиты связан с решением определенных задач и имеет свою область применения, методы их выделения также различны. Ранжирование пород согласно предложенной классификации позволяет комплексировать разномасштабные данные (микро и макроуровни) и формировать концептуальные модели строения баженовской свиты для решения на их основе практических задач, в частности, построения трехмерных геологических моделей для оценки запасов нефти и ресурсов УВ.

Предлагаемая литогенетическая классификация пород объединяет в себе существовавшие ранее подходы к классификации отложений баженовской свиты, включая в себя как широкое разнообразие литологических типов пород, так и укрупненные уровни типизации, например, группы литотипов схожи с подразделениями классификаций Т.А. Коровиной [161] и Н.С. Балушкиной [24].

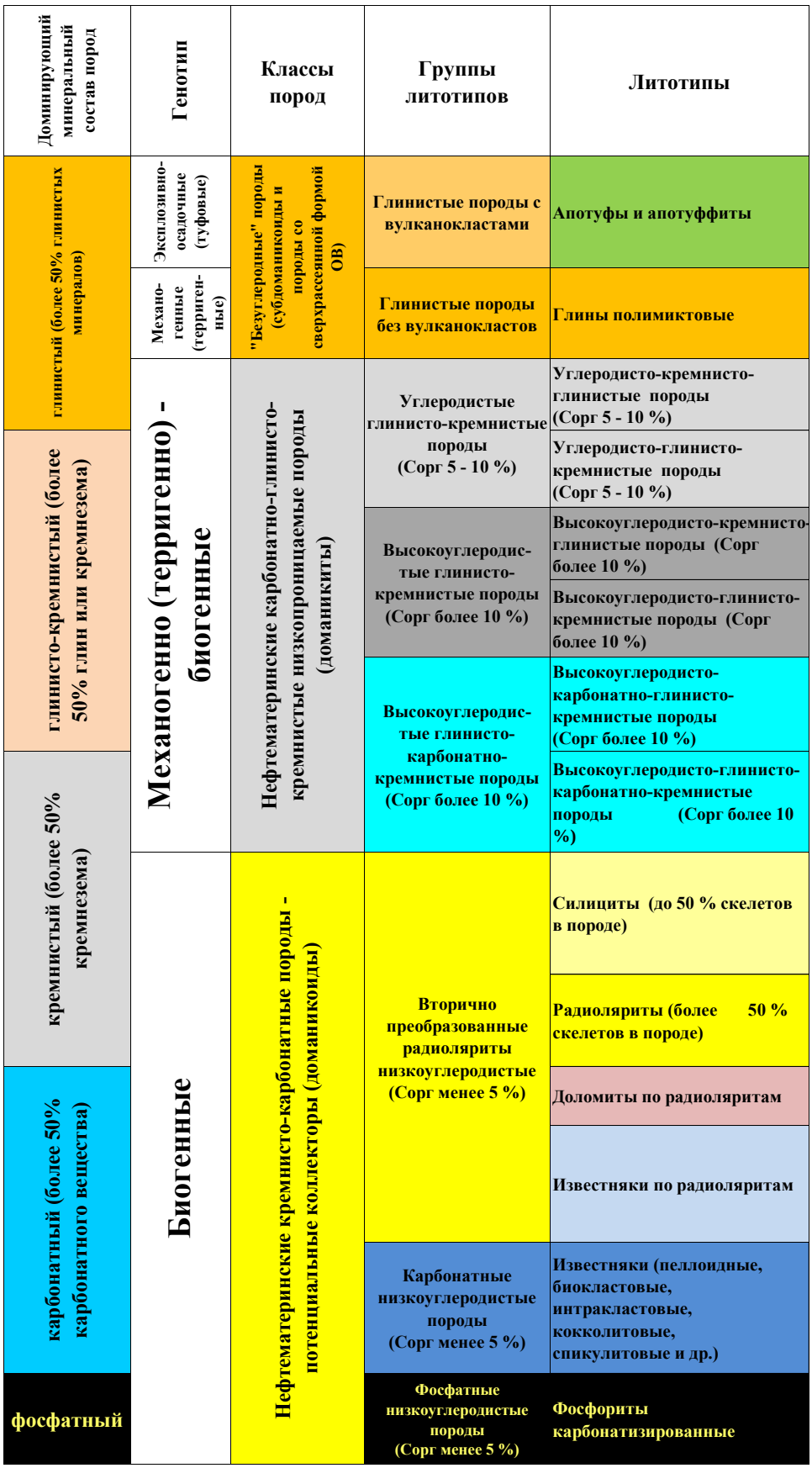


Рис.2.1 Схема литогенетической классификации пород баженовской свиты

(название подразделений дано по обобщенному минеральному составу всех их литотипов и не связано с названием пород)*

Классы нефтематеринских пород, выделенные при участии автора в 2009 году [4], определяются по способности отложений аккумулировать и отдавать нефть в скважину на основании объединения групп литотипов. Классы пород уверенно выделяются в шлифах по минеральному составу и содержанию ОВ, различаются по каротажу и способности отдавать нефть в скважину, что подтверждается результатами определения интервалов притока (с поправкой на разрешающую способность метода – промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ), термометрией, испытаниями на кабеле и др.).

Разрез баженовской свиты делится на две толщи: верхнюю высокорадиоактивную по гамма-каротажу, углеродистую и нижнюю с низкой радиоактивностью и пониженным содержанием ОВ в породах. Часть выделенных литотипов имеет четкое положение в разрезе и встречается лишь в определенной толще баженовской свиты, другая часть литотипов может встречаться по всему разрезу.

Условия седиментации в период накопления отложений баженовской свиты предопределили цикличность строения ее разреза: в нем чередуются пласты, сложенные биогенными и терригенными компонентами, и пласты практически чисто биогенного генезиса, на что указывал в своих работах еще В.В. Хабаров [290]. Среди биогенных отложений доминируют радиоляриты и кокколитофоридовые известняки, подчиненное значение имеют ракушняки, фосфориты и различные виды органогенных известняков. К терригенным компонентам относятся глины, а также обломочные зерна кварца, полевых шпатов, слюд. Далее приведена структура литогенетической классификации и разносторонняя характеристика ее подразделений (атлас литотипов).

2.2.1. Генетические типы вулканогенно-осадочных и механогенных отложений

Большое внимание изучению и совершенствованию классификации вулканогенно-осадочных отложений в своих работах уделяли проф. В.Т. Фролов и М.Н. Щербакова [288].

Класс безуглеродных пород (субдоманикоиды и породы со сверхрассеянной формой ОВ)

Класс безуглеродных пород (субдоманикоиды и породы со сверхрассеянной формой ОВ) включает в себя две группы литотипов – глинистых пород с вулканокластами и глинистых пород без вулканокластов, различающихся минеральным составом и генетическим типом отложений.

Группа литотипов глинистых пород с вулканокластами *включает в себя экзотические для баженовской свиты литотипы апотуфов и апотуффитов. Данные*

породы не являются нефтематеринскими или потенциальными коллекторами, ввиду отсутствия в них органического вещества.

На наличие вулканогенных образований в составе отложений баженовской свиты ранее обращали внимание Р.А. Конышева (1975 г), С.Г. Саркисян и Т.Н. Процветалова [253] и А.В. Ван [59]. В последние годы целенаправленные работы по поиску и изучению данных пород проводил коллектив авторов, возглавляемый И.В. Панченко [219].

Литотипы апотуфов и апотуффитов встречаются в разрезах баженовской свиты в виде миллиметровых прослоев (до 2 см) коричневых глинистых примазок, выделяемых при макроописании керна, в частности по яркому свечению рыжего или желтого цвета в ультрафиолетовом свете (рис.2.2). Представляют собой тонкослоистые глинитизированные породы с высоким содержанием вулканокластического материала (рис. 2.3). Поровое пространство и ОВ в породах отсутствует.

Апотуфы и апотуффиты относятся к вулканогенно-осадочным образованиям, встречаются практически во всех разрезах ХМАО баженовской свиты с высоким выносом керна, формируют единичные прослои от миллиметров до 1 – 2 см толщиной и могут использоваться в качестве реперов для межскважинной корреляции, поскольку накапливались в осадках синхронно на огромной площади.

Апотуфы и апотуффиты развиты в верхней толще баженовской свиты в породах с высоким содержанием ОВ.

Ввиду экзотичности данных пород и крайне ограниченного их развития в разрезах (суммарно до первых см), отсутствия в них органического вещества, а значит и влияния на нефтематеринские и коллекторские свойства баженовской свиты, далее в работе они не рассматриваются.

Группа литотипов глинистых пород без вулканокластов *включает в себя полимиктовые глины механогенного генезиса, не содержащие ОВ с низкой долей (или отсутствием) кремнистой примеси. Данные породы, вероятно, развиты* в периферийных отложениях баженовского горизонта, где существенно снижается (почти исчезает) развитие биогенных кремнистых пород и, соответственно, ОВ – это марьяновская (Тебисский, Ажарминский районы), яновстанская (Тазо-Хетский район), верхняя (Ямало-Тюменский район), паксинская (Паксинский район) свиты, а также федоровская (Приуральский район), гольчихинская (Гадынский район) [249], максимоярская (Чулымо-Тасеевский район), баганская (Баганский район) свиты [241].

Выделенный в данной группе пород **литотип полимиктовых глин** (рис. 2.4) *характеризуется отсутствием нефтематеринских или потенциально коллекторских свойств и в работе не рассматривается.*

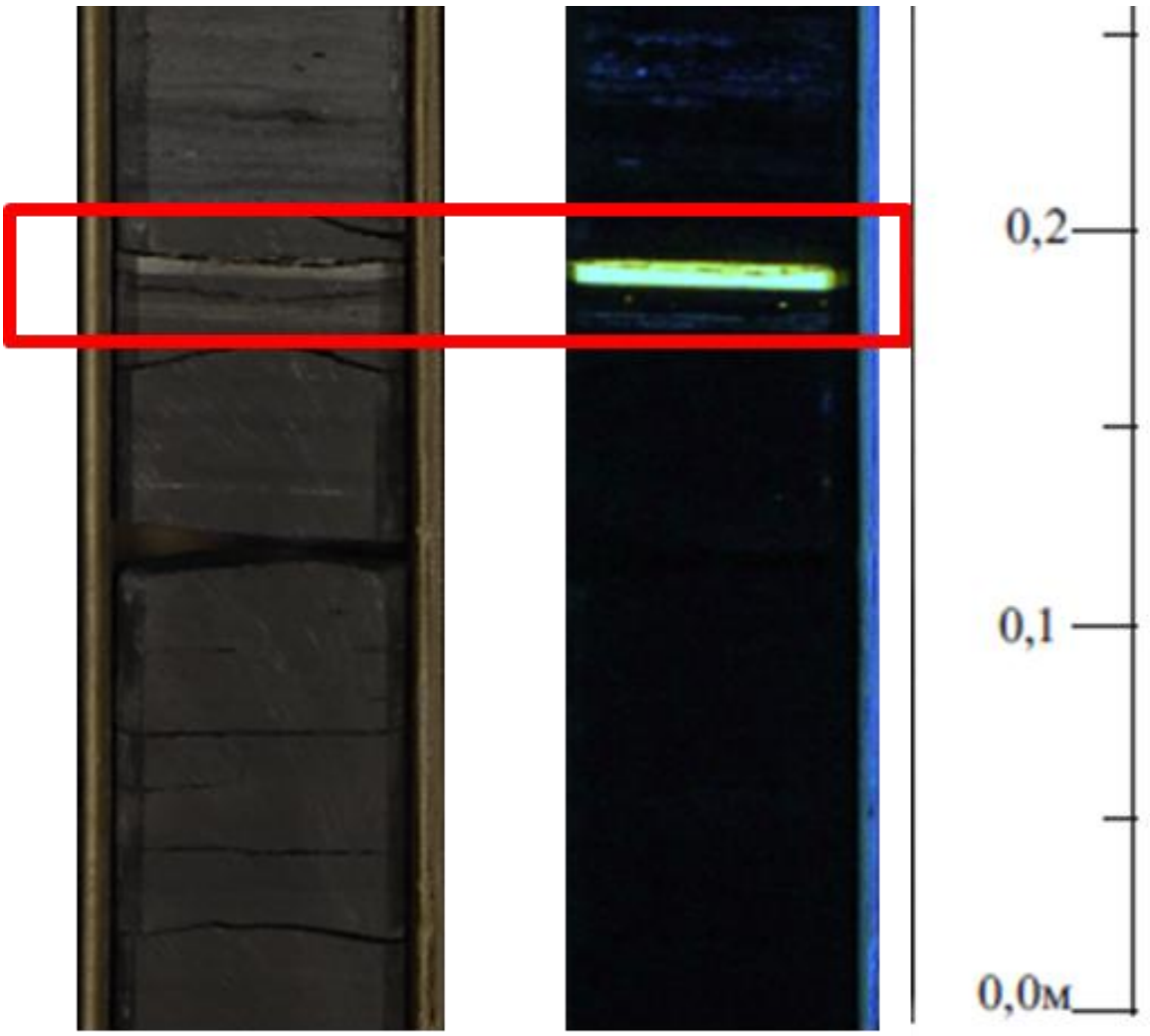


Рис.2.2 Прослой апотуфа (фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете)

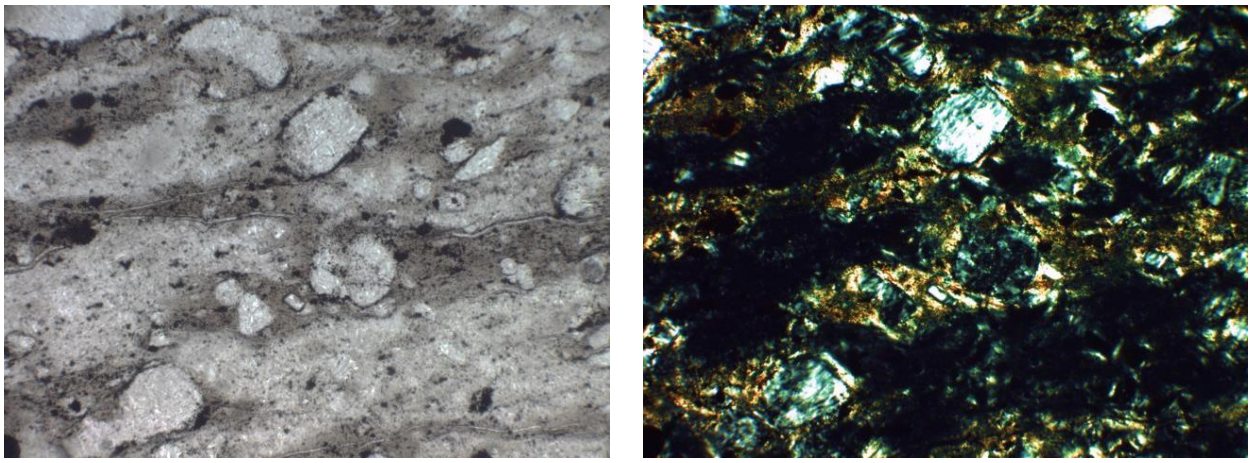


Рис.2.3 Апотуф (шлиф ВО-311-4; в параллельных и скрещенных николях)

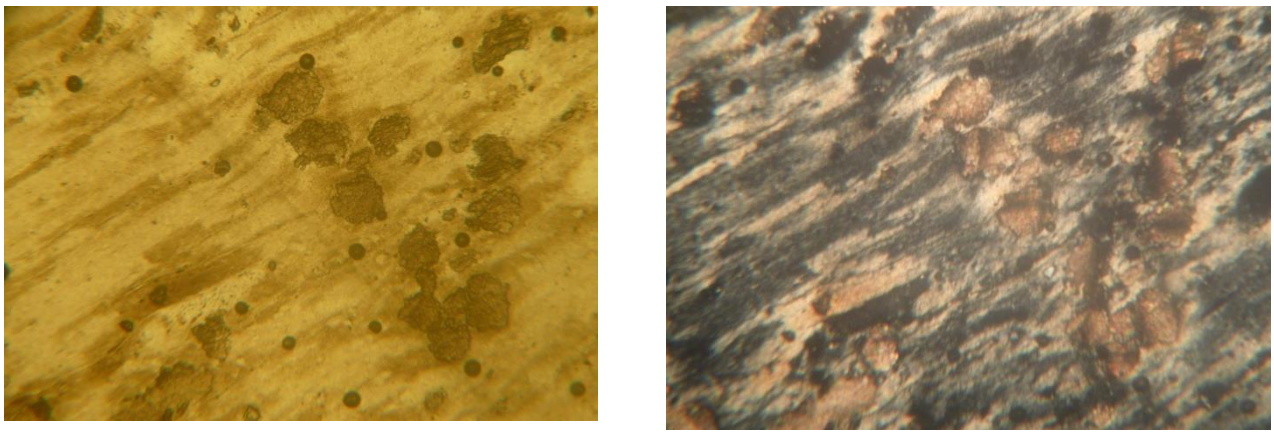


Рис.2.4 Глина карбонатизированная

(шлиф С-Наз-3000-25, в параллельных и скрещенных николях)

2.2.2. Генетический тип механогенно (терригенно) - биогенных пород

Класс нефтематеринских карбонатно – глинисто – кремнистых низкопроницаемых пород (доманикиты – неколлекторы)

характеризуется преимущественно алеврито-пелитовой структурой, тонкослоистыми, тонколинзовидными текстурами, тончайшим переслаиванием линз и слойков, сложенных кремнистыми, глинистыми или карбонатными минералами, скрепленными органическим веществом, играющим роль цемента. Данный класс пород доминирует в разрезе баженовской свиты и содержит в себе ресурсный потенциал углеводородов, добыть которые в промышленных масштабах современными технологиями практически невозможно (см.главу 4.2).

Класс нефтематеринских карбонатно-глинисто-кремнистых пород делится на три группы литотипов – углеродистых глинисто-кремнистых, высокоуглеродистых глинисто-кремнистых и высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых пород, отличающихся минеральным составом и содержанием ОВ. В первых двух группах литотипов в составе доминируют остатки скелетов зоопланктона (радиолярий), в третьей – зоопланктон в значительной степени разбавляется фитопланктоном (кокколитами).

Группа углеродистых глинисто-кремнистых пород *по минеральному составу делится на два литотипа: углеродисто-кремнисто-глинистые породы и углеродисто-глинисто-кремнистые породы.*

Углеродисто-кремнисто-глинистые и углеродисто-глинисто-кремнистые породы (ОВ 5 - 10 %)

линзовидно-пятнистого цвета от светло- до темно-коричневого, с колломорфной или тонкочешуйчатой алевро-пелитовой структурой, тонко-горизонтально слоистой или микро-линзовидной текстурой.

Основная масса пород представлена тонким чередованием слойков и линз слабо раскристаллизованного кремнезема опал-халцедонового ряда до 30 – 50 % (вероятно, перекристаллизованными до неузнаваемости остатками раковин радиолярий), чешуйками глин до 30 – 40 % (преимущественно смектит-иллиты, гидрослюды, каолинит), пирит рассеянный (от 3 – 5 %) или выполняющий органические остатки, редко пиритизации подвергаются линзы в первые см. Органическое вещество до 10 % послойно обогащает породы. Повсеместно присутствует алевритовая примесь плохо окатанных зерен кварца и полевых шпатов 5 – 10 %, перекристаллизованные и деформированные скелеты радиолярий – кремнистые или пиритизированные. Иногда породы послойно карбонатизированы, в них могут быть рассеяны единичные кристаллы аутигенных карбонатов (до 5%), встречаются единичные зерна глауконита. Фауна радиолярий, фораминифер, двустворок, ихтиодетрита.

В породах данной группы литотипов возможны следующие варианты послойных изменений: высокая послойная пиритизация (более 20 %), карбонатизация (более 20%), содержание алевритовой примеси более 10%; примесь зерен глауконита более 5 %. Также встречаются разновидности, обогащенные большим количеством остатков двустворок или ихтиодетрита (более 20 %).

Пористость пород до первых процентов, проницаемость практически отсутствует. Связанное поровое пространство отсутствует, единичные поры располагаются в основном внутри скелетных остатков радиолярий, заполненных кремнеземом, пиритом, ОВ, каолинитом, что подтверждает томография, снимки РЭМ и капилярометрические исследования.

По данным пиролиза содержание ОВ составляет в среднем около 6,5 % масс, пиролитические параметры S1 – в среднем 3 мг УВ/г породы; S2 в среднем 20 мг УВ/г породы (данные по Средне-Назымскому месторождению, стадии катагенеза МК2).

Данные литотипы распространены в переходных зонах к перекрывающим и подстилающим отложениям, подошве и в кровле баженовской свиты, при этом, существенно глинистые породы распространены крайне ограничено в центральной части ЗС НГБ, и характерны для периферийных разрезов Западной Сибири.

Примеры **микрофотографий** отложений группы литотипов углеродистых кремнисто-глинистых и глинисто-кремнистых пород представлены на рис. 2.5 – 2.8.

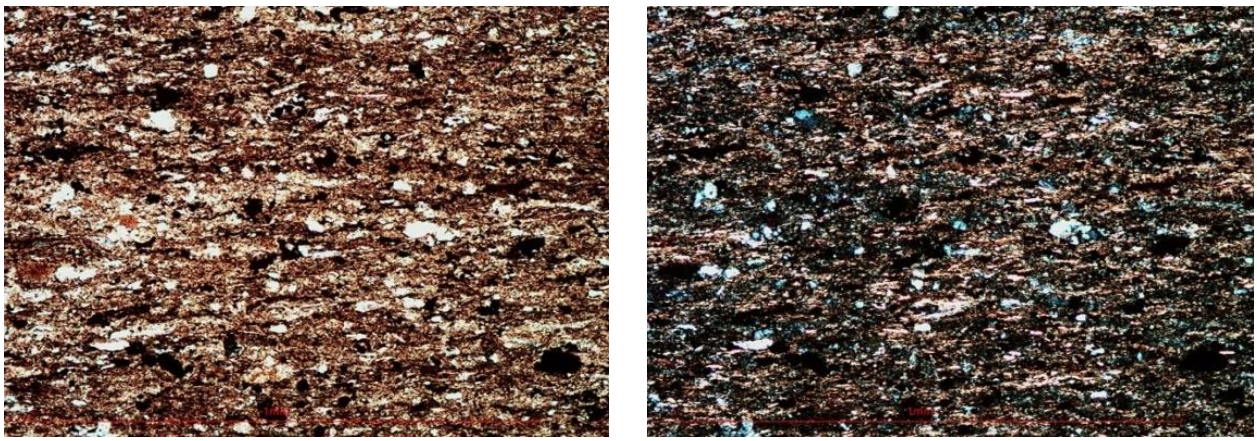


Рис.2.5 Глинисто-кремнистая углеродистая порода, алевритистая, с редкими зернами глауконита (шлиф Ц1-36, в параллельных и скрещенных николях)

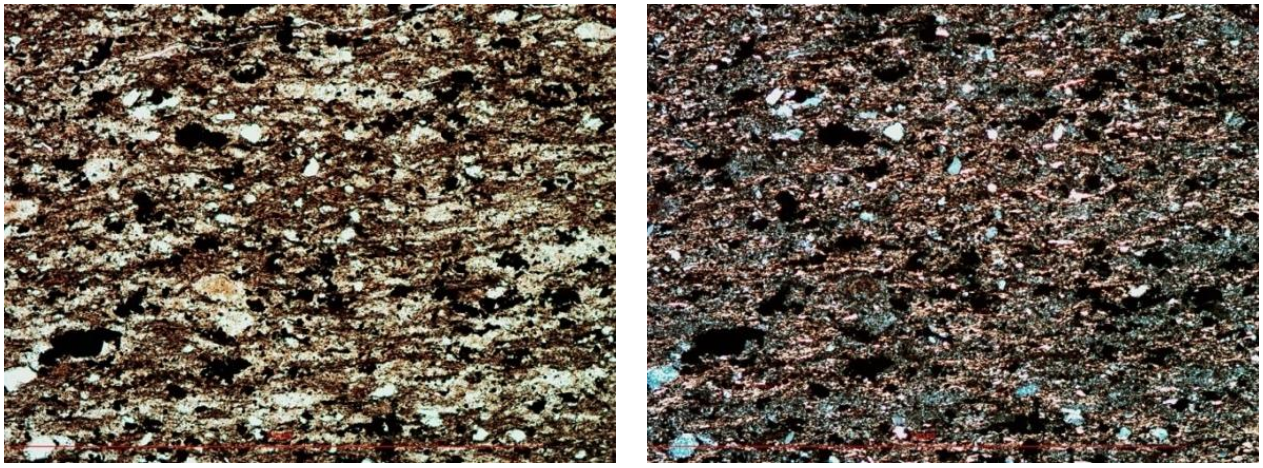


Рис.2.6 Глинисто-кремнистая углеродистая порода, алевритистая, пиритизированная (шлиф Ц1-45, в параллельных и скрещенных николях)

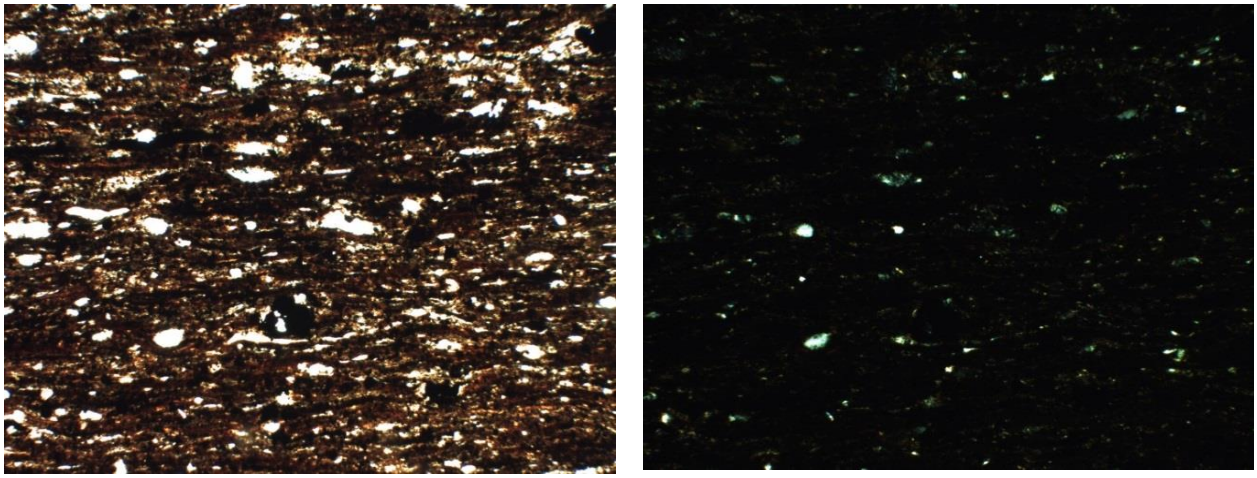


Рис.2.7 Кремнисто-глинистая углеродистая порода, алевритистая (шлиф ВТюм34-31, в параллельных и скрещенных николях)

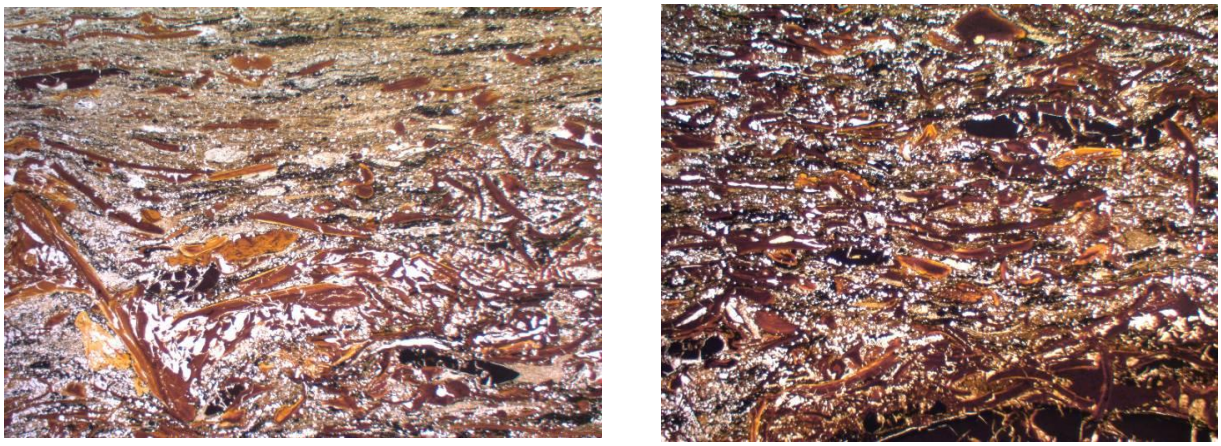


Рис.2.8 Углеродисто-глинисто-кремнистая порода со скоплением ихтиодетрита (шлиф НЯ-2-28, в параллельных и скрещенных николях).

Примеры рентгенограмм породы этой группы литотипов представлены на рис.2.9-2.10, на которых уверенно выделяются рефлексы кварца, смектитов, слюд, пирита, ПШ, карбонатов.

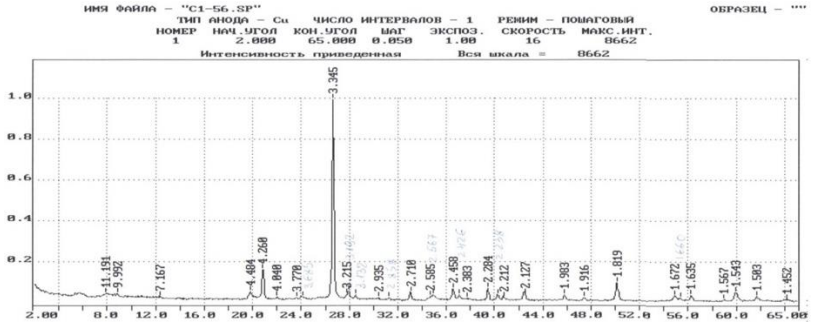


Рис.2.9 Углеродисто-глинисто-кремнистая порода (обр.Ц1-56). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кварц, пирит, полевые шпаты, слюда, смектит, следы каолинита

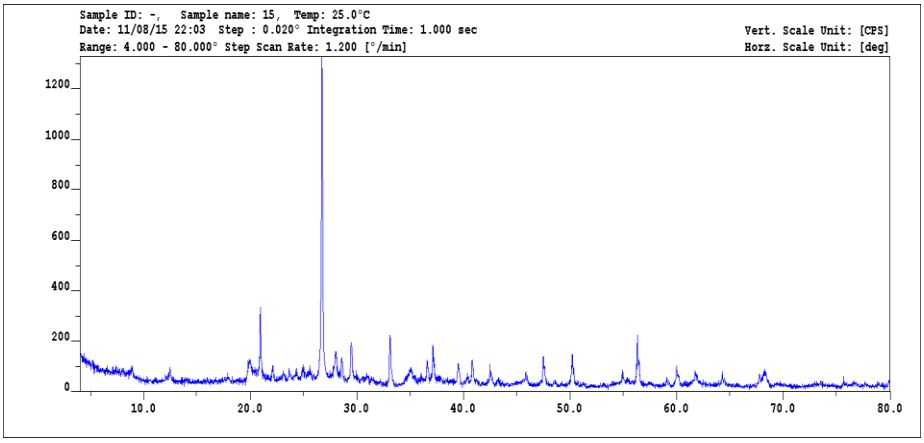


Рис.2.10 Углеродисто-глинисто-кремнистая порода (обр. Тюм-34-15). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кварц, ПШ, слюда, пирит, кальцит, каолинит

Томография углеродистой глинисто-кремнистой породы: порода характеризуется однородным строением основной массы, на фоне которой выделяются многочисленные линзы ОВ, присутствует равномерно распределенный пирит в виде отдельных глобул и пиритизированных фрагментов. Рентгеноплотностной срез образца СН3019-2-1э диаметром 3 мм представлен на рисунке 2.11. Поровое пространство не связанное (рис.2.12).

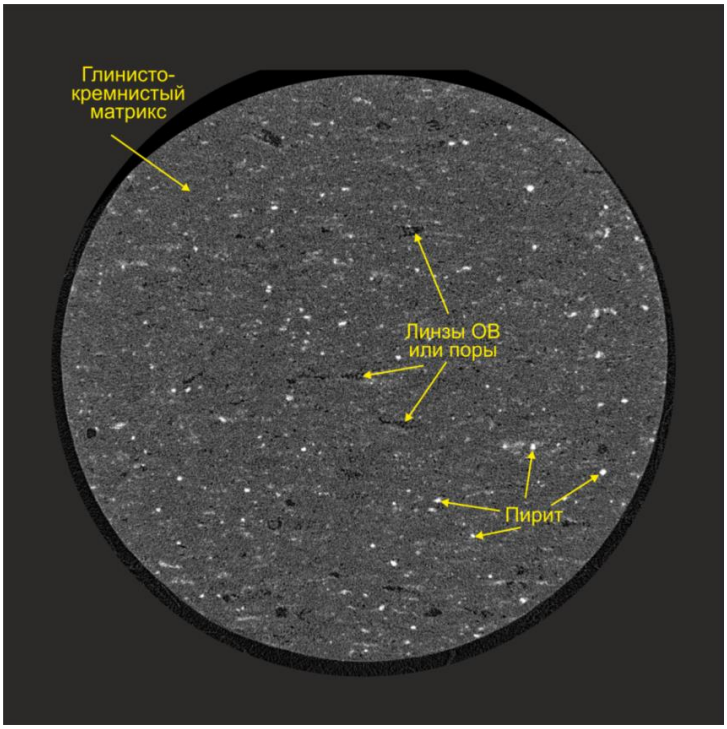


Рис.2.11 Углеродистая глинисто-кремнистая порода (рентгеноплотностной срез обр. СН3019-2-1э, диаметром 3 мм)

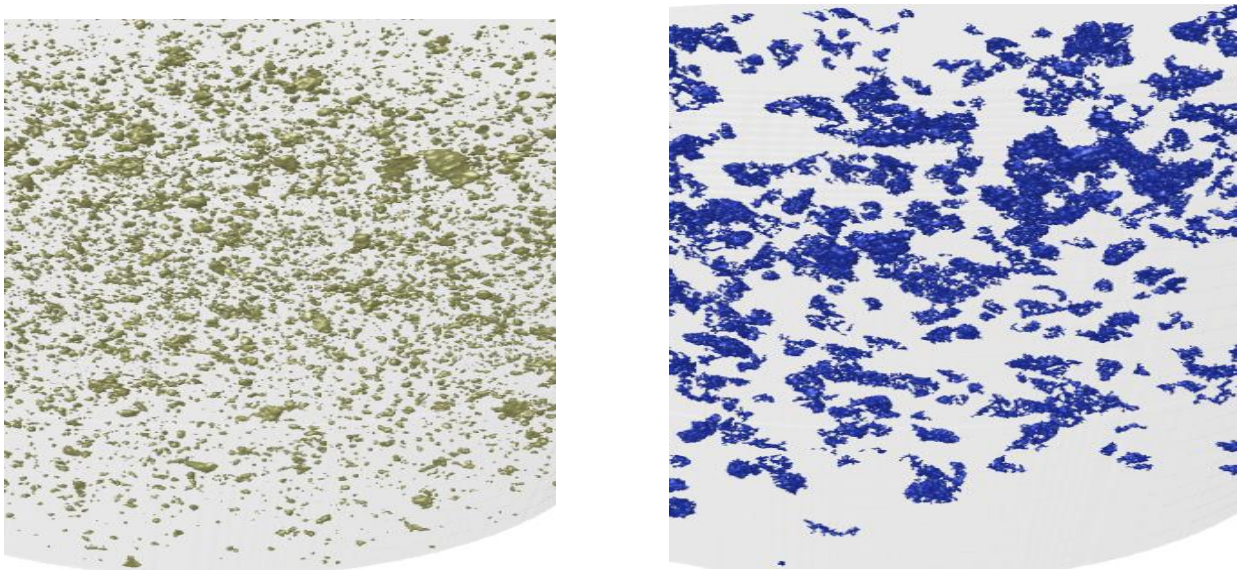


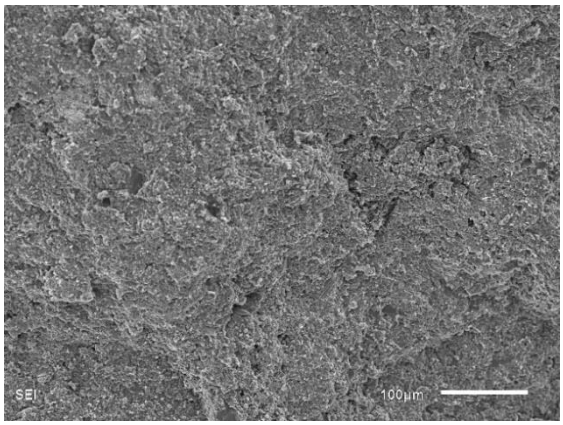
Рис.2.12 Углеродистая глинисто-кремнистая порода (3D-модель распределения пирита (золотой цвет), пор и ОВ (синий цвет) в объеме обр. СН3019-2-1э, диаметром 3 мм)

Снимки СЭМ углеродистой глинисто-кремнистой породы. Кремнезем в породе находится в слабо раскристаллизованном состоянии, также встречаются отдельные хорошо ограненные кристаллы кварца размером до 20 мкм в длину (рис. 2.13к). Кристаллы пирита размером до 1 мкм (рис. 2.13г, к), глинистые минералы, размером до 20 мкм. В некоторых пористых участках породы встречен каолинит (рис.2.13е, к).

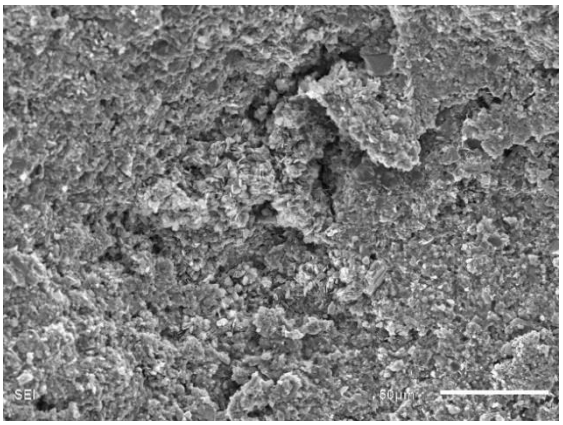
Органическое вещество распределено равномерно в породе и играет роль цемента. Органическое вещество полностью заполняет поры (рис. 2.13и).

Встречаются крупные поры растворения скелетов радиолярий и последующего частичного заполнения их емкости каолинитом. Размер пор достигает 100-120 мкм в длину (рис. 2.13г, д). В образце присутствует межкристаллическая пористость.

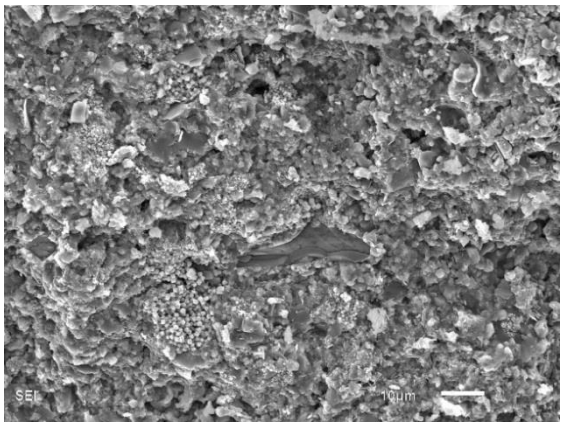
а)



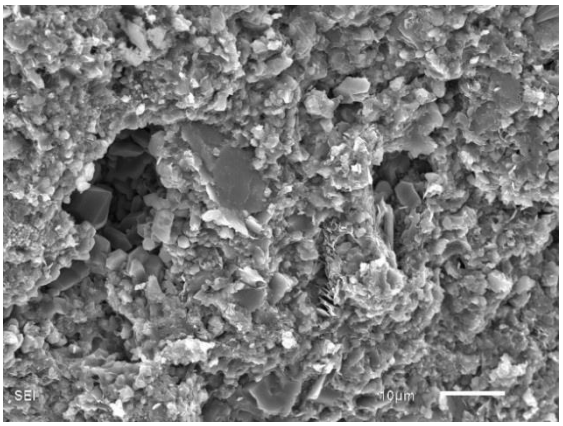
б)



в)



г)



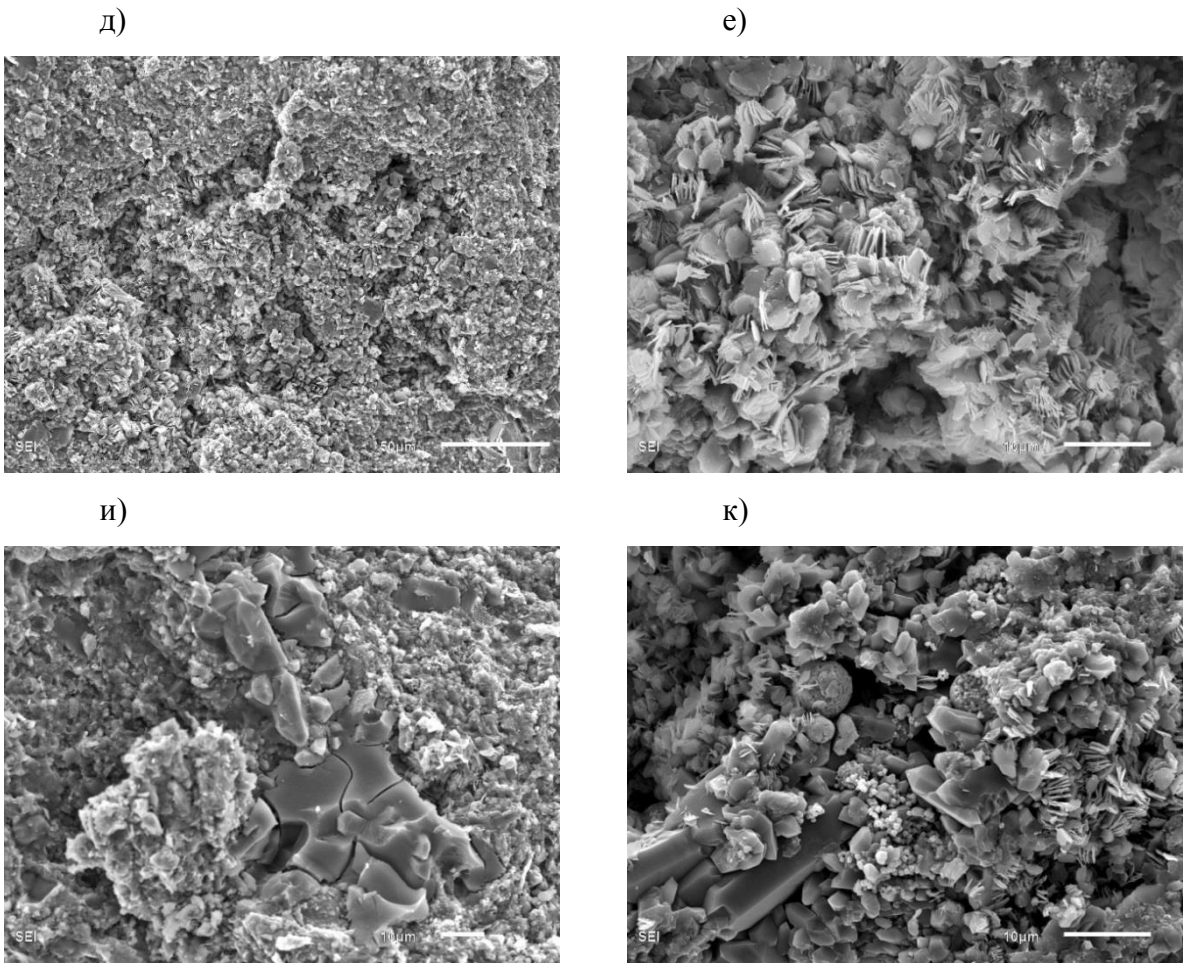


Рис.2.13 Углеродистая глинисто-кремнистая порода (СЭМ обр. СН3019-2-1э): а) общий вид; б) крупный план поверхности с порами в образце; в) фрагмент образца с включениями крупных частиц кремнистого и глинистого минерала; г) крупный план пор в образце; д) общий вид другого фрагмента поверхности с поровым пространством; е) частицы каолинита в поровом пространстве; и) крупный план органического вещества с трещинами; к) фрагмент порового пространства, частично заполненного каолинитом и кварцем

Капилярометрические исследования углеродисто-глинисто-кремнистых пород показали крайне малый радиус поровых каналов породы, в связи с чем, фильтрация нефти по ним практически невозможна (рис. 2.14).

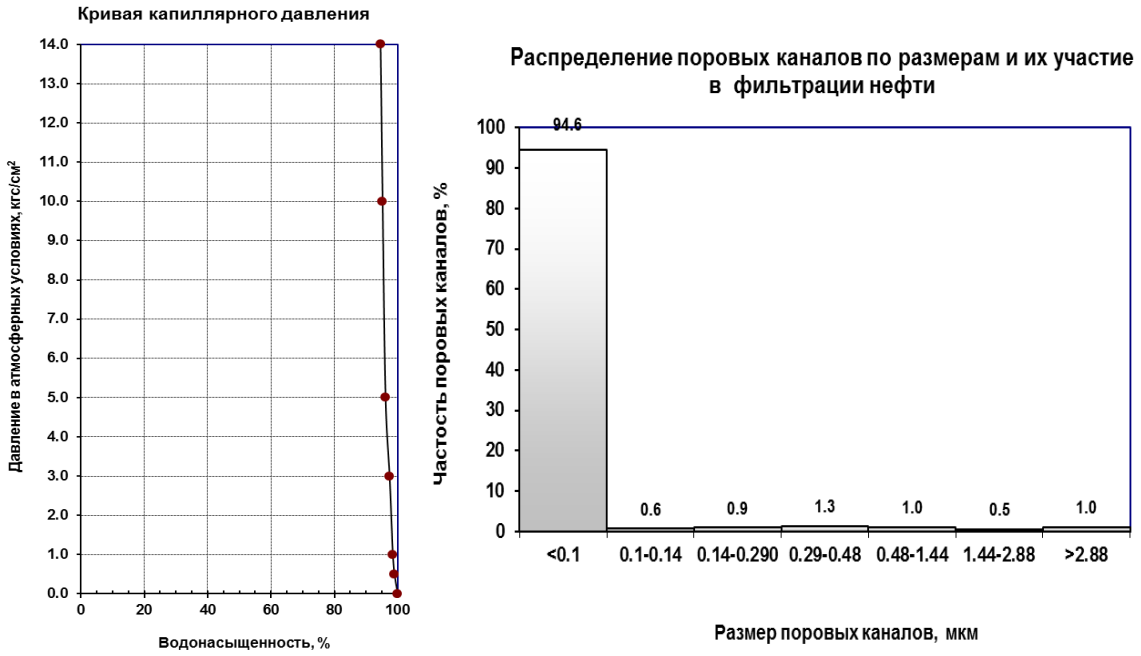


Рис.2.14 Углеродисто-глинисто-кремнистая порода
(результаты капилярометрических исследований обр. СН3019-20ц)

Группа высокоуглеродистых глинисто-кремнистых пород *по минеральному составу делится на два литотипа: высокоуглеродисто-кремнисто-глинистые породы и высокоуглеродисто-глинисто-кремнистые породы.*

Высокоуглеродисто-кремнисто-глинистые породы и высокоуглеродисто-глинисто-кремнистые породы (ОВ > 10 %)

отличаются от предыдущих пород повышенным содержанием ОВ, благодаря чему цвет породы значительно темнее (темно-бурый, темно-коричневый до черного), с колломорфной или тонкочешуйчатой алевро-пелитовой структурой, тонко-горизонтально слоистой или микро-линзовидной текстурой. В ОВ, играющем роль цемента породы, «утоплены» минеральные компоненты, преимущественно кремневого (до 60 %), глинистого (до 30 %) и известкового (до 30%) состава, алевритовая примесь кварца, полевых шпатов (1-5 %), остатки фауны – деформированные скелеты радиолярий, в том числе не диагностируемые в виде кремневых линз (резко доминируют), кальцисферы, остатки ихтиодетрита, двустворок.

В этих породах возможны следующие варианты послойных изменений: высокая послойная пиритизация (более 20 %), карбонатизация (более 20%), содержание алевритовой примести (более 10%). Также встречаются разновидности, обогащенные большим количеством остатков двустворок или ихтиодетрита (более 20 %).

Пористость пород до первых процентов, проницаемость практически отсутствует. Связанное поровое пространство отсутствует, единичные поры располагаются в основном внутри скелетных остатков радиолярий.

По данным пиролиза содержание ОВ в среднем около 12-13 % масс, пиролитические параметры S1 в среднем 5 мг УВ/г породы; S2 около 50 мг УВ/г породы (данные по Средне-Назымскому месторождению, стадии катагенеза МК2).

Породы обладают превосходным нефтегенерационным потенциалом, распространены в высокорадиоактивной толще баженовской свиты, прослеживаются на многие сотни километров, залегая непосредственно над основными коллекторами свиты.

Примеры **микрофотографий** отложений группы литотипов высокоуглеродистых пород (рис. 2.15 – 2.17).

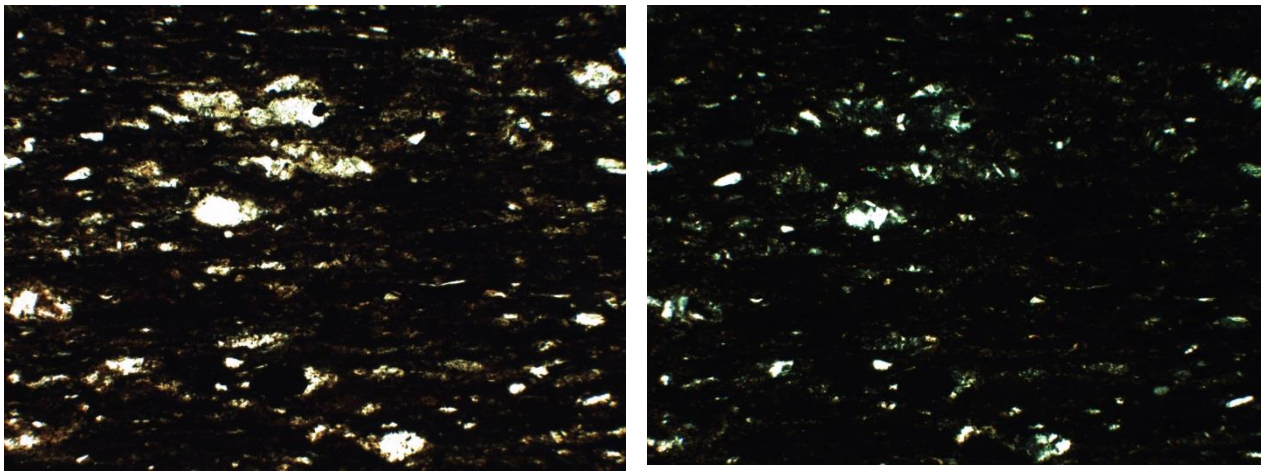


Рис.2.15 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистые породы (шлиф Тюм-34-54, в параллельных и скрещенных николях)

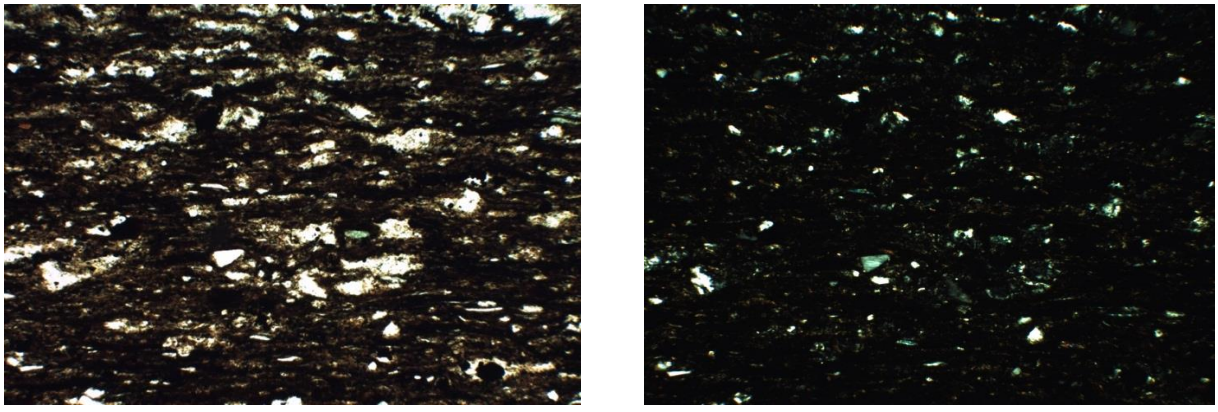


Рис.2.16 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистые породы (шлиф Тюм-34-64, в параллельных и скрещенных николях)

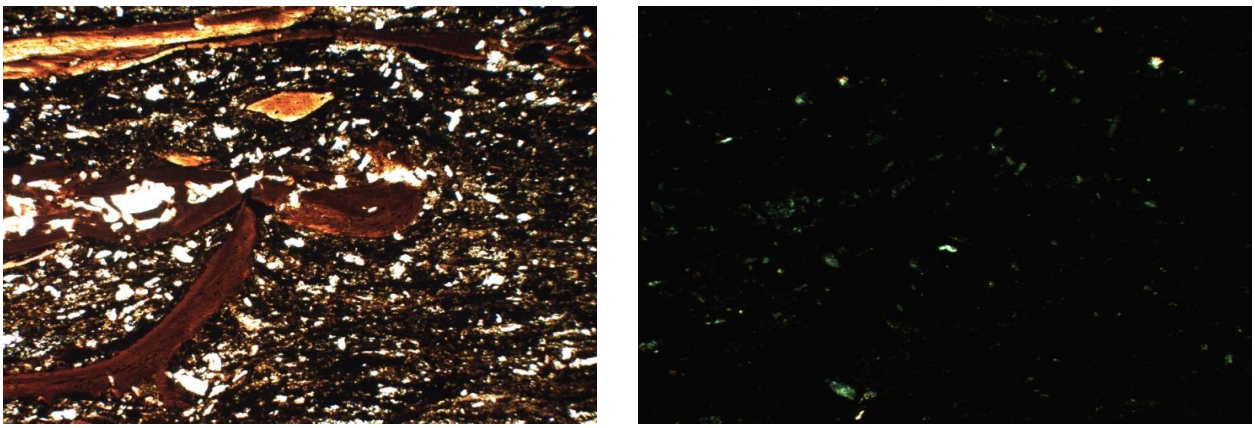


Рис.2.17 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода с ихтиодетритом (шлиф АйПим-4021-6; в параллельных и скрещенных николях)

Пример рентгенограммы породы этой группы литотипов: уверенно выделяются рефлексы кварца, ПШ, слюд, пирита, иллита (рис. 2.18).

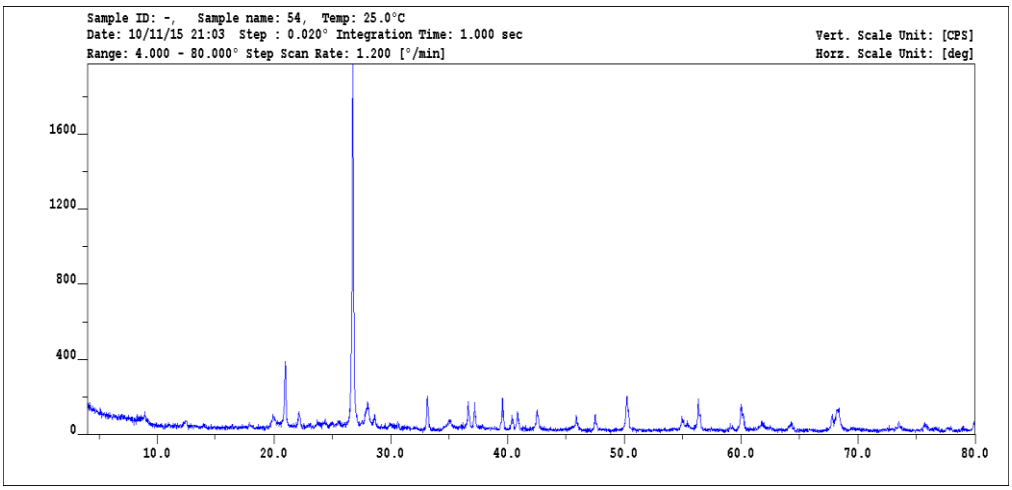


Рис.2.18 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода, результаты рентгенофазового анализа обр.Тюм-34-54 в порядке убывания: кварц, ПШ, слюда, пирит, иллит

Томография образца высокоуглеродисто-глинисто-кремнистой породы: в довольно однородной основной массе распределены изолированные поры, заполненные органическим веществом.

Рентгеновские плотностные срезы образца ЗЕ-97-29н представлены на рисунке 2.19. Объемные модели цилиндров диаметром 3 мм изображены на рисунке 2.20.

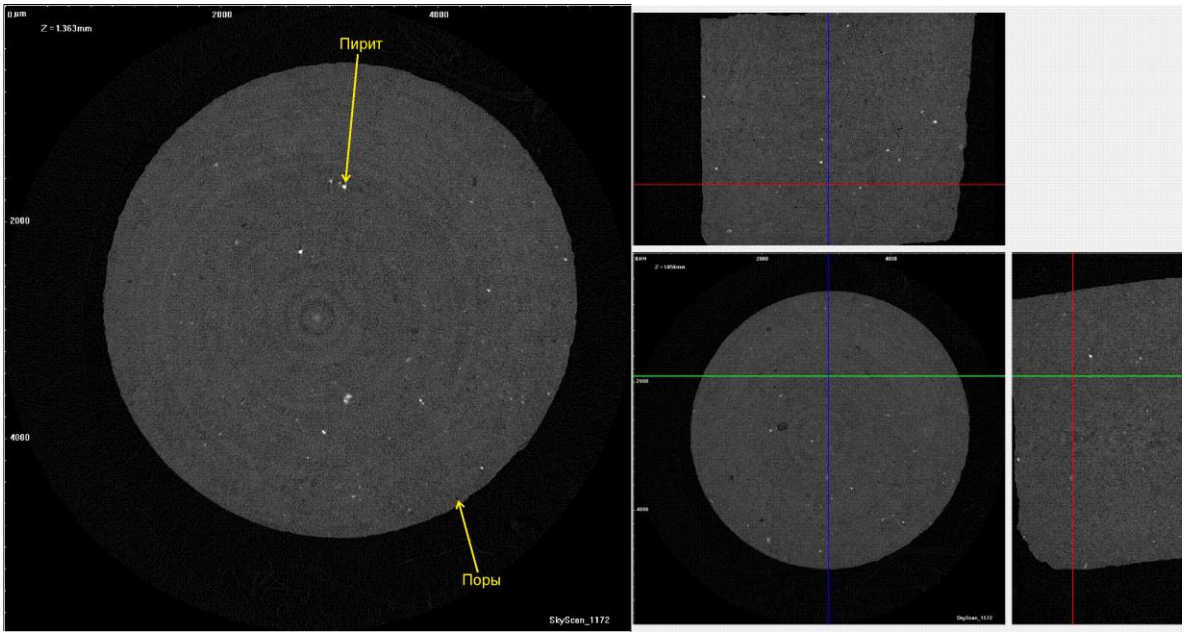


Рис.2.19 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода (рентгеновские плотностные срезы обр.3Е-97-29н)

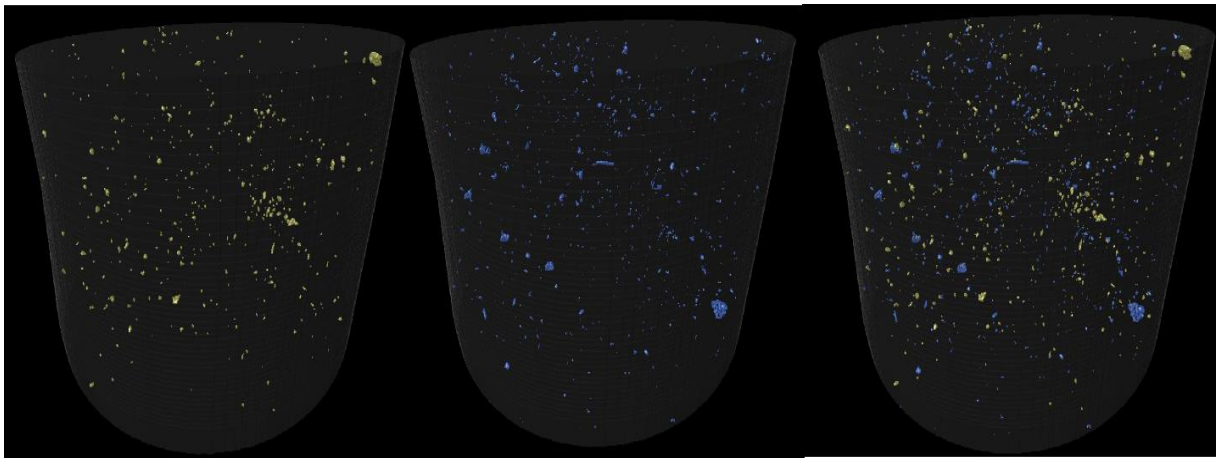


Рис.2.20 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода (объемные модели цилиндров диаметром 3 мм с распределением компонентов: а – пирит; б – поровое пространство; в – совмещенная модель пирита и порового пространства)

Снимки РЭМ высокоуглеродисто-глинисто-кремнистой породы отражают наличие микропор между минеральными частицами породы (рис.2.21), крупные поры полностью заняты твердым органическим веществом.

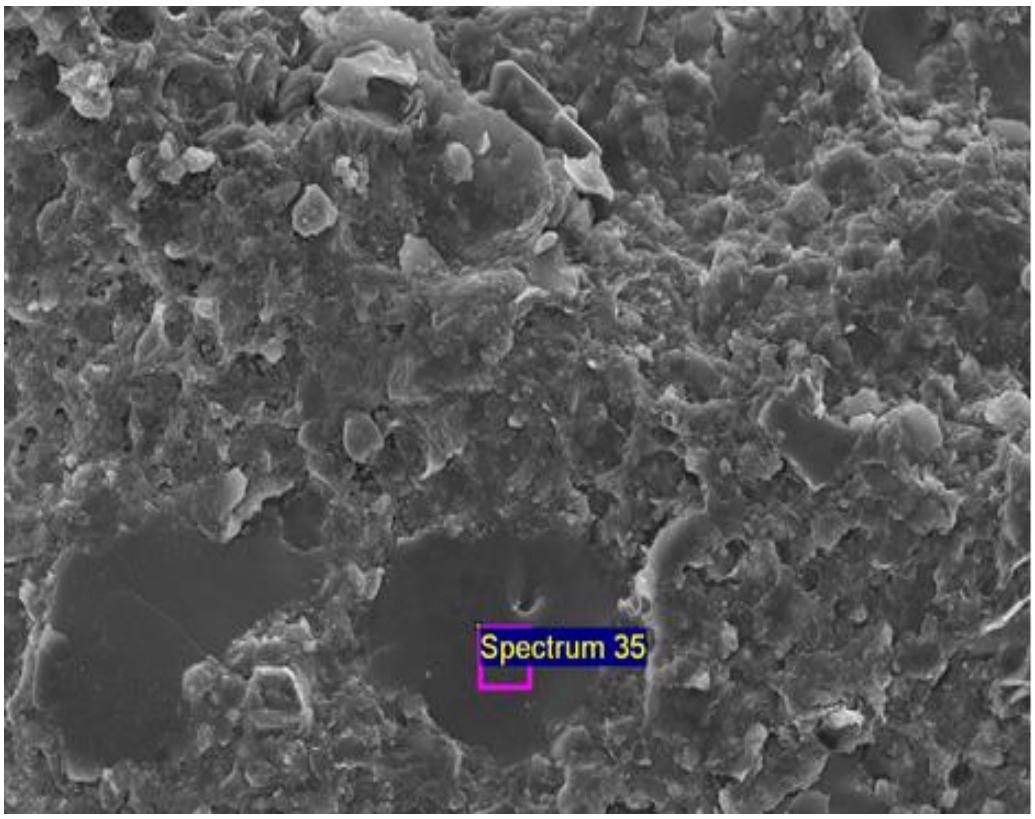


Рис.2.21 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода (снимок РЭМ, обр. Тюм-34-54)

Капилярометрические исследования также подтверждают крайне малый размер поровых каналов, благодаря чему свободная фильтрация флюидов по данным породам становится практически невозможной (рис. 2.22).

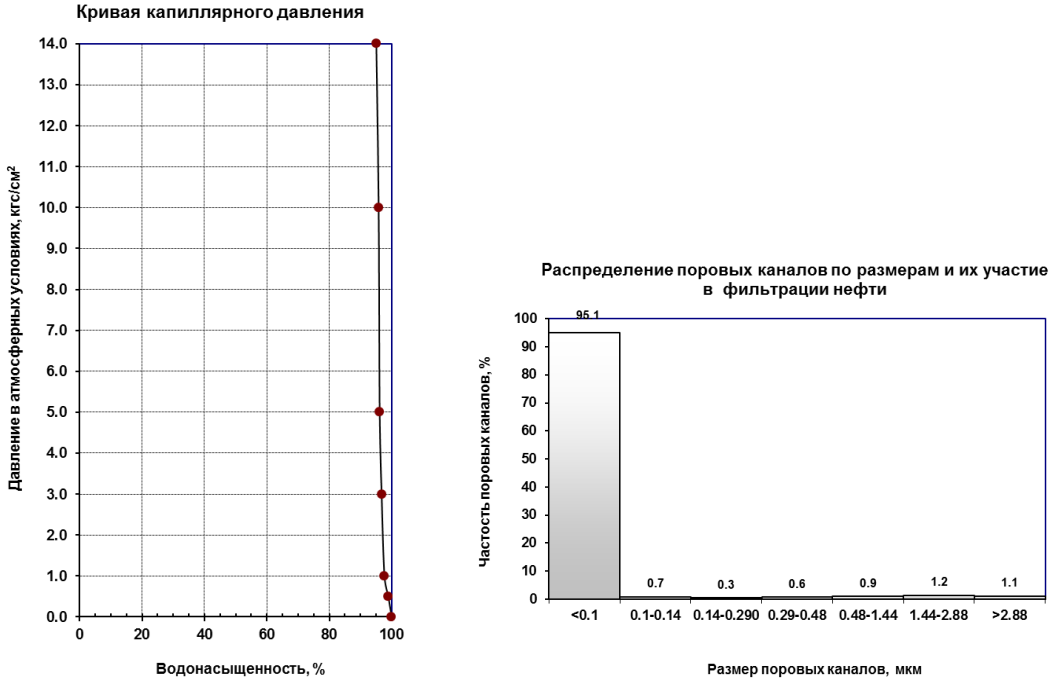


Рис.2.22 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода (капилярометрические исследования обр. СН3008-26)

Группа высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых пород *характеризуется появлением в основной массе пород остатков кокколитофорид. По соотношению минеральных компонентов выделяются два литотипа: высокоуглеродисто-карбонатно- глинисто-кремнистых и высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистых пород.*

Высокоуглеродисто-карбонатно-глинисто-кремнистые и высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистые породы (ОВ более 10%)

выделяются появлением в основной массе большого количества кокколитофорид, придающим породе шагреневую поверхность. Кокколитофориды уверенно диагностируются на снимках растрового электронного микроскопа (рис. 2.27). Породы существенно обогащены карбонатным материалом (кальцитом), не характерным в таком количестве для других нефтематеринских пород свиты. Породы часто имеют неяснослоистую, линзовидную и порфировидную текстуру за счет скелетов радиолярий удовлетворительной сохранности (слабо сплющенных). Характерно присутствие включений карбонатных и фосфатных линз, ихтиодетрита, пелоидно-интракластовых, спикулитовых известняков. Поровое пространство визуализируется только внутри скелетных остатков.

В породах данного литотипа возможна высокая послойная пиритизация (более 20 %). Также встречаются разновидности, обогащенные большим количеством остатков двустворок или ихтиодетрита (более 20 %).

Пористость пород до первых процентов, проницаемость практически отсутствует. Связанное поровое пространство отсутствует, единичные поры располагаются в основном внутри скелетных остатков радиолярий, заполненных углеводородами.

По данным пиролиза содержание ОВ в среднем около 12 % масс, пиролитические параметры S1 в среднем 5 мг УВ/г породы; S2 в среднем 50 мг УВ/г породы (данные по Средне-Назымскому месторождению, стадии катагенеза МК2).

Данный литотип распространен в верхней части высокорадиоактивной толщи баженовской свиты, имеет региональное распространение и четкую приуроченность к разрезу – выделяется как «кокколитофоридовый» интервал или пачка. С данным литотипом ассоциируются известняки пелоидно-интракластовые.

Распространение «кокколитофоридовой» пачки, отличающейся высокими сопротивлениями, плотностью [66, 315] и повышенным содержанием керогена, рассмотрено [306]. Наиболее полная информация о распространении данной пачки в различных районах ЗСБ представлена в работе Г.С. Ясовича и М.Д. Поплавской [315]: пачка с реликтами кокколитофоридовых водорослей встречается в Салымском типе

разреза баженовской свиты, в средней части разреза тутлеймской свиты, (мощность 10-12 м); в верхнешаимской подсвите, в верхней пачке уватского [315] или тобольского [51] типов разреза баженовской свиты (мощность 10-15 м).

По данным [305] пачка наблюдается в верхней части баженовской свиты в Салымском, Северо-Сургутском районах и отмечается в Северном районе в центральной части Южно-Надымской мегамоноклизы. В Александро-Васюганском, Ледянском, Усть-Тымском и Нюрольском районах содержание кальцита в верхней части баженовской свиты заметно понижено, реликты кокколитофорид встречаются лишь в редких маломощных прослоях (мощность менее 0,5 м). В Межовском районе рассматриваемая пачка в баженовской свите отсутствует [305].

Детальному изучению реликтов кокколитофорид в баженовской свите посвятили свои работы В.Н. Векшина [66] и Ю.Н. Занин с соавторами [111]. Последние из вышеупомянутых авторов описали шесть видов из четырех семейств (Ellipsagelosphaera Noel, Watznaueria Reinhardt, Cyclagelosphaera Noel, Tetralithus, Gardet.). Присутствие «кокколитофоридовой» пачки и смена седиментации биогенной кремнистой на кремнисто-карбонатную отмечались ранее в районе Мансийской синеклизы на территории Салымского и близких к нему районов [218, 304, 307].

По данным И.В. Панченко и соавторов [218] вышеупомянутая смена характера седиментации баженовской свиты произошла на границе поздневолжского и рязанско-валанжинского времени.

Примеры **микрофотографий** литотипа высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых пород (рис. 2.23 – 2.24).

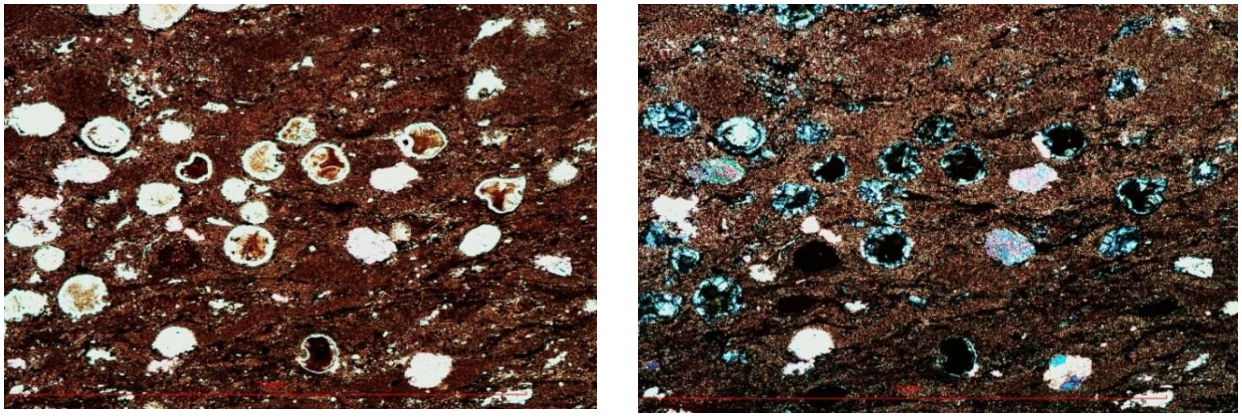


Рис.2.23 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистые породы с реликтами радиолярий (шлиф СН-230-23Г, в параллельных и скрещенных николях)

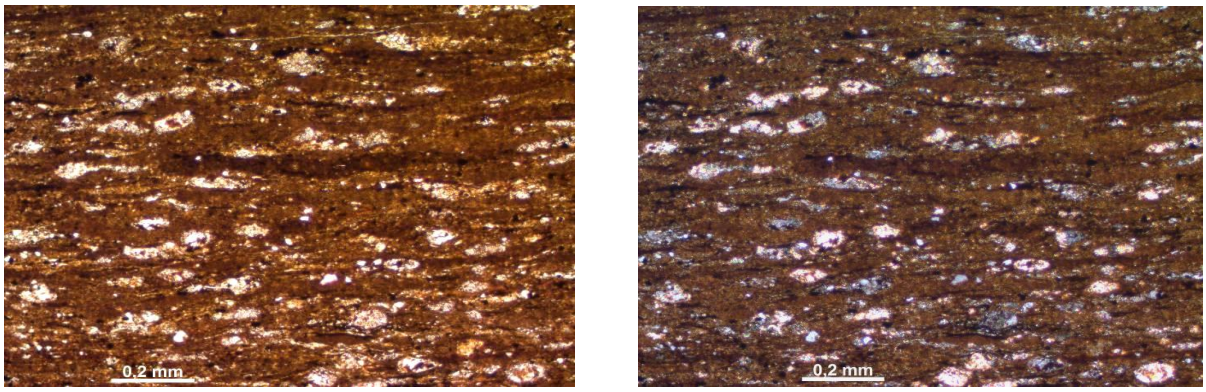


Рис.2.24 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода с реликтами радиолярий и кокколитофорид (шлиф Гал-2024-65, в параллельных и скрещенных николях)

Пример рентгенограммы типовой породы данного литотипа: уверенно выделяются рефлексы кальцита, кварца, слюды, ПШ, каолинита, пирита (рис. 2.25).

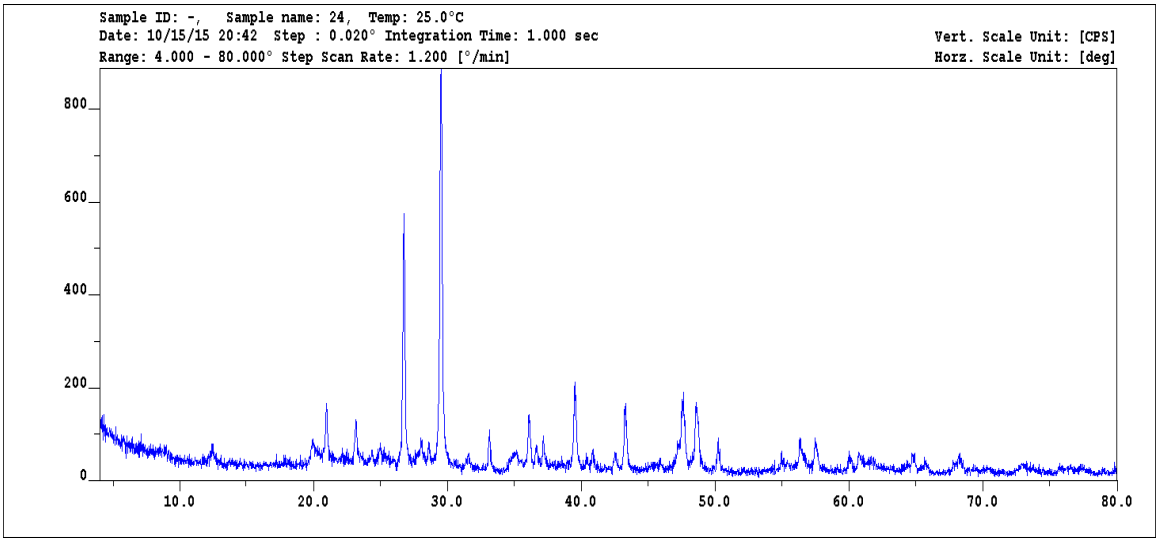


Рис.2.25 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода, обр. Тюм_34-24, минеральный состав в порядке убывания: кальцит, кварц, слюда, ПШ, каолинит, пирит

На снимках **РЭМ** образец А10-4ц представлен кремнисто-карбонатной породой, кальцит является основным породообразующим компонентом, кристаллы кремнезёма находятся в пространстве между кристаллами кальцита и имеют размер менее 5 мкм (рис.2.28 а, б). Глинистые и другие минералы в породе практически не встречаются. Пористость визуализируется между частицами кремнезёма и крупными кристаллами кальцита. Размер пор составляет несколько микрометров (рис.2.8 в, г). Органическое

вещество в образце в основном ассоциируется с частицами кремнезёма. Присутствуют крупные включения ихтиодетрита, содержащие внутри апатит (рис.2.28 д, е).

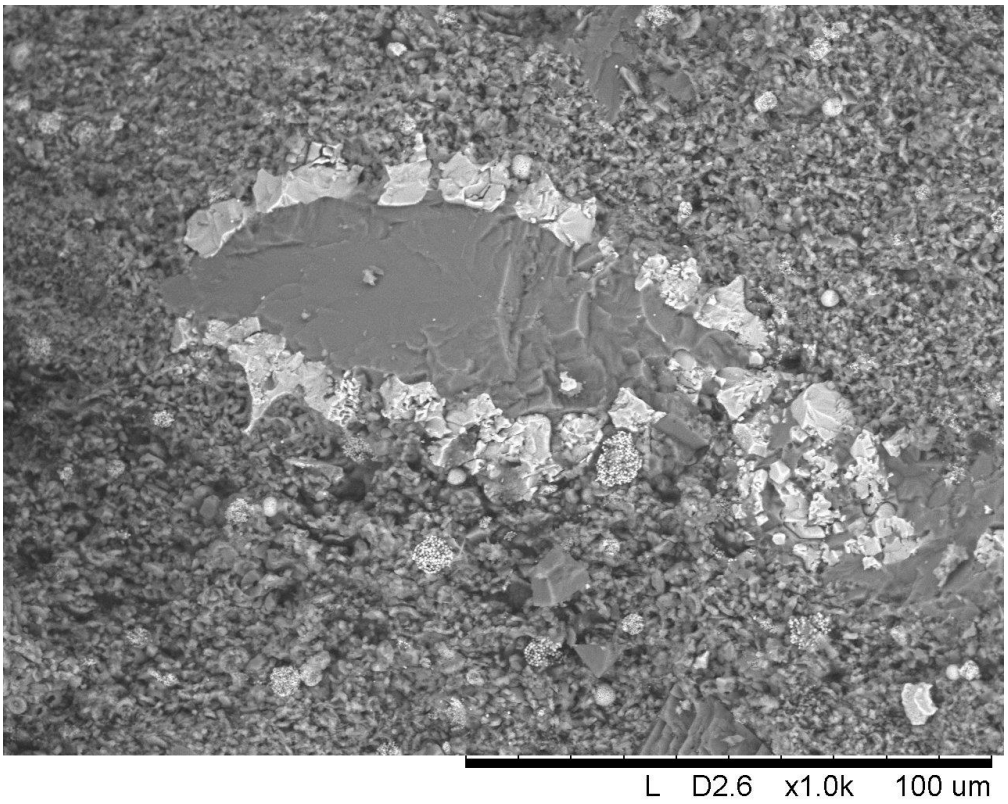


Рис.2.26 Скелет радиолярии с пиритизированной стенкой в основной массе породы, сложенной остатками кокколитофорид (РЭМ, обр. А10-4)

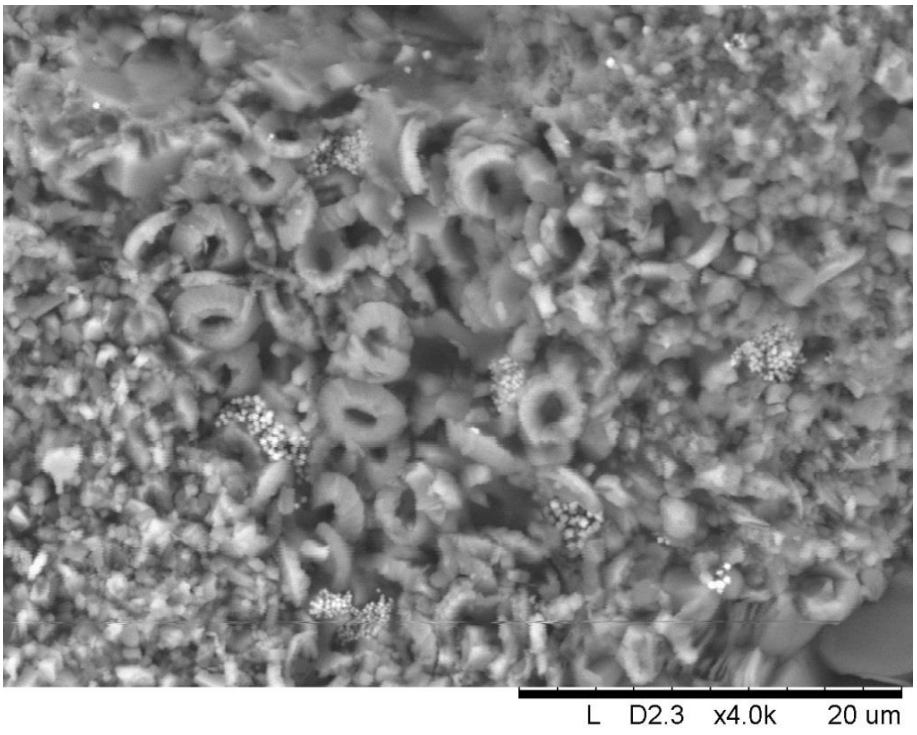
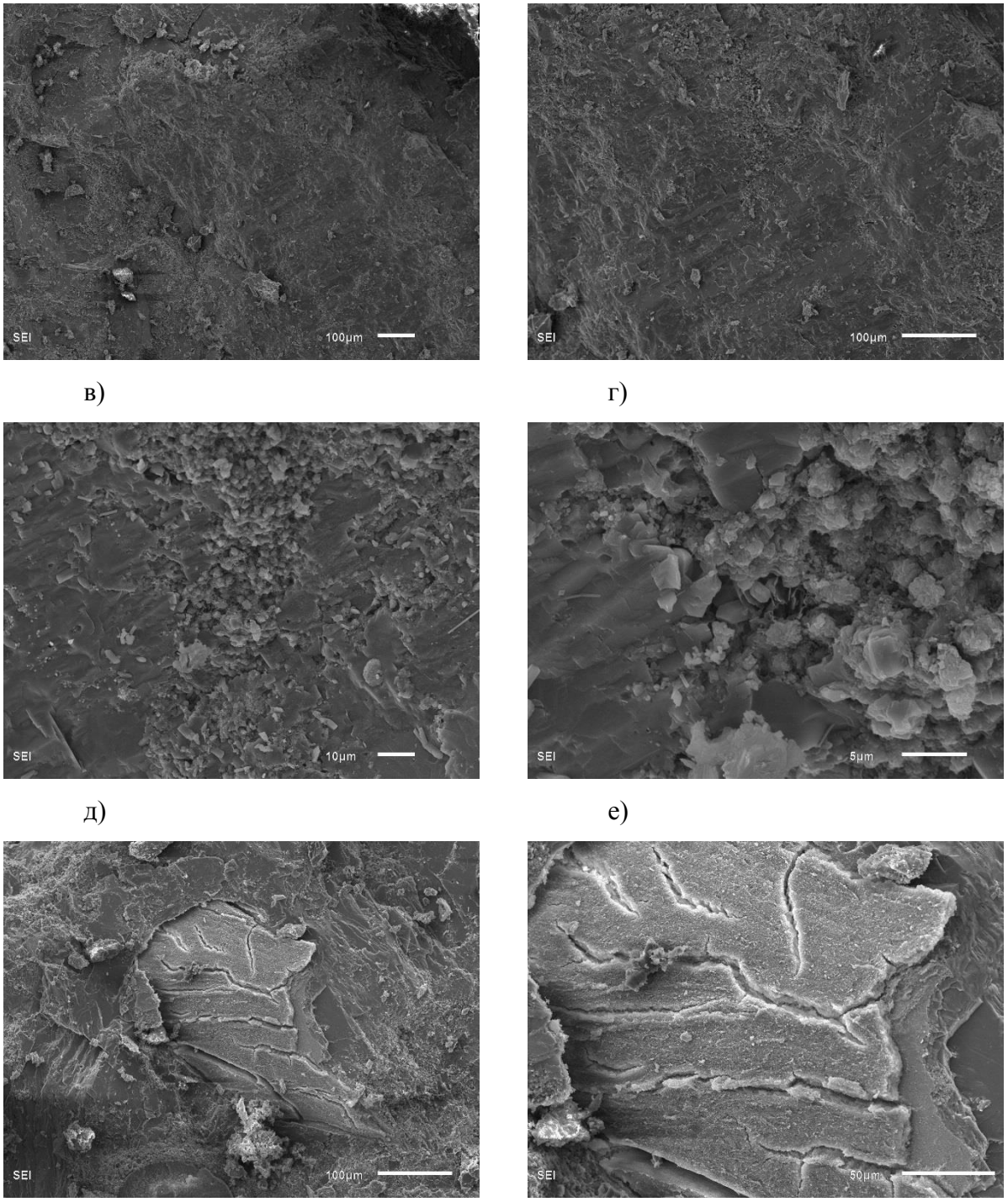


Рис.2.27 Остатки кокколитофорид в основной массе породы (РЭМ обр. А10-4)

а) б)



в) г)

д) е)

Рис.2.28 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода (РЭМ обр. А10-4ц: а) общий вид; б) крупный план поверхности образца; в) фрагмент поверхности с емкостным пространством между кристаллами кремнезёма и кальцита; г) крупный план межкристаллической пустотности; д) остатки ихтиодетрита, выполненные апатитом и органическим веществом; е) крупный план органических остатков ихтиодетрита)

Основная масса породы представлена кремнеземом, глинистыми минералами, фосфоритами и органическим веществом. Общий вид поверхности образца представлен на рисунке (рис.2.29а, б).

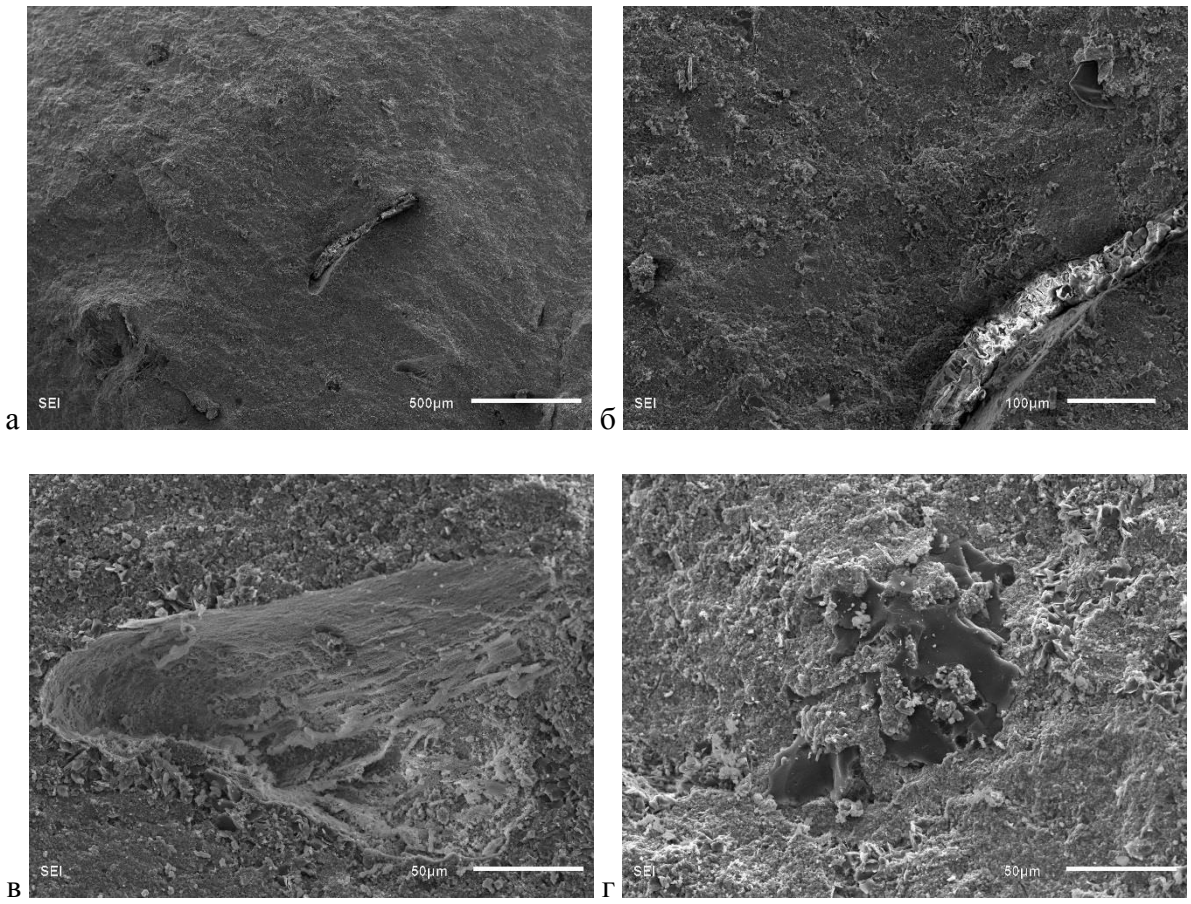


Рис.2.29 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода (РЭМ обр. Ц1-60: а – общий вид поверхности образца; б – увеличенный фрагмент предыдущего снимка, общая масса представлена кремнеземом, глинистыми минералами, фосфоритами и органическим веществом; в – изображение пористого фторапатита и органического вещества; г - органическое вещество в минеральной матрице)

По данным анализа элементного состава зерен породы в образце присутствуют частицы апатита призматической формы длиной до 2-3 мкм и шириной 0,5-1 мкм (рис.2.30б), а также фторапатит (рис.2.30г). Встречаются псевдогексагональные сростки каолинита размером 5-6 мкм (рис.2.30а), кристаллы альбита таблитчатой формы размером 40-50 мкм (рис.2.30в).

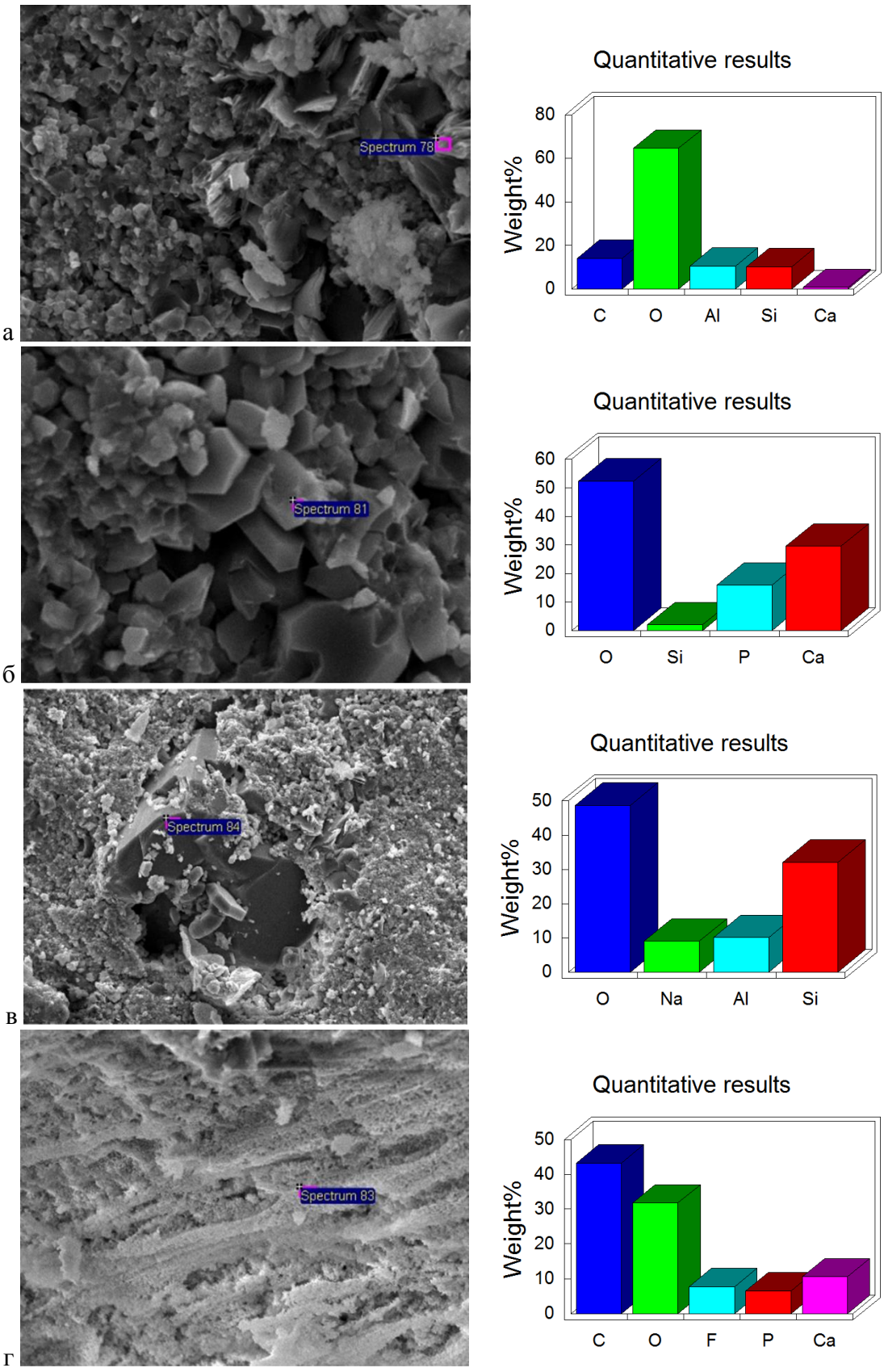


Рис.2.30 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода (РЭМ обр. Ц1-60). Результаты анализа элементного состава фрагмента образца породы: а – каолинит и кальцит; б – апатит; в – альбит; г - фторапатит и органическое вещество

В образце присутствует межкристаллическое поровое пространство. Размер пор составляет первые мкм достигая 1-2 мкм (рис.2.30 б, г). Межагрегатное поровое пространство сформировано частицами каолинита и апатита. Размер пор составляет первые мкм и 0,5-2 мкм соответственно (рис.2.30а, б).

Органическое вещество встречается среди частиц минеральной матрицы (рис.2.29б, г) совместно с апатитом и фторапатитом, образуя микро пористую структуру. Также, ОВ фрагментарно покрывает глинистые и кремнистые частицы (рис.2.29б).

Капилярометрические исследования обр.СН3007-38ц представлены на рисунке 2.31, отражают наличие микропор в основной массе породы и небольшое количество пор, размер которых может позволить УВ-флюидам перемещаться.

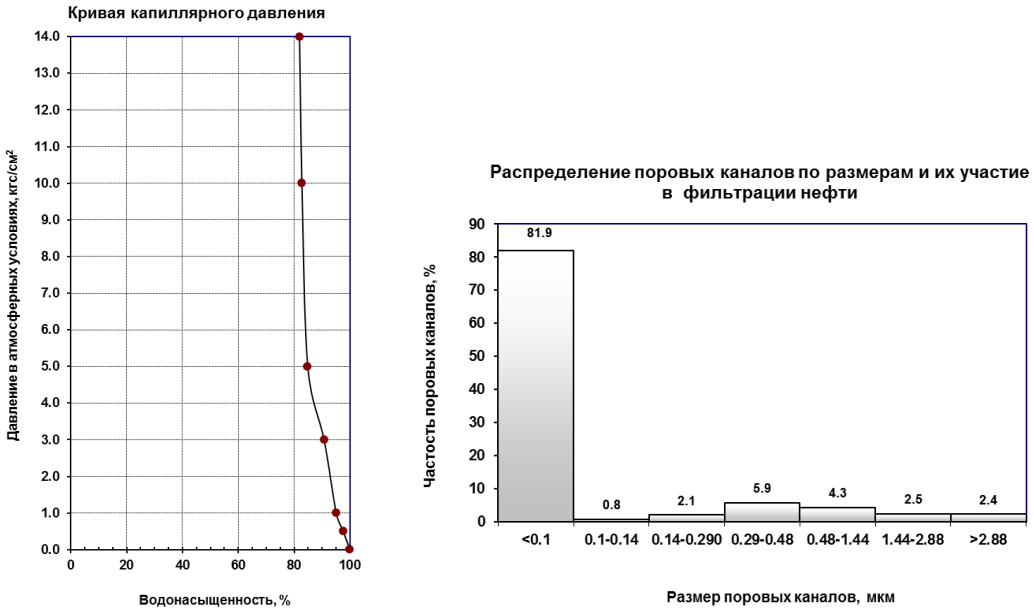


Рис.2.31 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода (капилярометрические исследования обр. СН3007-38ц)

2.2.3. Генетический тип биогенных пород

Класс нефтематеринских кремнисто-карбонатных пород – потенциальных коллекторов (доманикоиды)

По данным анализа интервалов притока, а также сопоставления состава нефти и экстрактов (битумоидов) из пород, коллекторы нефти баженовской свиты, отдающие УВ в скважины, ассоциируются именно с породами данного генетического типа и класса (см.главу 2.3). От класса низкопроницаемых нефтематеринских пород – неколлекторов (доманикитов), данные породы отличаются меньшим содержанием ОВ и глинистых компонентов, преобладанием разнокристаллического кремнезема и карбонатных

минералов, для них характерны неяснослоистые текстуры, часто массивные, отчетливо слоистые с разнообразными следами перемыва, течений, волнений; широко распространены биоморфные структуры, преимущественно, радиоляриевые. Характерно наличие пористости и проницаемости, увеличенного, по отношению к классу нефтематеринских пород, размера поровых каналов, которые отличаются связанностью, способностью фильтровать нефть. Данный класс пород также обладает нефтематеринскими свойствами, судя по довольно высокому содержанию ОВ (Сорг 1-5 %, средний – 2,5).

Класс пород делится на три группы литотипов низкоуглеродистых пород (ОВ менее 5 %): вторично преобразованные радиоляриты, карбонатные породы и фосфатные породы.

Группа вторично преобразованных радиоляритов низкоуглеродистых *отличается кремнистым и карбонатным составом, наличием удовлетворительно и хорошо диагностируемой биоморфной радиоляриевой или массивной структуры.*

В группу силицитов низкоуглеродистых объединены четыре литотипа: силициты (радиоляриевые), радиоляриты, доломиты по радиоляритам, известняки по радиоляритам. По-сути, это переходные разности преобразований радиоляритов от пород, целиком сложенных скелетными остатками радиолярий с хорошей сохранностью, до пород, в которых кремневое вещество растворилось и переотложилось, в значительной степени утратив признаки первичной радиоляриевой структуры (с сохранением теневой радиоляриевой структуры), включая вторичную карбонатизацию пород.

Силициты (радиоляриевые) (рис.2.32-2.35) – светло-коричневые, бурые породы кремнистые однородные, с колломорфной, комковатой, неяснобиоморфной структурой или с отчетливо биоморфной радиоляриевой структурой, массивной или неясно-слоистой текстурой, состоящей из плохо раскристаллизованного кремнезема (до 80%) с небольшим количеством чешуек глин (до 5-7 %), алевритовой примесью зерен терригенного кварца, слюд и полевых шпатов (до 5%), перекристаллизованными радиоляриями – до 50 % различимых остатков скелетов в породе, остатками органического вещества (до 5%) в виде тонких линз и ниток, рассеянным пиритом, ихтиодетритом. Поровое пространство располагается внутри не залеченных камер радиолярий, в межформенном пространстве пород.

Порода может быть сильно пиритизирована, обильно насыщена ихтиодетритом.

Пористость пород составляет от 2 % до 10 %, породы могут быть проницаемыми и обладать коллекторскими свойствами. Связанное поровое пространство располагается в основном внутри скелетных остатков радиолярий и в межформенном пространстве.

По данным пиролиза содержание ОВ в среднем около 5 % масс, пиролитические параметры S1 в среднем 3 мг УВ/г породы; S2 в среднем 13,5 мг УВ/г породы (данные по Средне-Назымскому месторождению, стадии катагенеза МК2).

Породы данного литотипа тяготеют к нижней толще баженовской свиты.

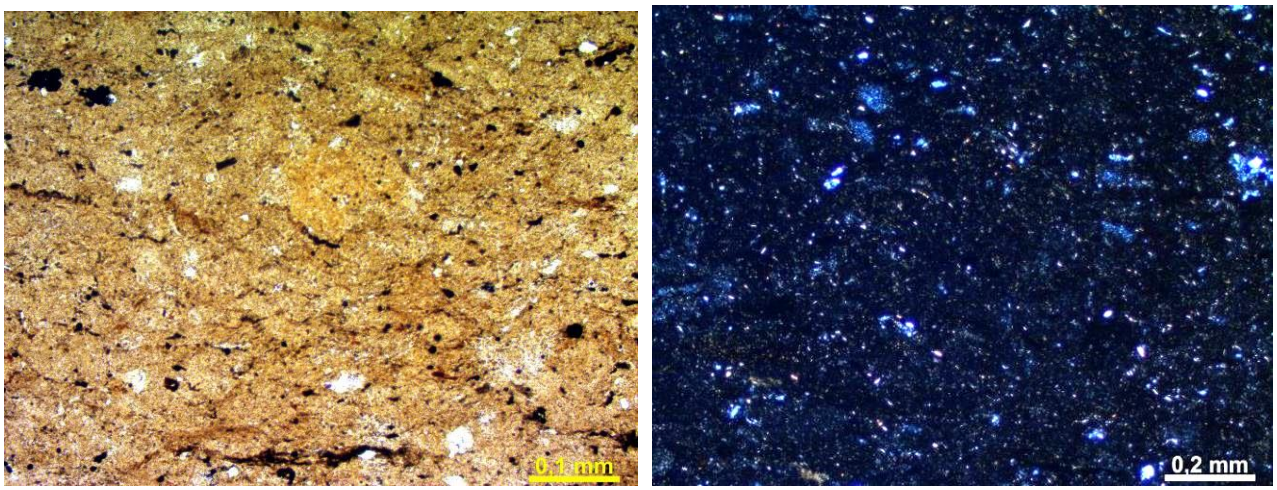


Рис.2.32 Силицит **(**радиоляриевый) коллоидальнозернистый (шлиф, в параллельных и скрещенных николях)

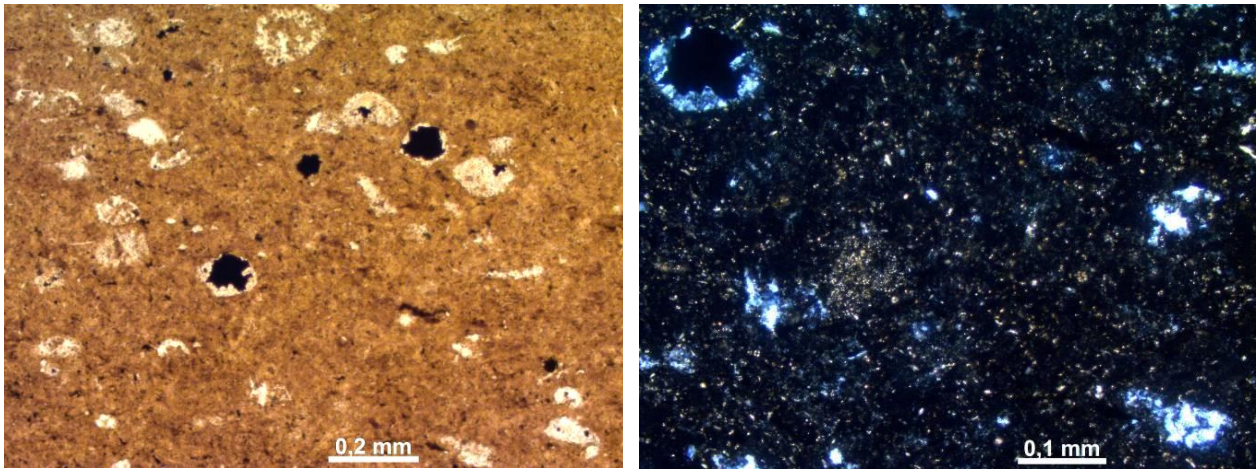


Рис.2.33 Силицит **(**радиоляриевый) (шлиф ЗУ-308-62, в параллельных и скрещенных николях)

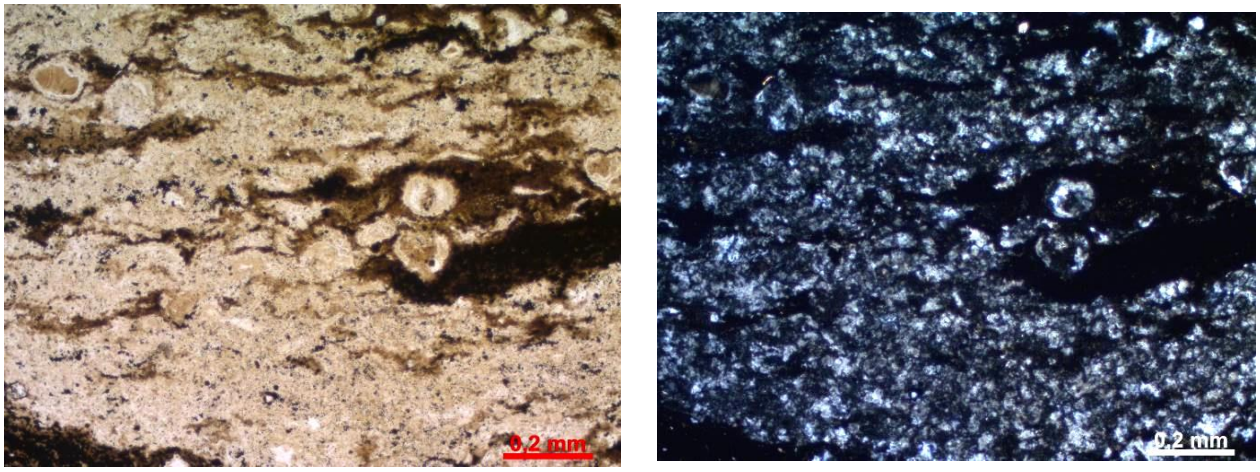


Рис.2.34 Силицит (радиоляриевый) с измененной биоморфной структурой, халцедонизированный с трещинами автофлюидоразрыва (шлиф Гал-2024-53, в параллельных и скрещенных николях)

Пример рентгенограммы типовой породы этой группы литотипов: уверенно выделяются рефлексы кварца, пирита, слюды (рис. 2.35-2.36).

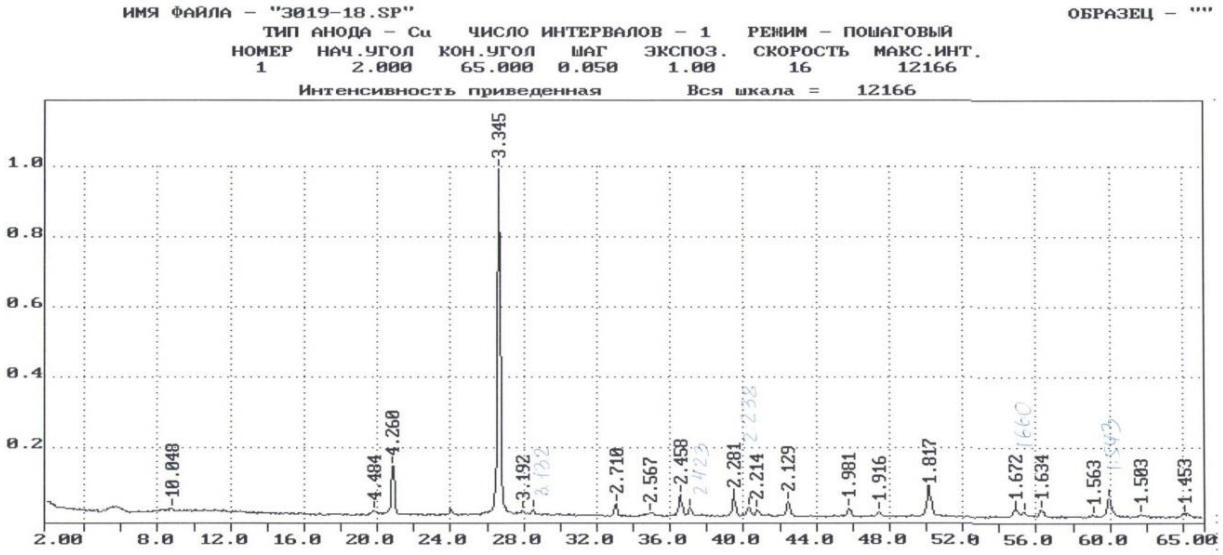


Рис.2.35 Силицит (радиоляриевый) (рентгенограмма обр. СН3019-18). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кварц, пирит, слюда

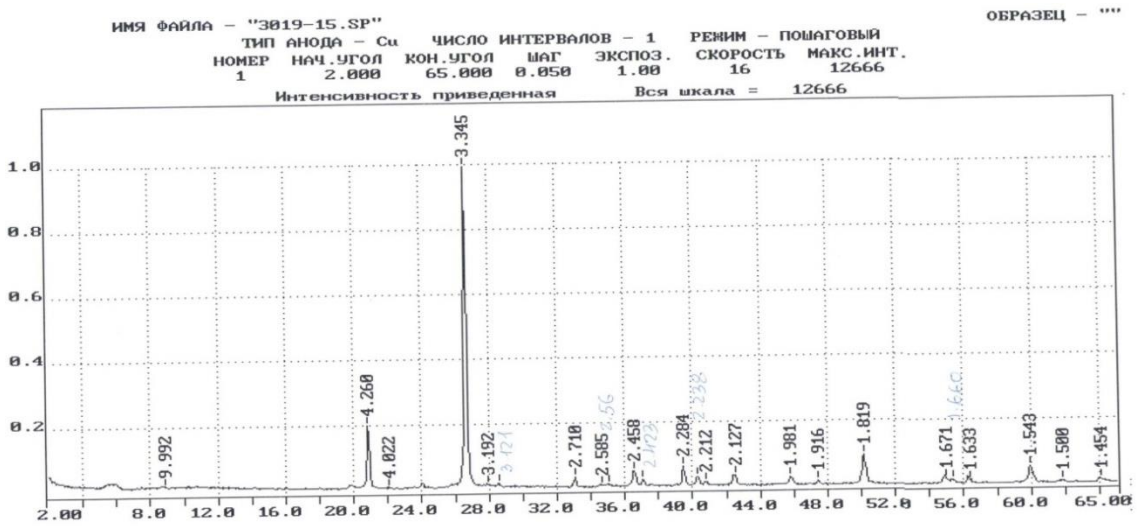


Рис.2.36 Силицит **(**радиоляриевый) (рентгенограмма обр. СН3019-15).

Минеральный состав в порядке убывания содержания: кварц, пирит, слюда, полевые шпаты

Микротомография (образец Г42-162) силицита радиоляриевого показала, что образец представлен кремнистой породой. Основная масса характеризуется однородным строением, на фоне которого выделяются линзы и включения ОВ и поры. Присутствует пирит, в виде отдельных глобул и пиритизированных фрагментов, равномерно распределенный в породе (рис.2.37, рис.2.38).

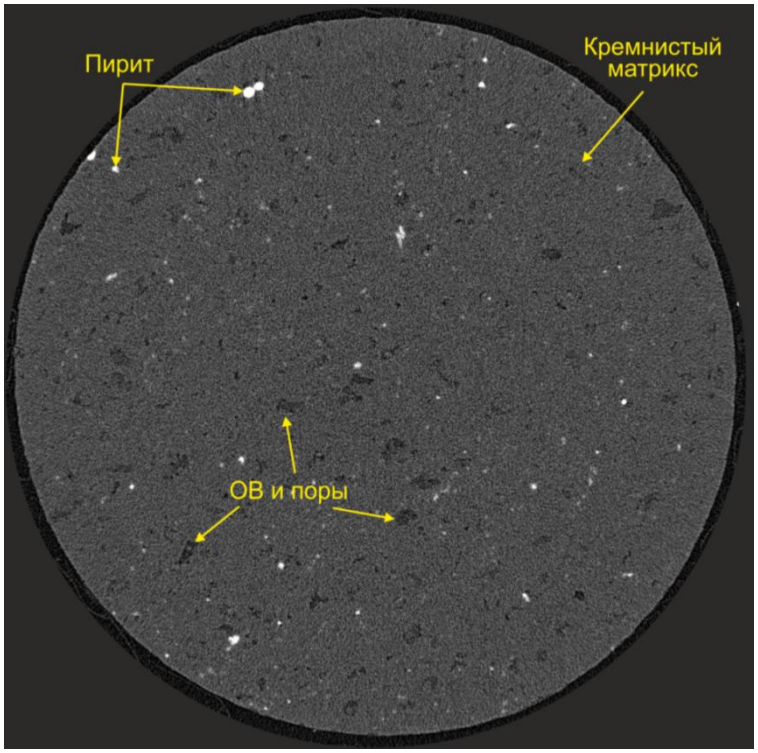


Рис.2.37 Силицит **(**радиоляриевый) (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца Г42-162 диаметром 3 мм)

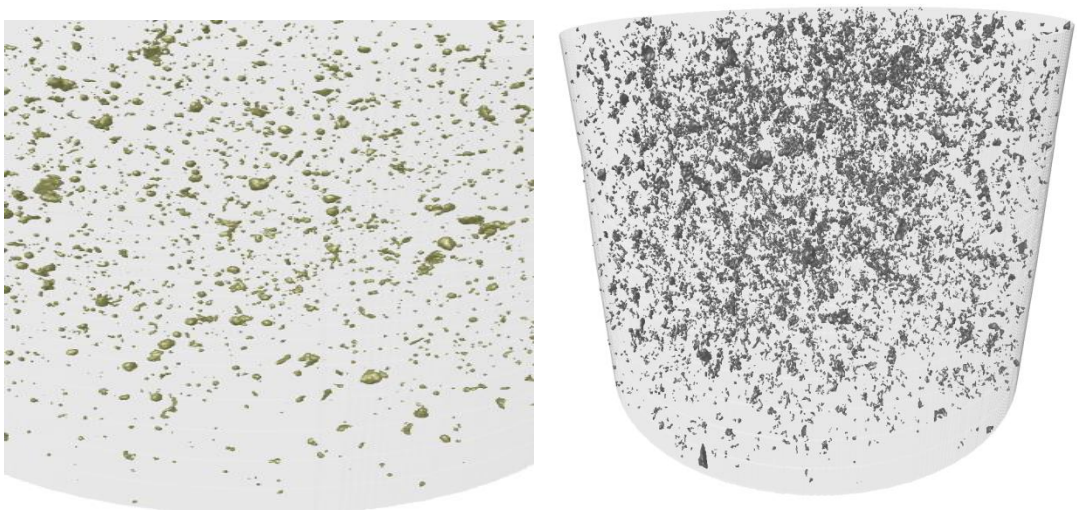


Рис.2.38 Силицит **(**радиоляриевый) (3D-модель распределения в объеме цилиндрического образца Г42-162 диаметром 3 мм: слева – пирита, справа – ОВ)

Силицит радиоляриевый представляет собой кремнистую породу карбонатизированную с биоморфной структурой, отмечаются округлые фрагментарные остатки живых организмов, заполненные ОВ (рис.2.39, 2,40).

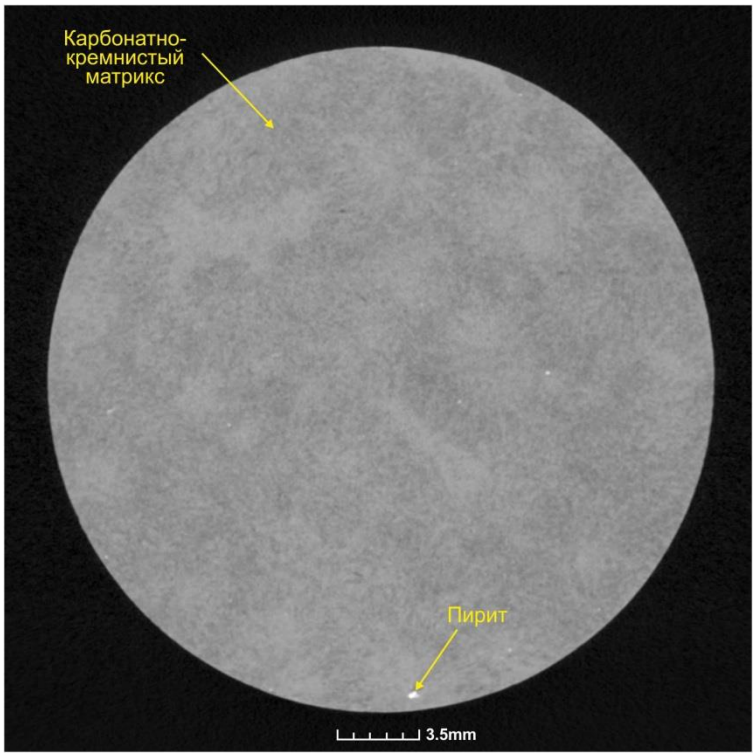


Рис.2.39 Силицит **(**радиоляриевый) (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца А10-5ц диаметром 30 мм)



Рис.2.40 Силицит **(**радиоляриевый) (3D-модель цилиндрического образца А10-5ц диаметром 30 мм распределения пирита (золотой цвет), пор и ОВ (синий цвет))

Капилляриметрические исследования (рис 2.41 - 2.42) показали наличие пор, размер которых позволяет флюидам фильтроваться через породу.

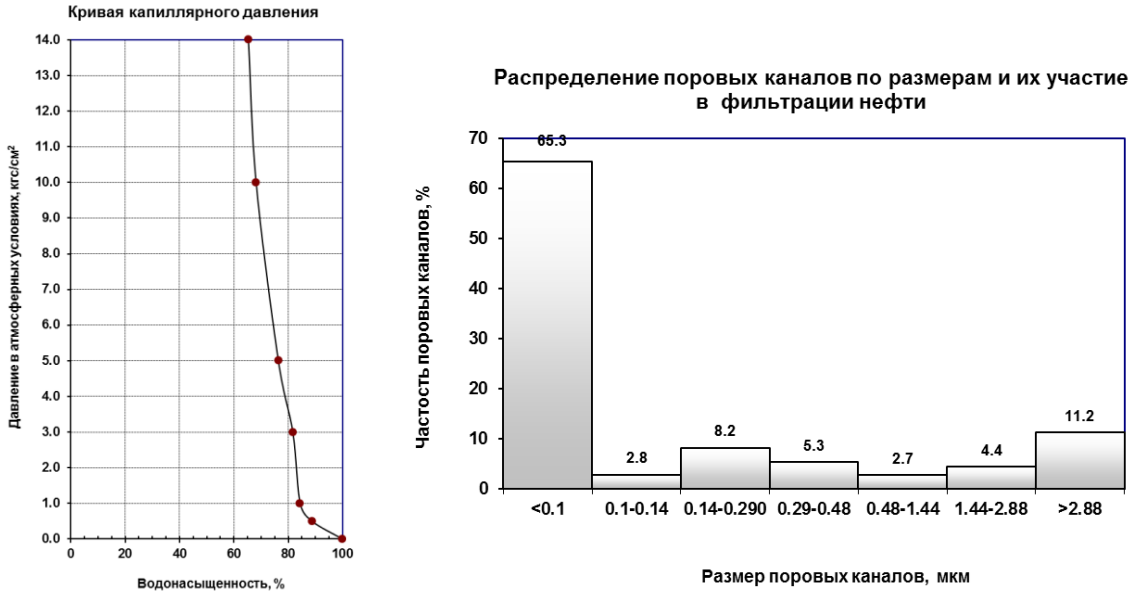


Рис.2.41 Силицит **(**радиоляриевый) (капилляриметрические исследования обр. СН3019-25ц)

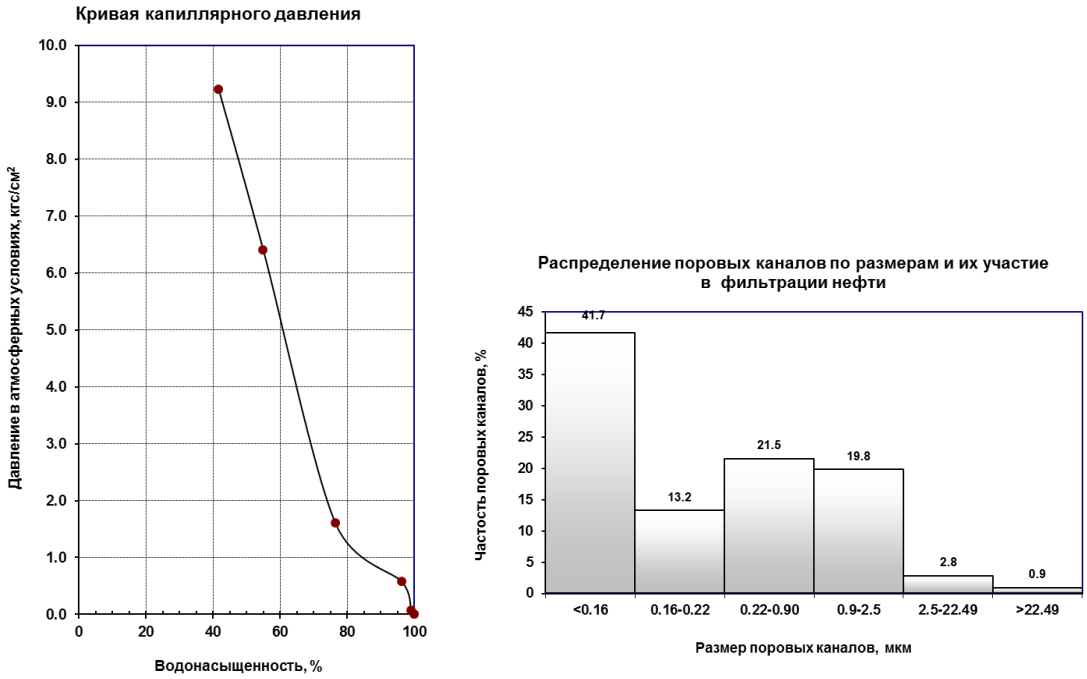


Рис.2.42 Силицит **(**радиоляриевый) (капилярометрические исследования обр. СН3008-21ц)

Радиоляриты (рис.2.43, 2.44) – светло-коричневые, бурые породы с отчетливо биоморфной радиоляриевой структурой, массивной или неясно-слоистой текстурой, целиком сложенные окремнелыми (преимущественно халцедоном) остатками скелетов радиолярий (более 50 % хорошо визуализируется), иногда слабо карбонатизированными, с наличием глинистого (до 5%) и органического (до 5%) вещества в межскелетном пространстве, может отмечаться наличие углеводородов внутри раковин, редко встречаются единичные зерна глауконита, ихтиодетрит. Поровое пространство располагается внутри не залеченных камер радиолярий, в межформенном пространстве пород.

Наиболее характерные разновидности литотипа отличаются высокой послойной пиритизацией (до 30 %) или карбонатизацией (до 30 %), обогащены ихтиодетритом (более 20 %).

Пористость пород составляет от 6% до 20 %, породы проницаемы и обладают коллекторскими свойствами. Связанное поровое пространство располагается в основном внутри скелетных остатков радиолярий и в межформенном пространстве.

По данным пиролиза содержание Сорг в среднем около 3,8 % масс, пиролитические параметры S1 в среднем 5 мг УВ/г породы; S2 в среднем 9,2 мг УВ/г породы (данные по Средне-Назымскому месторождению, стадии катагенеза МК2).

Породы данного литотипа тяготеют к нижней толще баженовской свиты, хотя могут встречаться и в верхней части разреза.

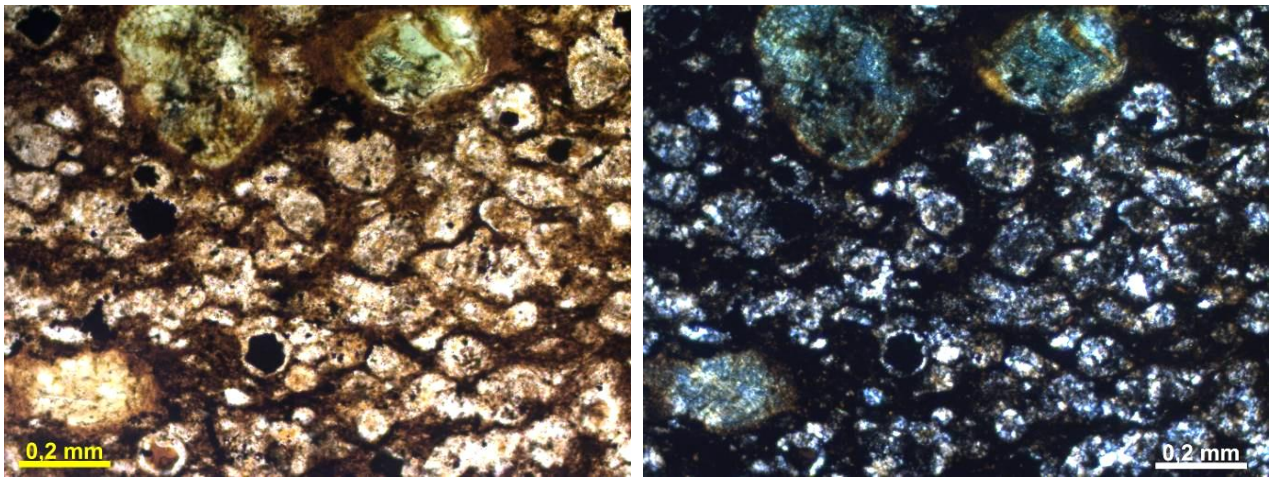


Рис.2.43 Радиолярит с примесью глауконита (шлиф ЗУ-308-53; в параллельных и скрещенных николях)

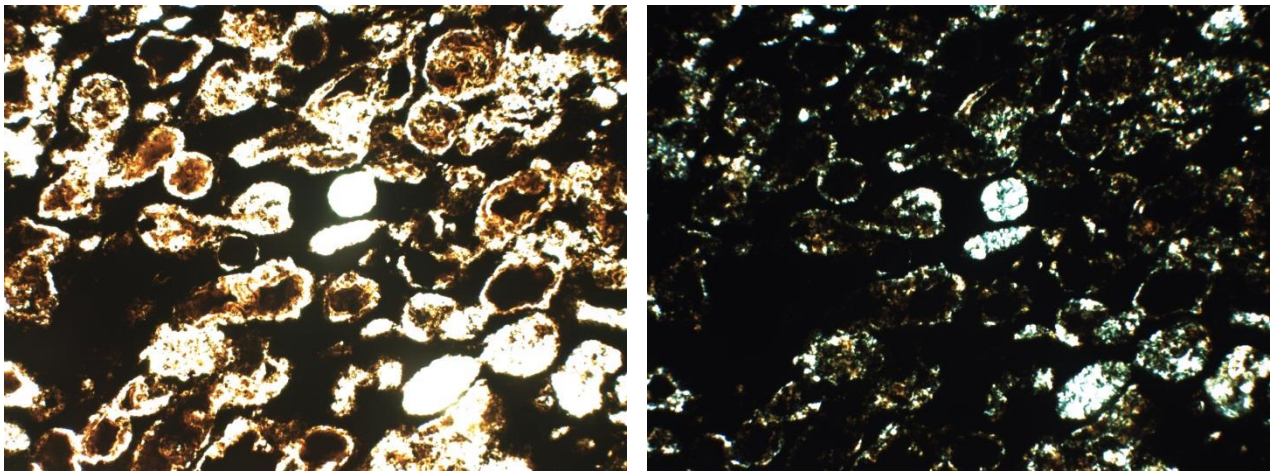


Рис 2.44 Радиолярит углеродистый (шлиф Прир-504-44, в параллельных и скрещенных николях)

Томографические исследования. Образец СН3019-1э представлен радиоляритом с уверенно определяемыми очертаниями остатков скелета зоопланктона. Пространство между скелетами радиолярий частично заполнено ОВ. В породе присутствует пирит в виде отдельных глобул и пиритизированных фрагментов, равномерно распределенных в объеме образца. Согласно результатам томографии, образец имеет высокую связанную пористость (рис.2.45, рис.2.46).

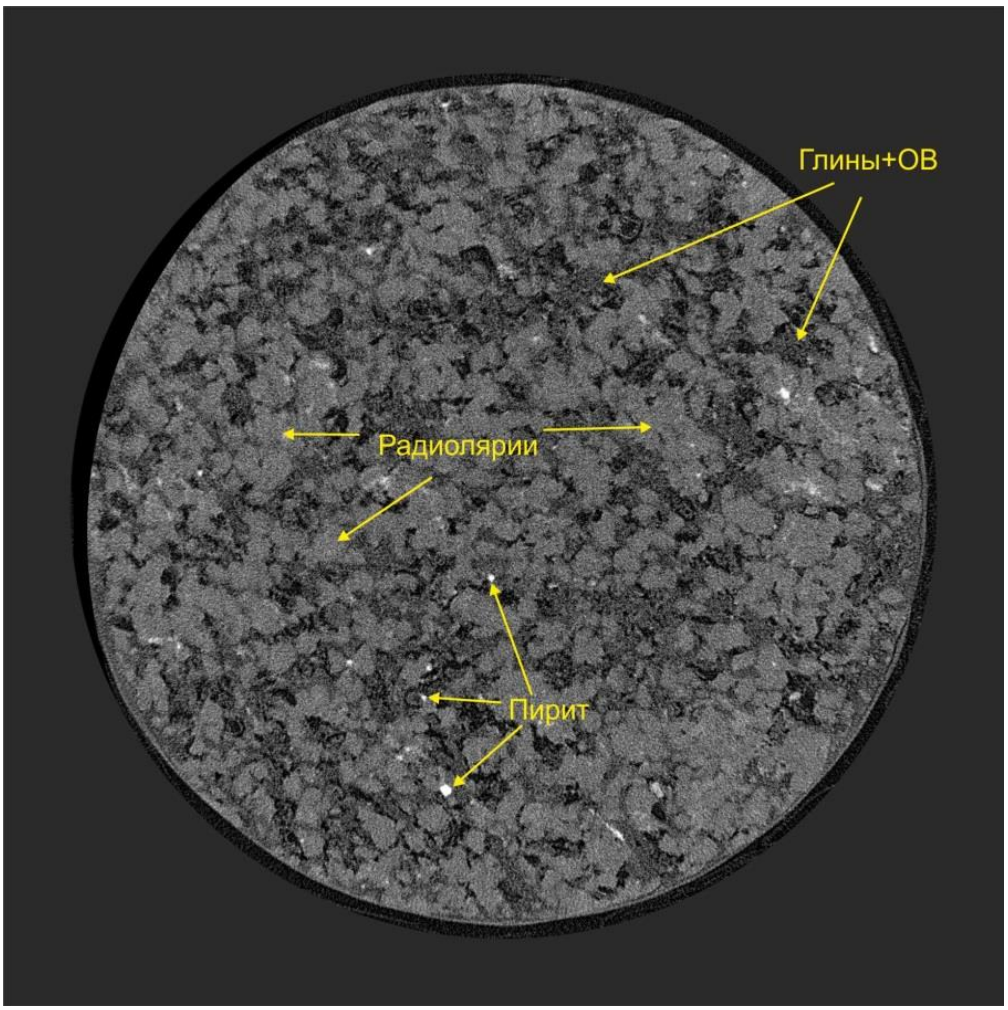


Рис.2.45 Радиолярит (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца СН3019-1э диаметром 3 мм)

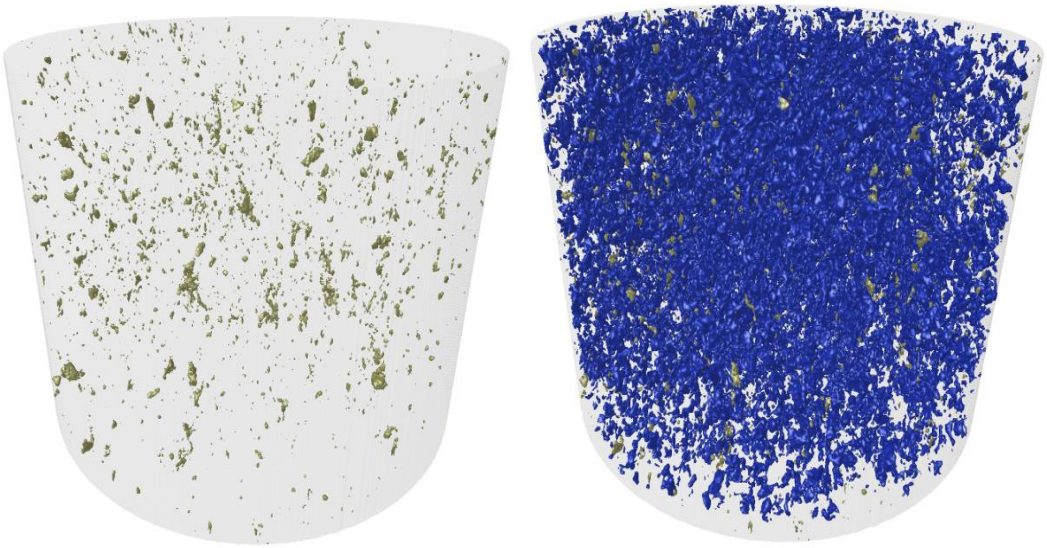
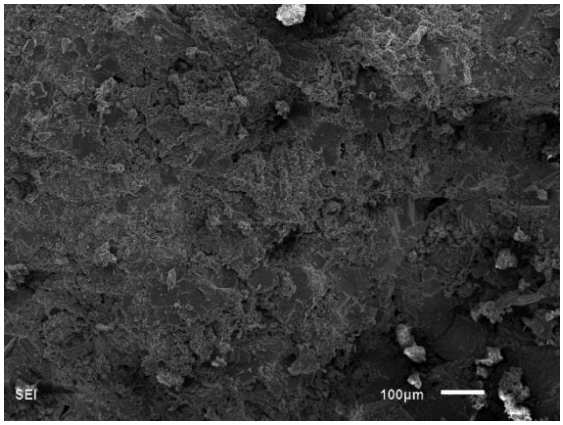


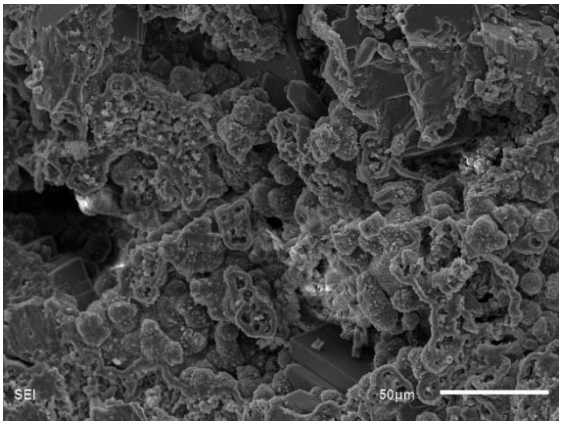
Рис.2.46 Радиолярит (3D-модель распределения в объеме цилиндрического образца СН3019-1э диаметром 3 мм: слева – пирита, справа – совместно пирита (золотой цвет) и пор с ОВ (синий цвет))

Образец радиолярита СН3019-1э имеет преимущественно кремнистый состав. В породе встречаются кристаллы кальцита и доломита, редко глинистого минерала (количество глинистой составляющей незначительно). Общий вид поверхности образца представлен на рисунке (рис.2.47 а, б). Кремнезем представлен полуаморфным веществом и хорошо ограненными кристаллами. В породе встречается кальцит с примесью доломита (рис.2.47 в, е), размеры частиц которого 40-50 мкм, каолинит (рис.2.47г, б), частицы которого формируют псевдогексагональные пластинчатые кристаллы размером до 5-6 мкм и толщиной менее 1 мкм.

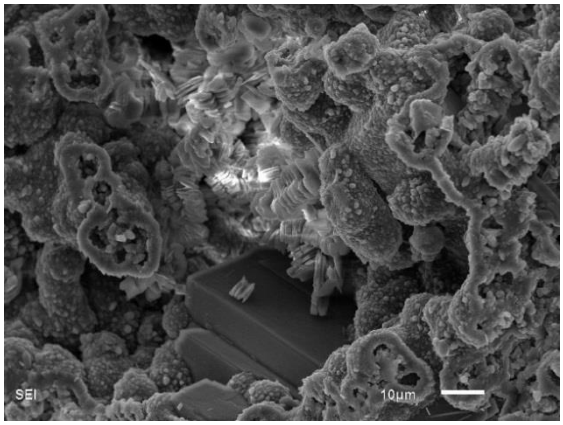
Образец обладает развитой системой пор, образованной как в результате вторичных изменений, коснувшихся в первую очередь остатков радиолярий, так и пористостью между кристаллами кварца, и другими компонентами породы. Крупные поры на месте остатков радиолярий могут достигать 50-100 мкм (рис.2.47б, д-к). Пространство внутри преобразованного скелета радиолярий не заполнено минералами. Поры между частицами и компонентами породы имеют разную форму, чаще вытянутые, длиной достигают десятков микрометров, ширина не превышает 5-10 мкм.

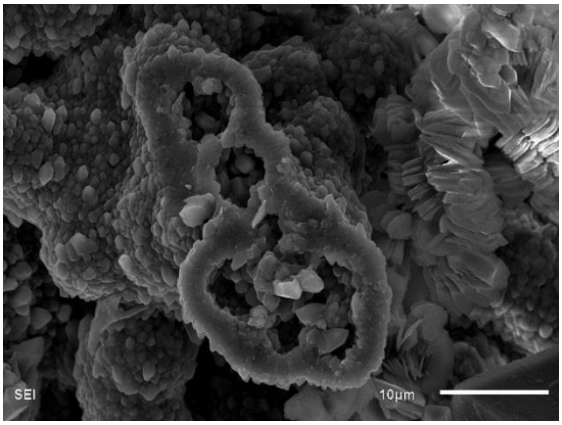
а) б)



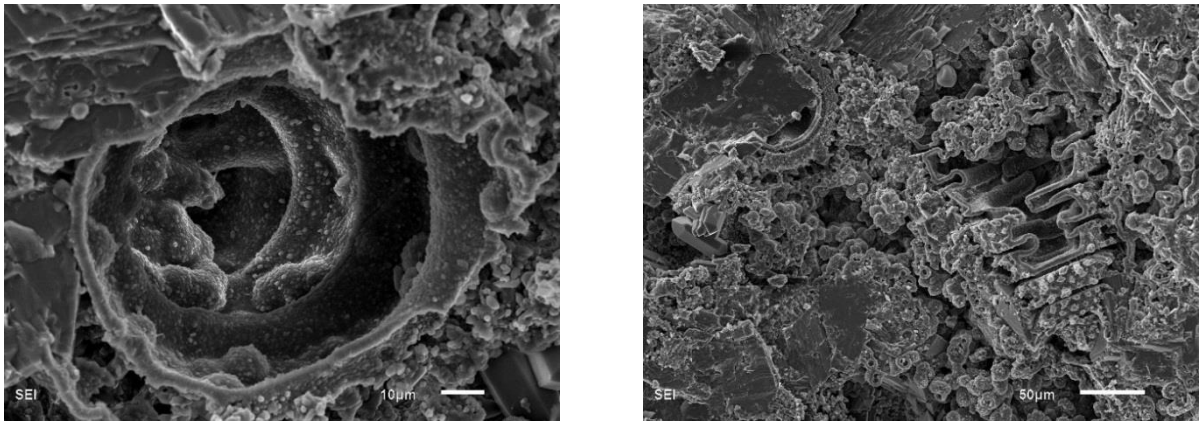


в) г)





д) е)



и) к)

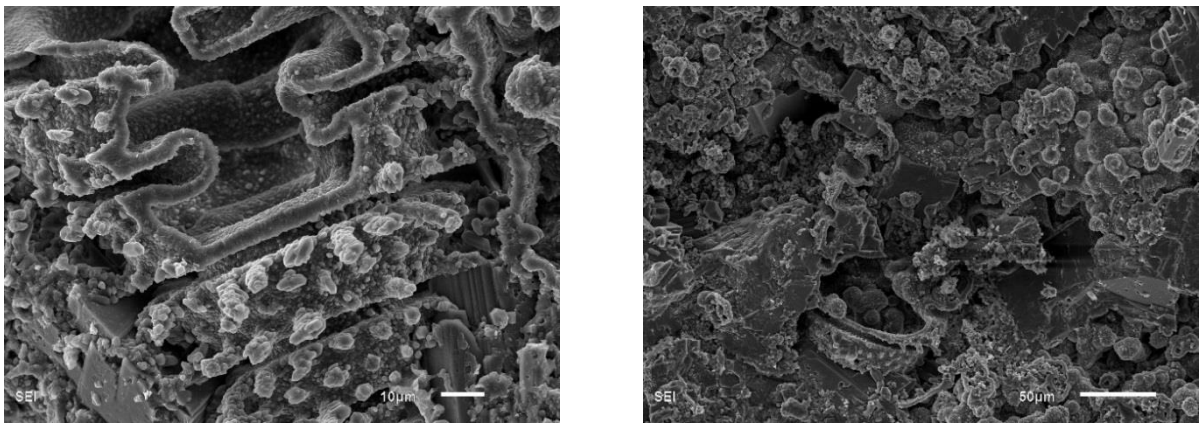


Рис.2.47 Радиолярит (СЭМ, обр.СН3019-1э): а) общий вид; б) крупный план пор в образце; в) кальцит, кварц и органические формирования в образце; г) крупный план остатков радиолярий и частиц каолинита в образце; д) пустотное пространство внутри остатков радиолярий; е) остатки радиолярий, выполненные органическим веществом с кристаллами кварца; и) крупный план остатков радиолярий, выполненные органическим веществом с кристаллами кварца; к) другой фрагмент поверхности образца

На снимках **СЭМ** отчетливо видны хорошо ограненные кристаллы кварца разного размера и сложная морфология емкостного пространства породы (рис.2.48).

Фильтрационные эксперименты на цилиндрических образцах позволили определить диапазон значений и средние характеристики пористости и проницаемости радиоляритов (рис. 2.49).

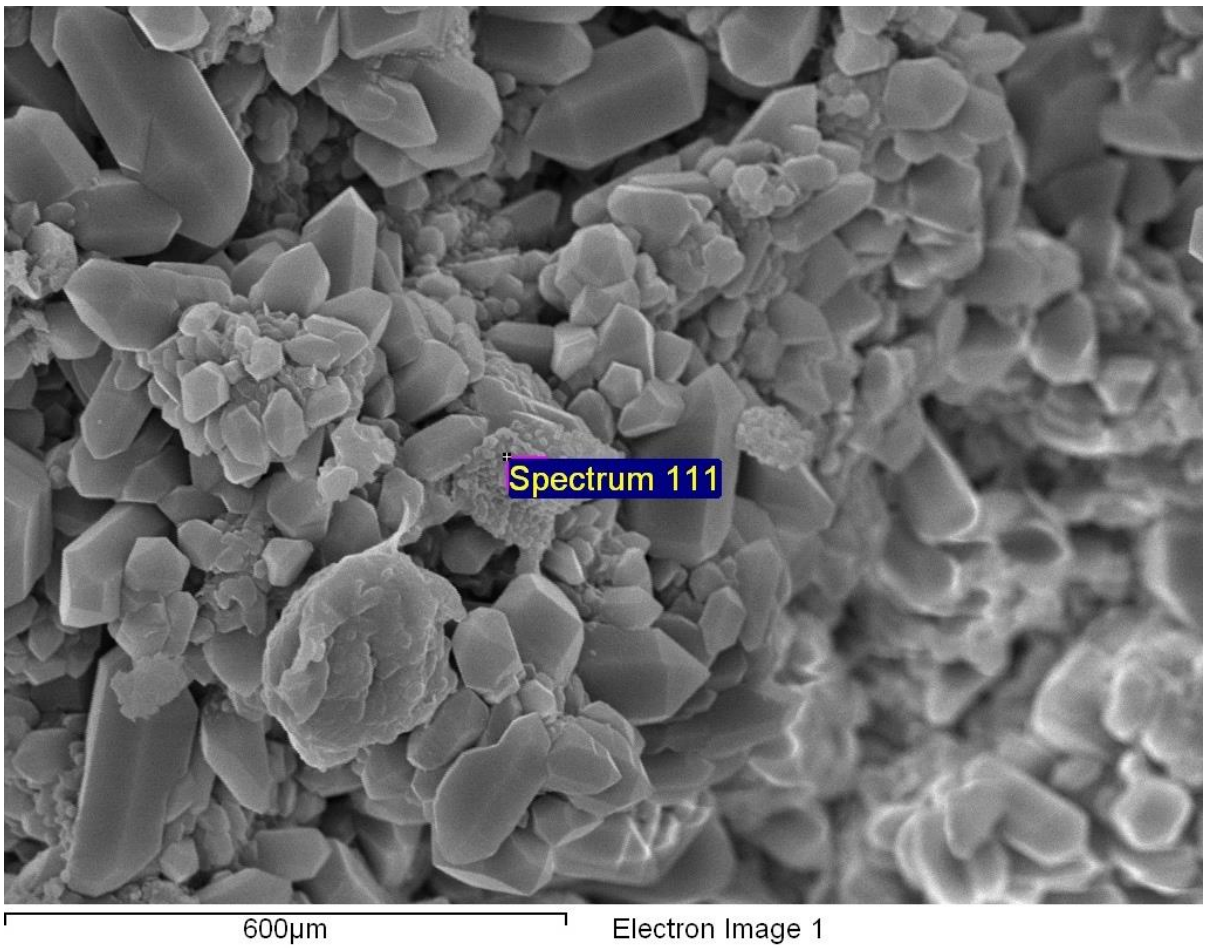


Рис.2.48 Кристаллы кварца в радиоларите (фотография СЭМ)

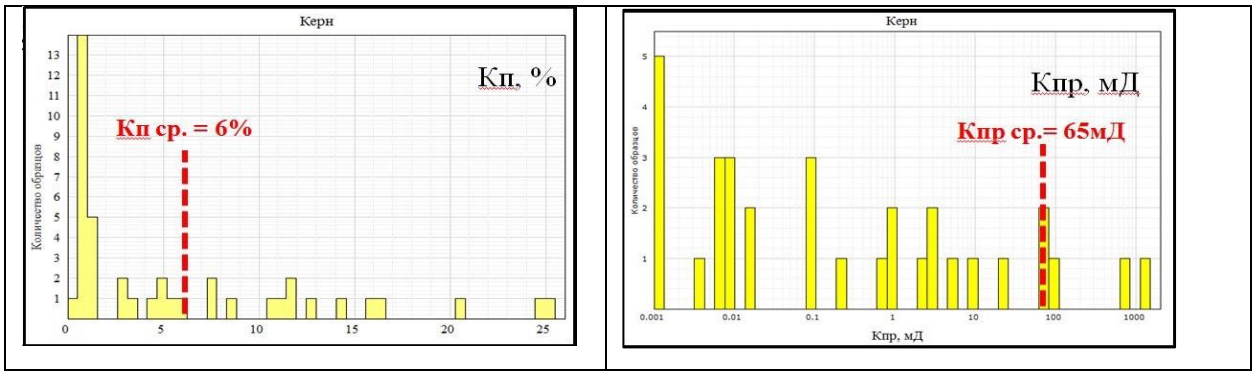


Рис.2.49 Фильтрационно-емкостные свойства образцов радиоляритов Средне-Назымского месторождения

Капилярометрические исследования (рис 2.50-2.51) показали наличие пор, размер которых позволяет флюидам фильтроваться через породу.

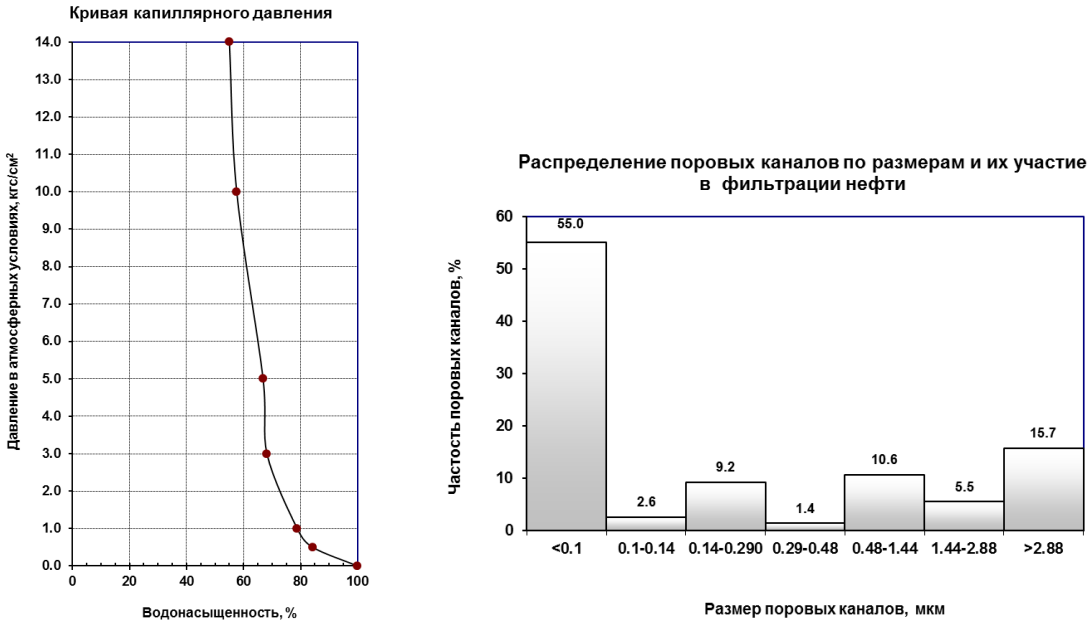


Рис.2.50 Радиолярит (капилярометрические исследования радиолярита обр. СН3019-21ц)

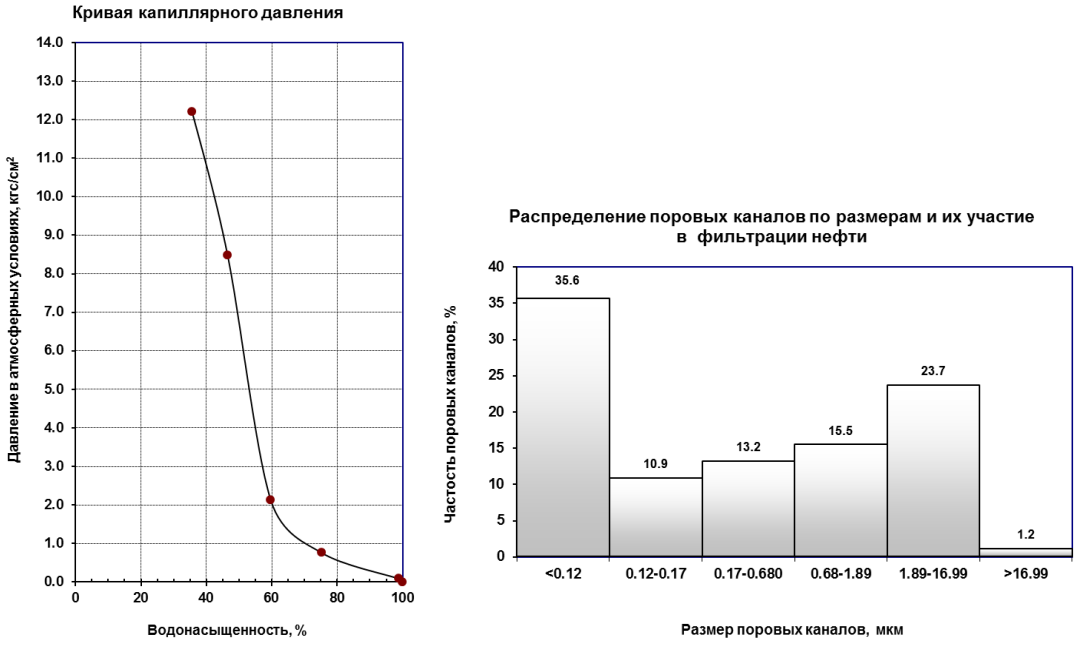


Рис.2.51 Радиолярит (капилярометрические исследования радиоляритов обр. СН3007-37ц)

<u>Доломиты по радиоляритам</u>

(рис.2.52-2.54) - темно-коричневые породы, часто пятнистые, со средне-мелкозернистой структурой, массивные или неяснослоистые, основная масса представлена идиоморфными кристаллами доломита (более 50%) и замещенными кремнеземом раковинами радиолярий, раковины часто пиритизированы, органическое вещество рассеяно по породе. В данных породах при высокой степени доломитизации, характеризующейся формированием

идиоморфных кристаллов доломита в порах выщелачивания кремнистого вещества, может быть сложно найти реликты скелетов радиолярий, сохранность которых выше в кремнистых и кальцитизированных участках породы. Поровое пространство располагается внутри не залеченных камер радиолярий, в межформенном пространстве пород.

Порода может быть сильно пиритизирована, насыщена ихтиодетритом.

Пористость пород составляет от 8% до 23 %, породы проницаемы и обладают хорошими коллекторскими свойствами. Связанное поровое пространство располагается в основном внутри скелетных остатков радиолярий, между кристаллами доломита и между участками доломитизированной и кремнистой породы.

По данным пиролиза содержание ОВ в среднем около 3 % масс, пиролитические параметры S1 в среднем 7 мг УВ/г породы; S2 в среднем 7,5 мг УВ/г породы (данные по Средне-Назымскому месторождению, стадии катагенеза МК2).

Породы данного литотипа тяготеют к нижней толще баженовской свиты, редко встречаются и в верхней части разреза.

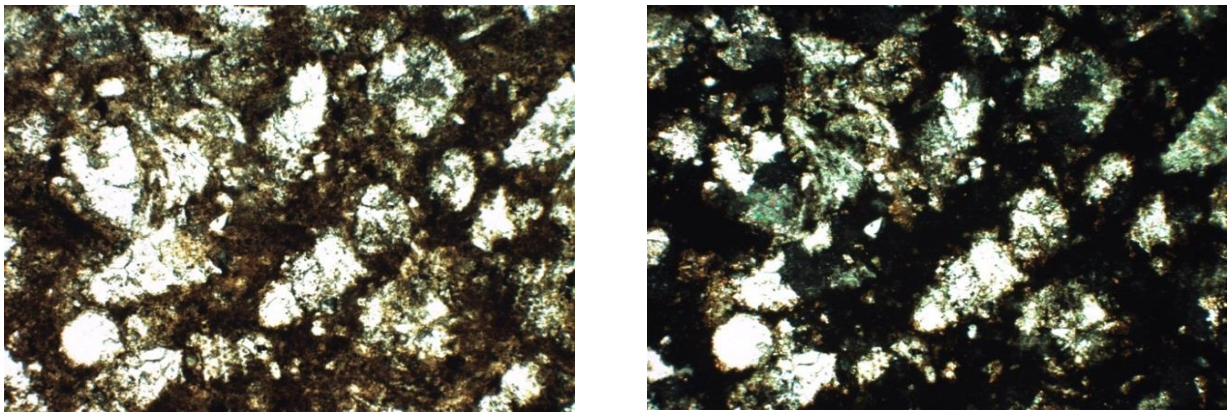


Рис.2.52 Доломит по радиолярите (шлифа Тюм-34-73, в параллельных и скрещенных николях)

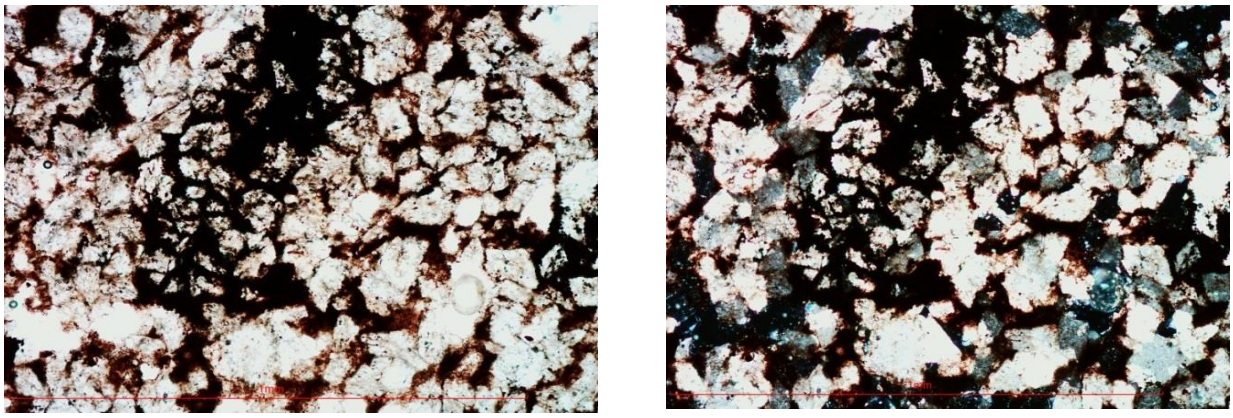


Рис.2.53 Доломит по радиолярите (шлифа Мол-7-10, в параллельных и скрещенных николях)

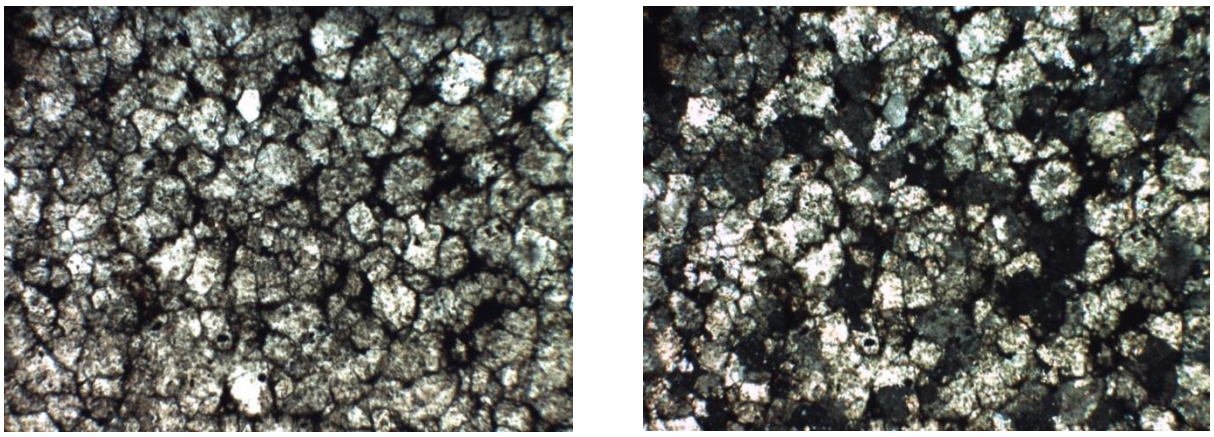


Рис.2.54 Доломит по радиолярите (шлиф Миш-184-28, в параллельных и скрещенных николях)

Примеры рентгенограмм типовой породы этого литотипа: уверенно выделяются рефлексы доломита, кварца, пирита, кальцита, апатита (рис. 2.55-2.57).

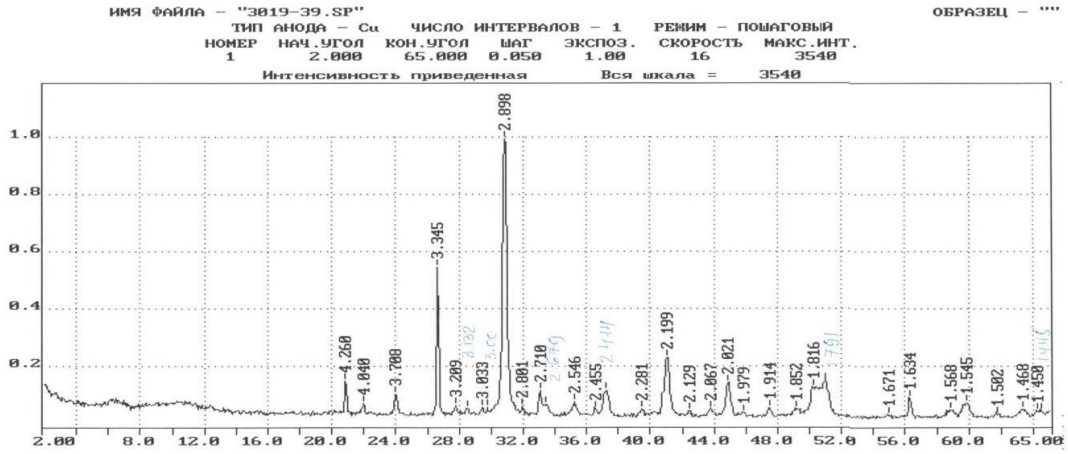


Рис.2.55 Доломит по радиолярите (рентгенограмма обр. СН3019-29). Минеральный состав в порядке убывания содержания: доломит, кварц, пирит, кальцит, апатит

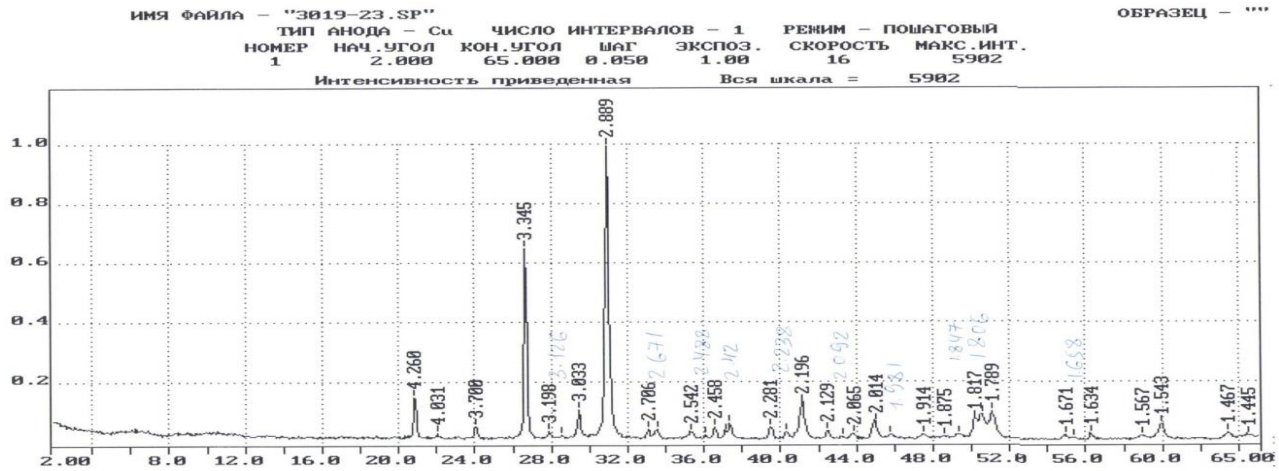


Рис.2.56 Доломит по радиолярите (рентгенограмма обр. СН3019-23). Минеральный состав в порядке убывания содержания: доломит, кварц, кальцит, пирит

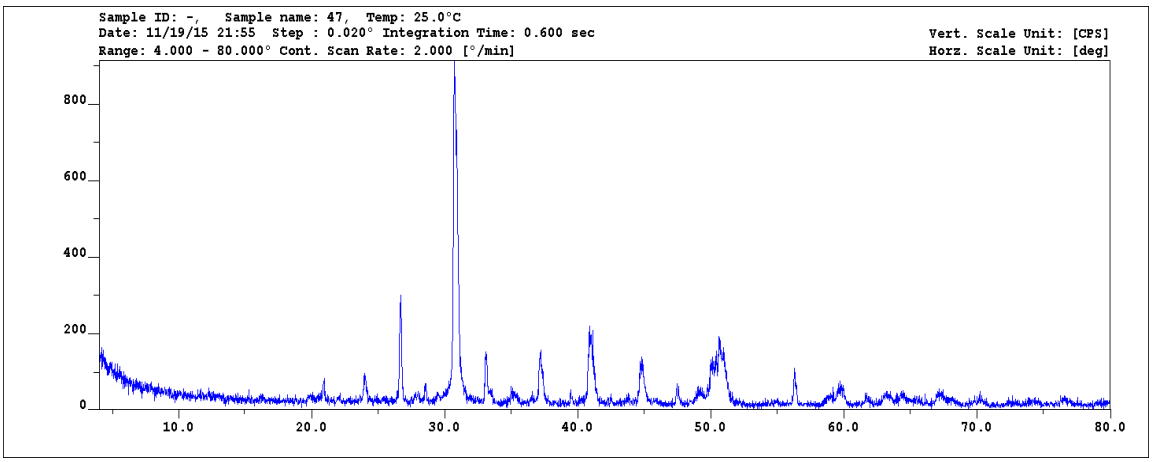


Рис.2.57 Доломит по радиоляриту (рентгенограмма обр. Тюм-34-47). Минеральный состав в порядке убывания содержания: доломит, кальцит, кварц, пирит

Изученный методом **микротомографии** образец доломита по радиоляриту характеризуется слабо выраженным неоднородным строением матрикса. На рентгеноплотностных срезах отмечается обособление чуть более плотных минеральных компонентов. Присутствует пирит, который в виде отдельных глобул и небольших пиритизированных фрагментов равномерно распределен в объеме образца. Отмечаются крупные включения ОВ (рис.2.58, 2.59).

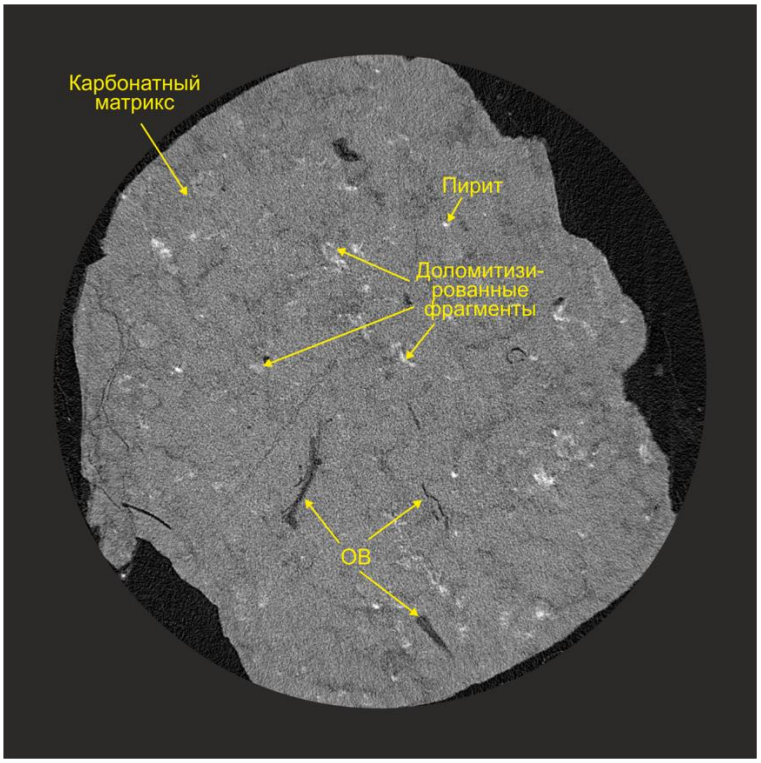


Рис.2.58 Доломит по радиоляриту (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца А10-4ц диаметром 3 мм)

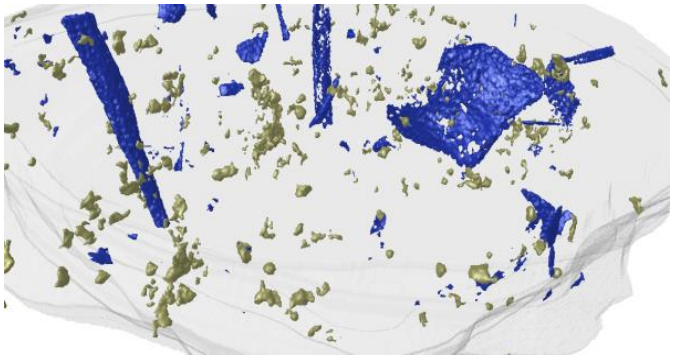


Рис.2.59 Доломит по радиоляриту (3D-модель распределения в объеме образца А10-4ц диаметром 3 мм совместно пирита (золотой цвет) и компонентов породы с низкой рентгеновской абсорбцией, которые представлены как порами, так и ОВ (синий цвет))

На снимках РЭМ отчетливо видны идиоморфные кристаллы доломита и сложная морфология емкостного пространства породы (рис. 2.60).

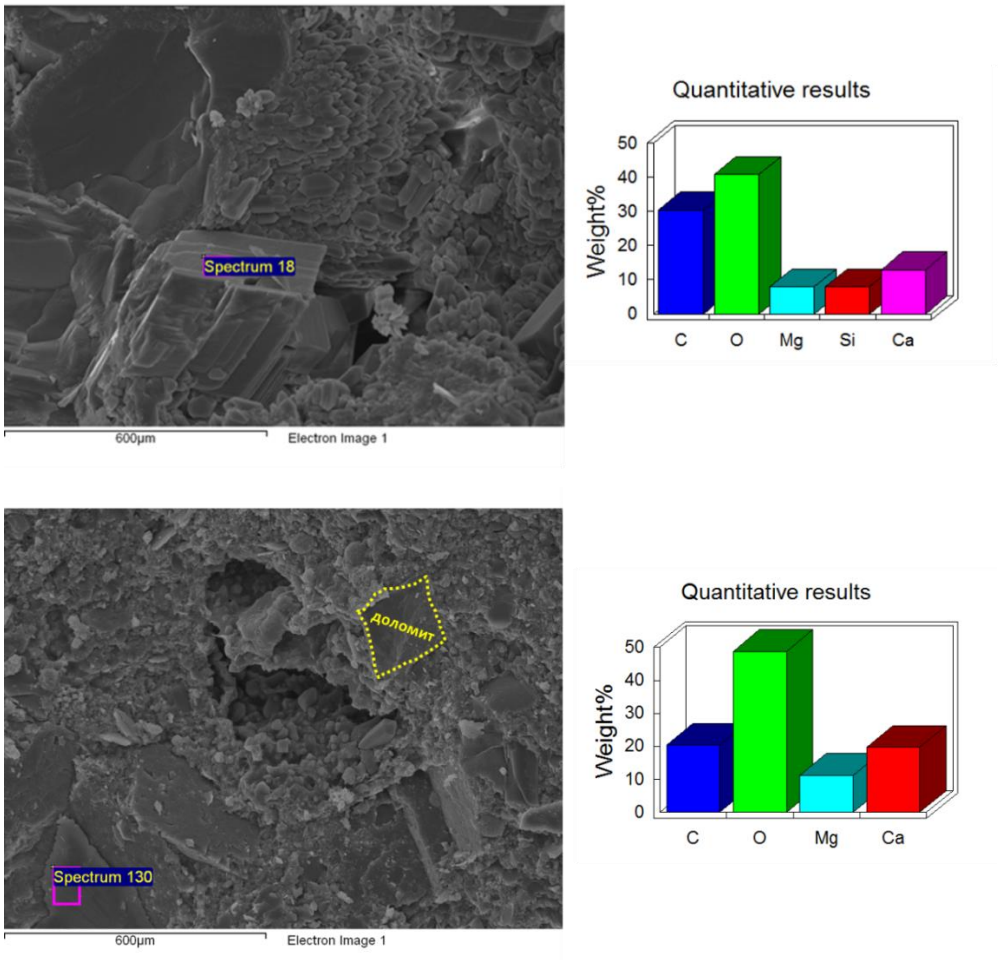


Рис.2.60 Доломит по радиоляриту (Снимки РЭМ)

Фильтрационные эксперименты на цилиндрических образцах позволили определить диапазон значений и средние характеристики пористости и проницаемости радиоляритов (рис. 2.61).

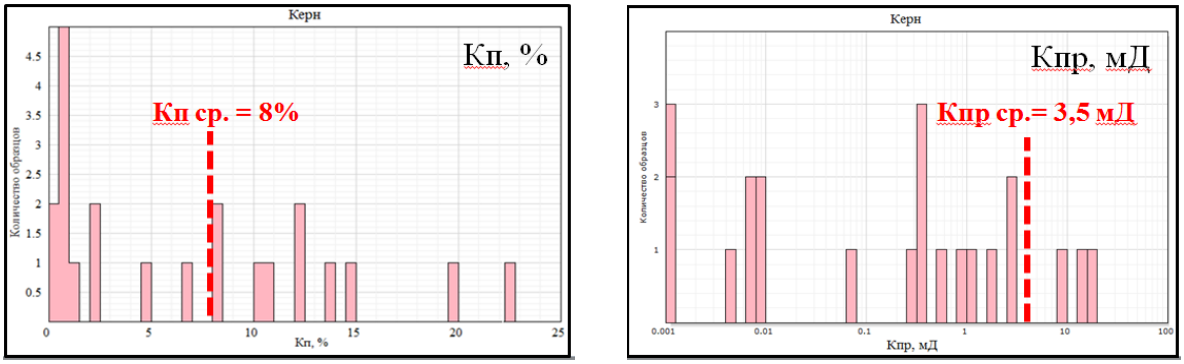


Рис.2.61 Свойства вторичных доломитов, развитых по радиоляритам Средне-Назымского месторождения

Капилярометрические исследования (рис 2.62) показали преобладание в породах пор, размер которых позволяет флюидам фильтроваться через породу.

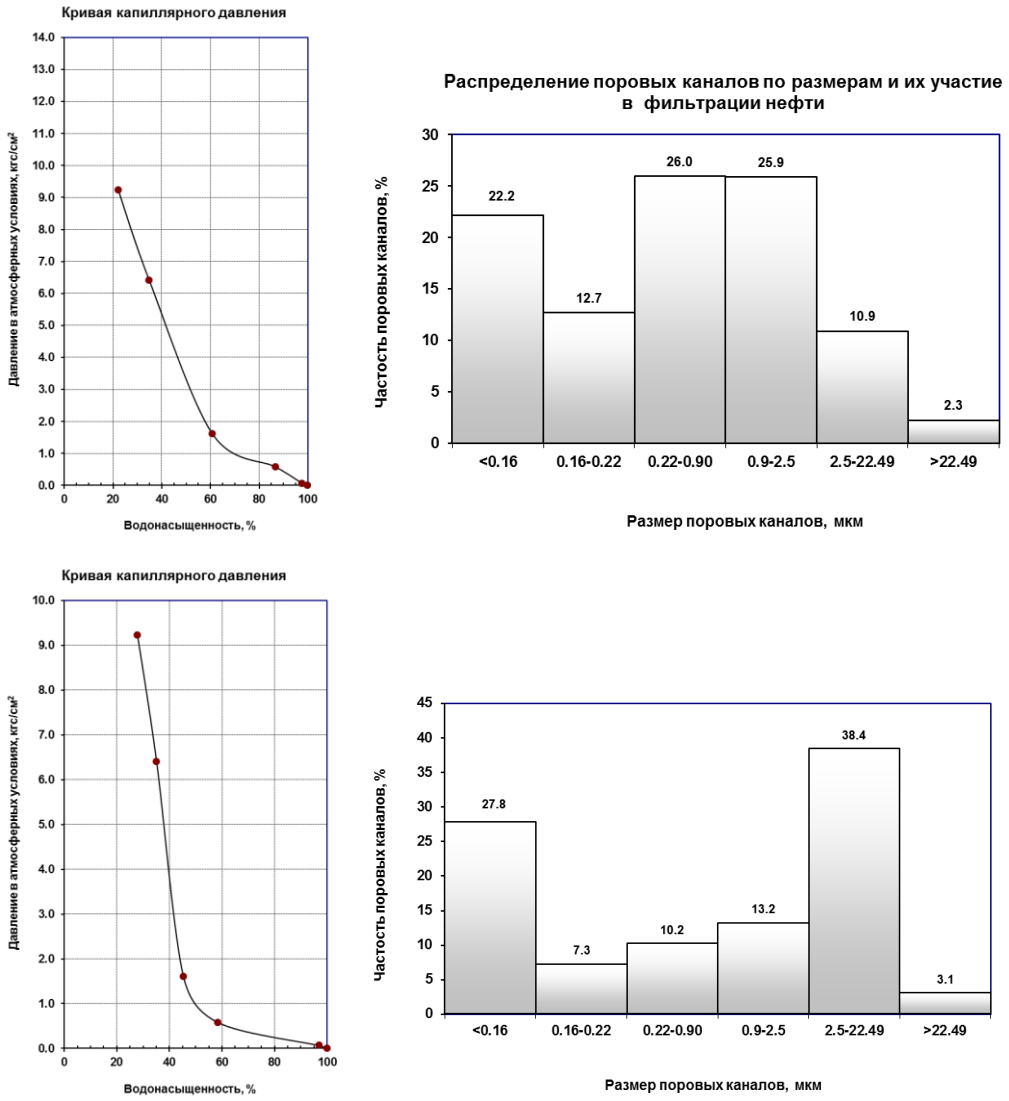


Рис.2.62 Доломит по радиоляриту (капилярометрические исследования обр. СН3008-30 Ц, СН3019-24ц)

Известняки по радиоляритам

(рис.2.63-2.66) – светло-коричневые породы, часто пятнистые, с биоморфной радиоляриевой структурой, крупно-, средне-, или мелкокристаллические, основная масса представлена раковинами радиолярий, полностью выполненными кристаллами кальцита (до 85 %) и доломита (до 20 %), в межраковинном пространстве – смесь ОВ и глин (до 5%); раковины часто пиритизированы, органическое вещество рассеяно по породе. Порода может быть замещена пойкиллитовым кальцитовым цементом, сквозь который просвечивают реликты радиолярий. Поровое пространство присутствует между скелетными остатками или блоками цемента. В породах могут присутствовать трещины и стилолитовые швы.

Пористость пород составляет от 2 % до 7%, породы могут быть проницаемыми и обладать низкими и средними коллекторскими свойствами. Связанное поровое пространство располагается в основном в межблоковом пространстве кальцитового цемента, в полостях выщелачивания скелетов радиолярий.

По данным пиролиза содержание ОВ в среднем около 2,3 % масс, пиролитические параметры S1 в среднем 3 мг УВ/г породы; S2 в среднем 5 мг УВ/г породы (данные по Средне-Назымскому месторождению, стадии катагенеза МК2).

Породы данного литотипа тяготеют к нижней толще баженовской свиты, могут встречаться в верхней части разреза.

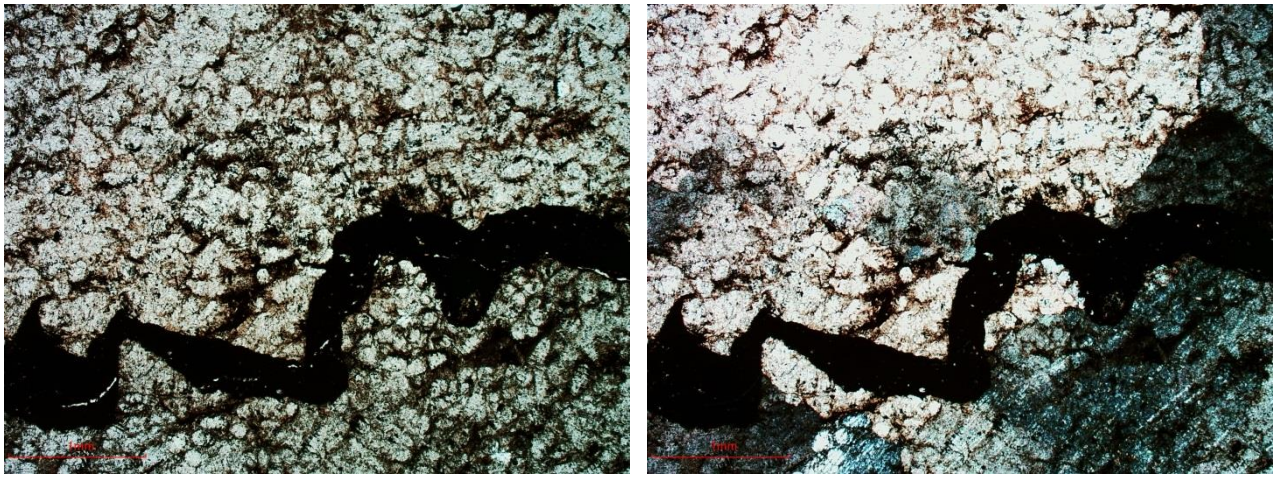


Рис.2.63 Известняк по радиоляриту (шлиф А10-4ц, в параллельных и скрещенных николях)

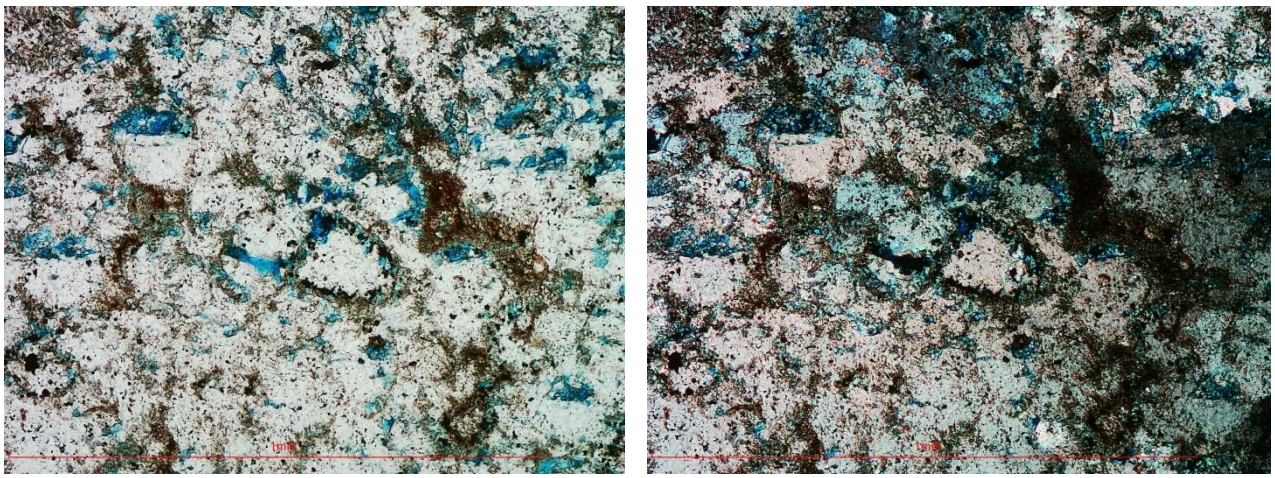


Рис.2.64 Известняк по радиоляриту (шлиф А10-5ц, в параллельных и скрещенных николях)

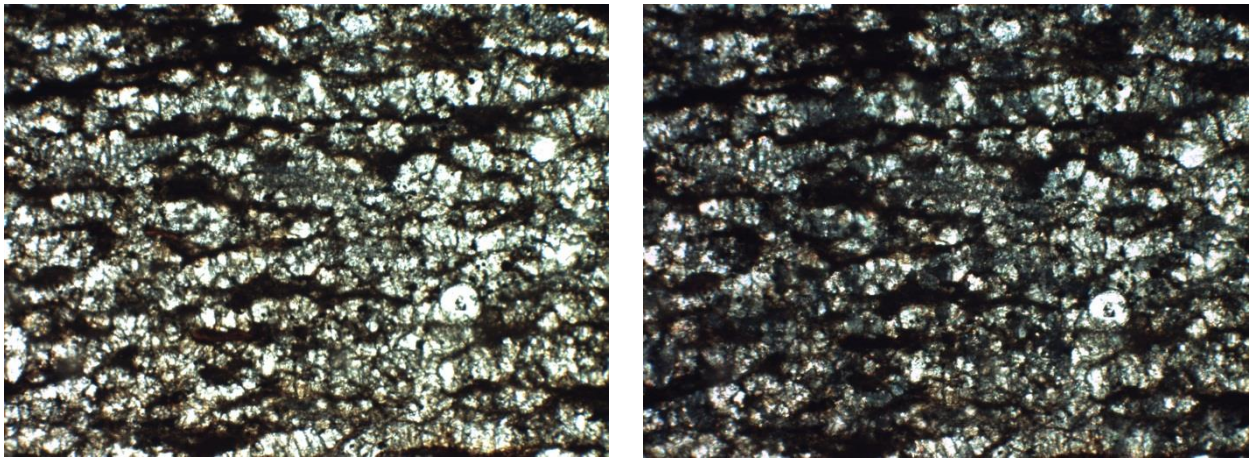


Рис.2.65 Известняк по радиоляриту (шлиф Тюм34-35, в параллельных и скрещенных николях)

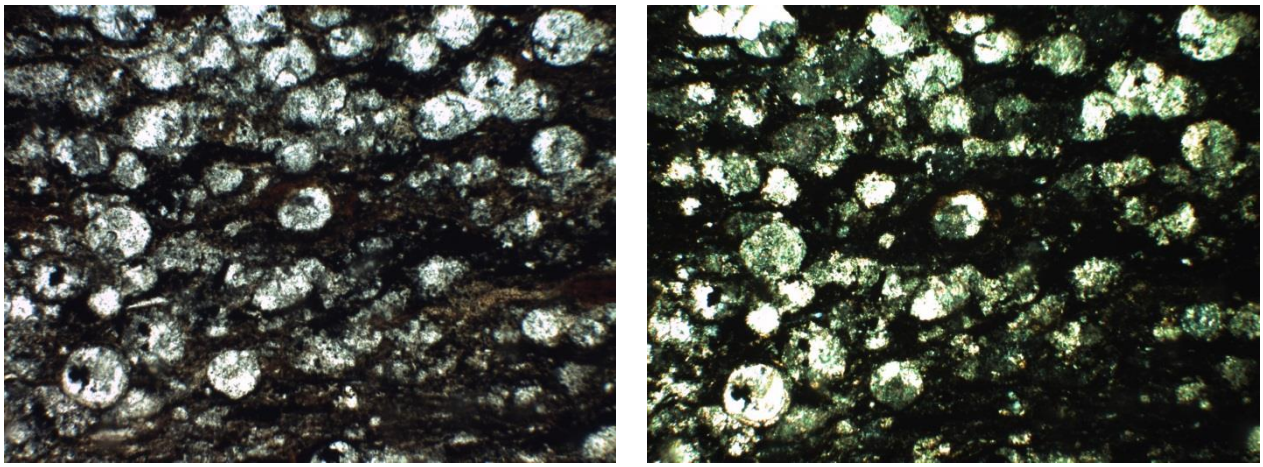


Рис.2.66 Известняк по радиоляриту (шлиф Тюм-34-48, в параллельных и скрещенных николях)

Примеры рентгенограмм типовой породы этого литотипа: уверенно выделяются рефлексы кальцита, кварца, ПШ (рис. 2.68-2.69).

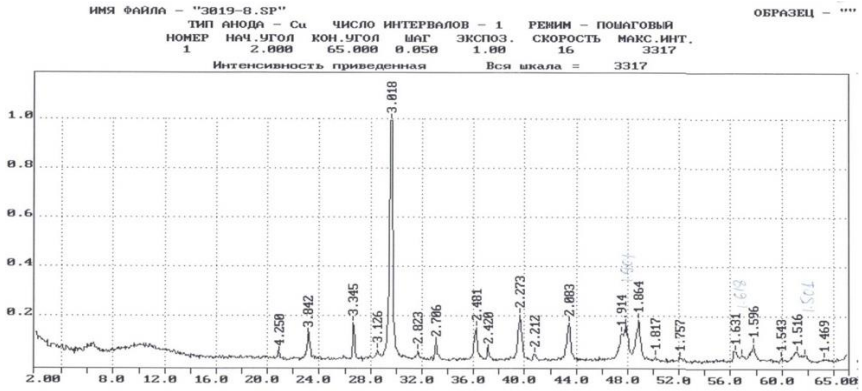


Рис.2.67 Известняк по радиолариту (рентгенограмма обр. СН3019-8).

Минеральный состав в порядке убывания содержания: кальцит (все значения занижены, возможно, частичное замещение Са другими катионами), кварц, пирит.

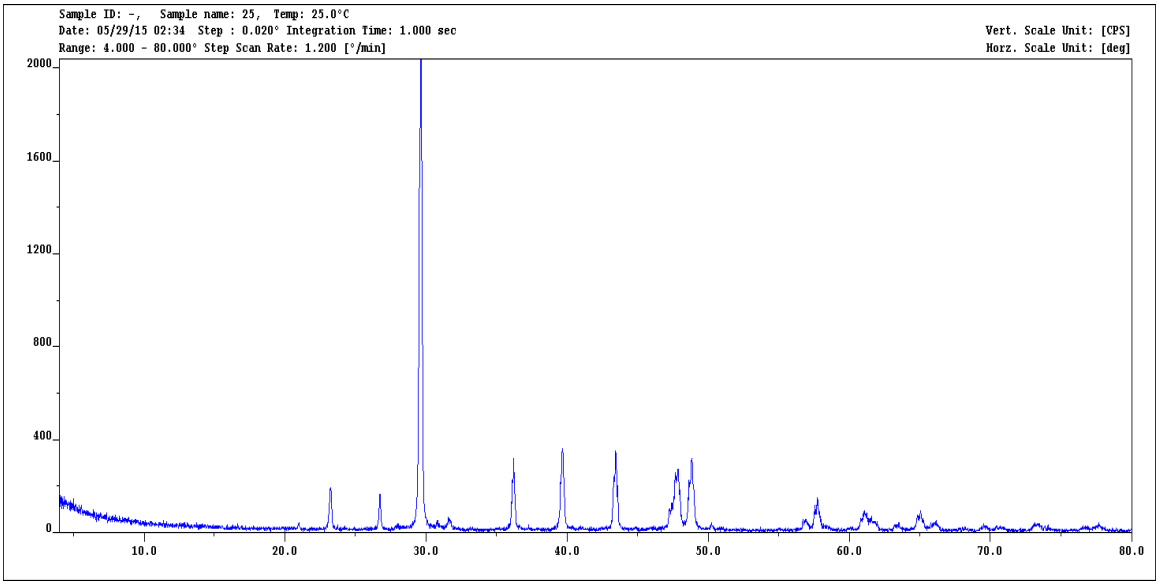


Рис.2.68 Известняк по радиолариту (рентгенограмма обр. Миш184-25).

Минеральный состав в порядке убывания содержания: кальцит, кварц, полевые шпаты

Микротомография образца А10-5ц показала, что он представлен известняком по радиолариту. В породе присутствует пирит, который в виде отдельных глобул и пиритизированных фрагментов равномерно распределен в объеме образца. Отмечаются многочисленные поры, связанные между собой (рис.2.69, рис.2.70).

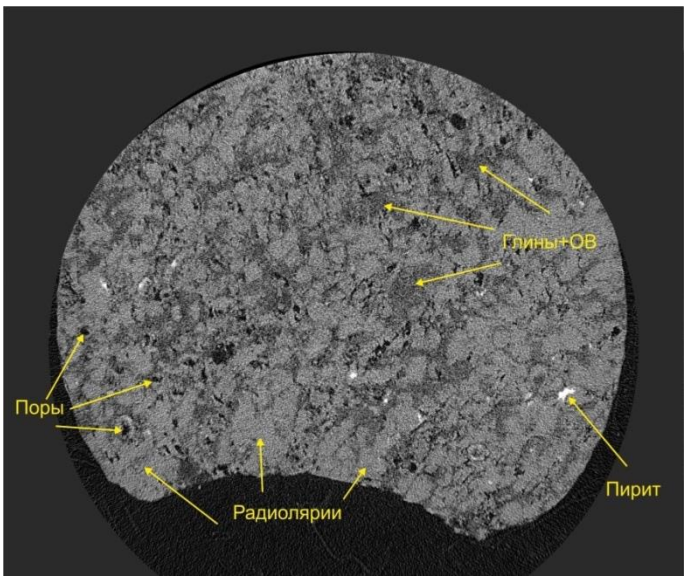


Рис.2.69 Известняк по радиолярииту (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца А10-5ц диаметром 3 мм)

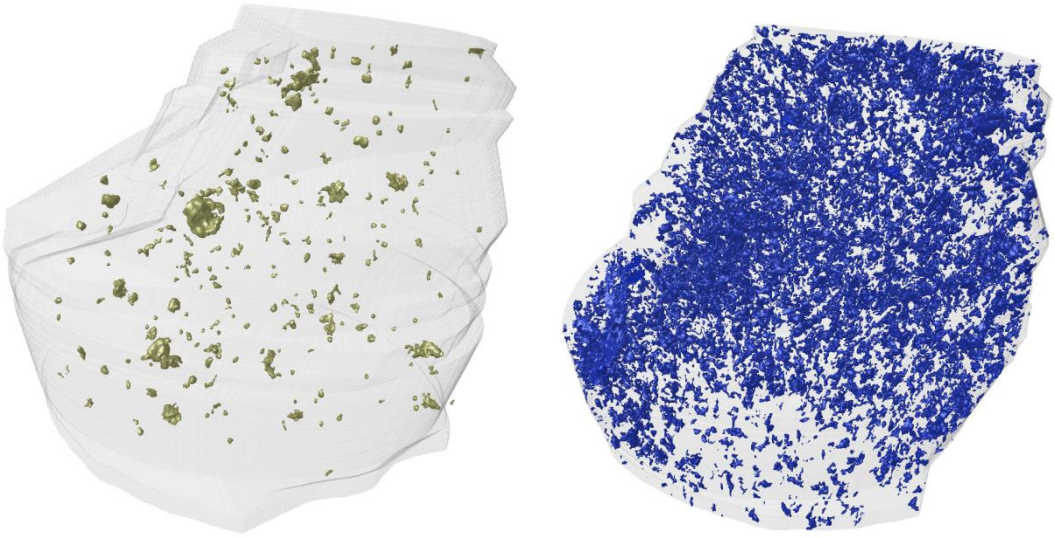
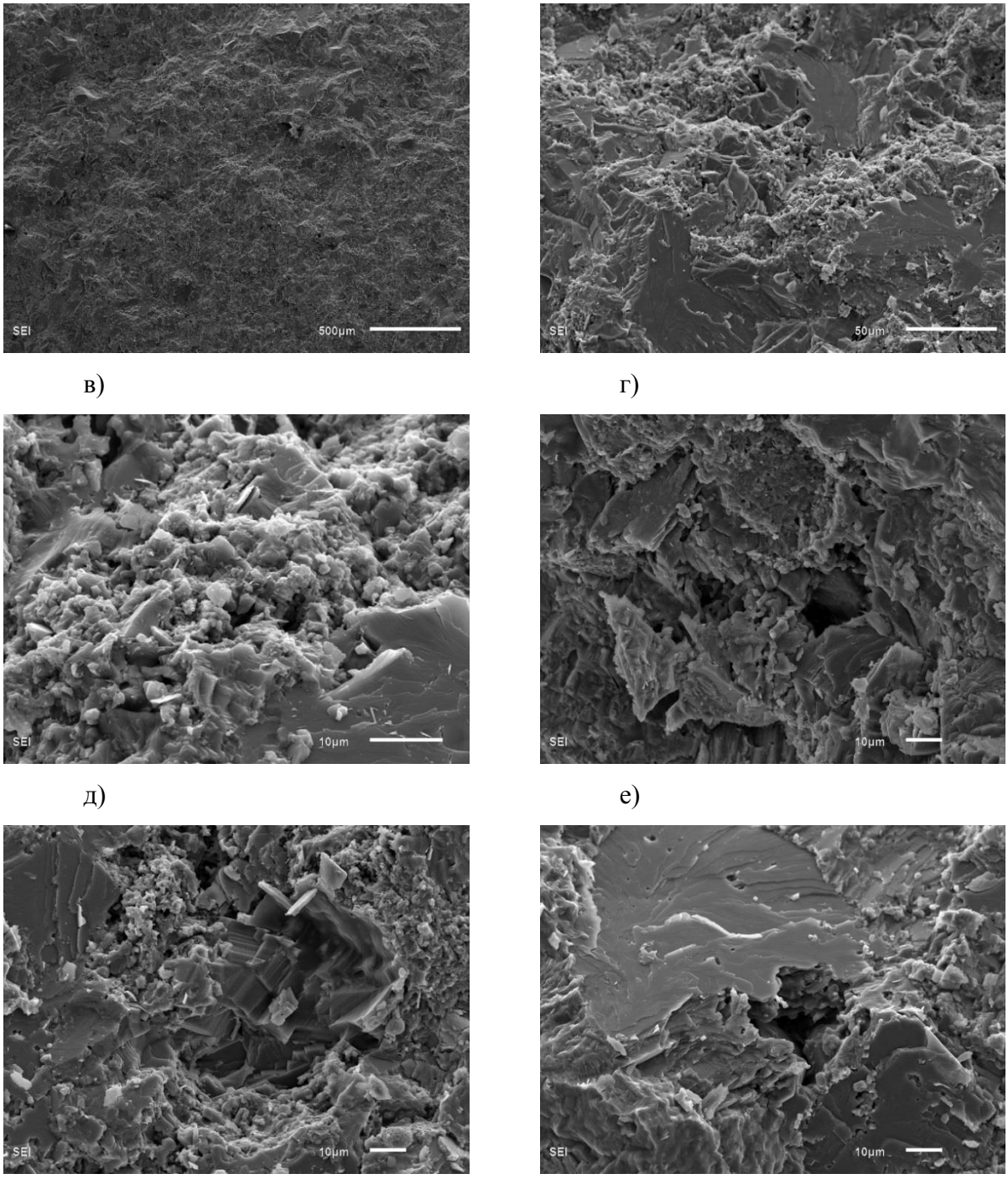


Рис.2.70 Известняк по радиолярииту (3D-модель распределения в объеме цилиндрического образца А10-5ц диаметром 3 мм: слева – пирита, справа – поры и ОВ)

Исследования на РЭМ образца Ц1-90 известняка по радиолярииту, показало, что распределение кальцита и кремнезёма в породе примерно одинаковое. Глинистые и другие минералы практически не встречаются. Пористость в образце межкристаллическая. Присутствуют крупные поры округлой формы размером до 50 мкм, образованные на месте остатков радиолярий (рис.2.71д), крупные межкристаллические поры между частицами кальцита размером 10-15 мкм (рис.2.71г, е) и мелкие межкристаллические поры между частицами кремнезёма размером до 2 мкм (рис.2.71в). Поры разрознены, связь между ними отсутствует. Данную пористость можно отнести к закрытой. Органическое вещество в образце встречается редко.

а) б)



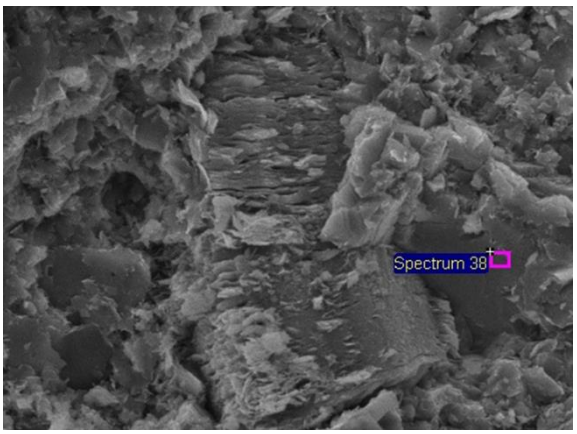
в) г)

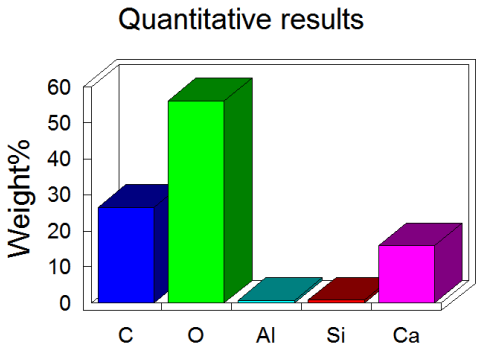
д) е)

Рис.2.71 Известняк по радиоляриту (РЭМ обр. Ц1-90: а) общий вид; б) крупный план поверхности с порами между сростками кальцита; в) крупный план межкристаллической пористости; г) другой фрагмент поверхности; д) поры в образце; е) крупная пора между двумя крупными сростками кальцита

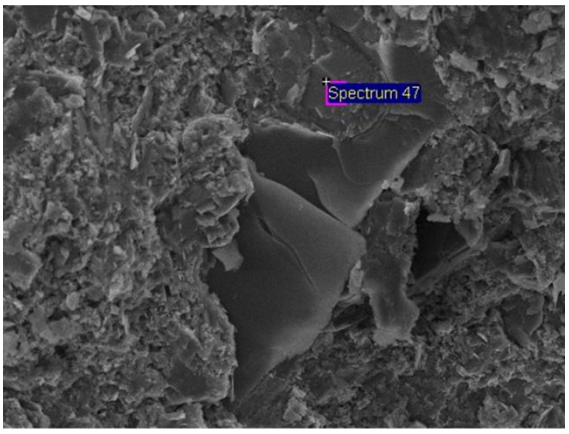
По данным анализа элементного состава среди карбонатных минералов встречаются кальцит размером 10 мкм и доломит видимой длиной 30 мкм (рис.2.72 А, Б). На рисунке (рис.2.73) представлено замещение скелета радиолярии кальцитом.

А





Б



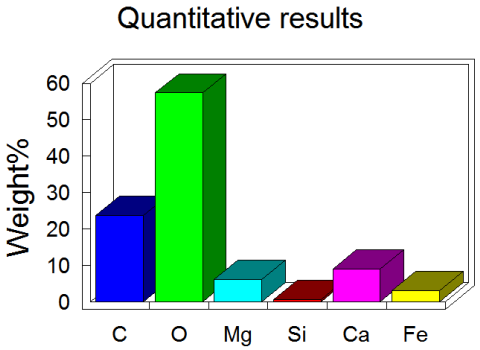


Рис.2.72 Известняк по радиолярите (снимки РЭМ, результаты анализа элементного состава фрагмента образца породы: А – кальцит; Б – доломит)

Снимки РЭМ (рис. 2.74) показывают наличие микропористости между кристаллами кальцита, слагающими породу.

Фильтрационные эксперименты на цилиндрических образцах позволили определить диапазон значений и средние характеристики пористости и проницаемости радиоляритов (рис. 2.75).

Капилярометрические исследования (рис 2.76) показали наличие около 20% пор, размер которых позволяет флюидам фильтроваться через породу.

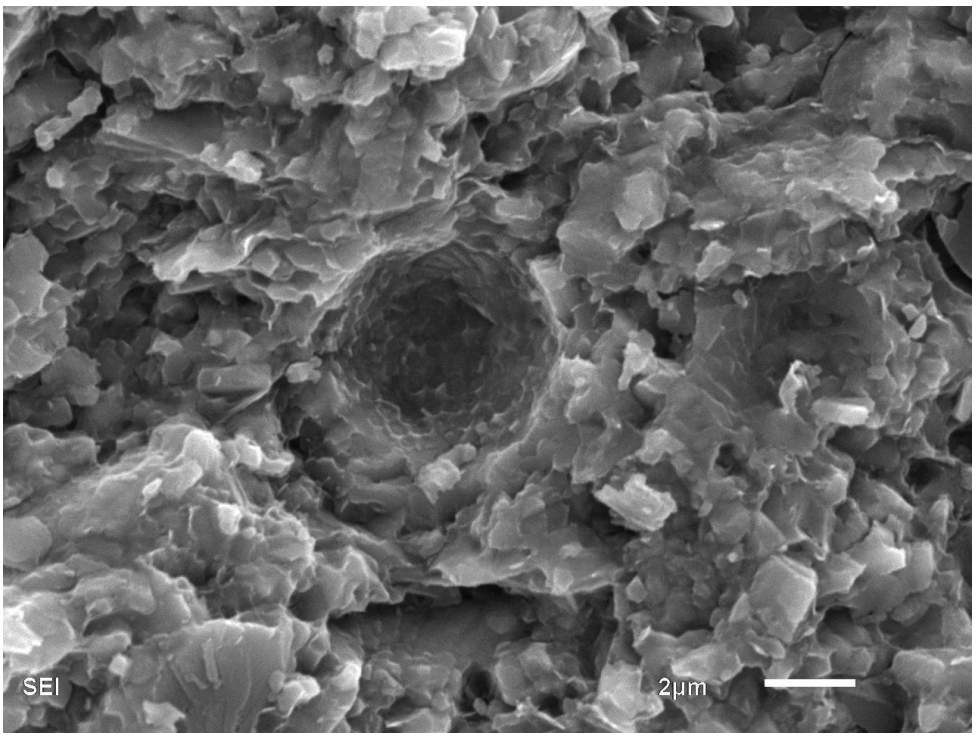


Рис. 2.73 Известняк по радиолярите. Снимок СЭМ обр. 101-14

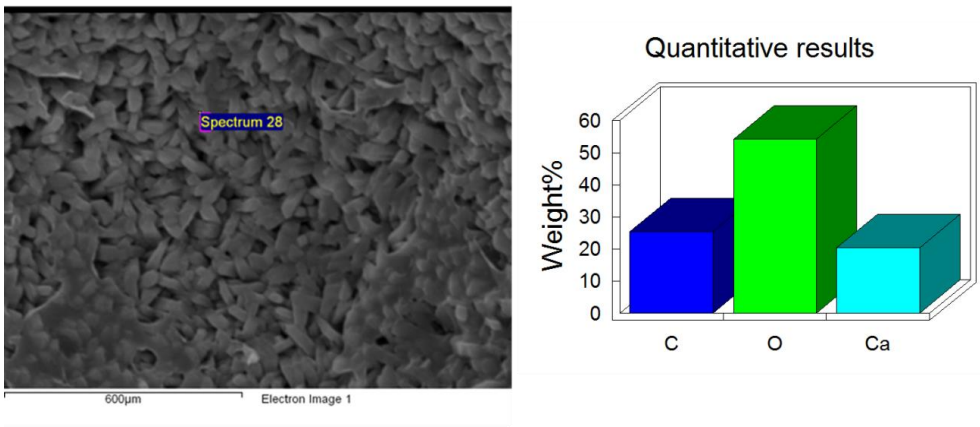


Рис.2.74 Известняк по радиолярите (снимок СЭМ, зонд)

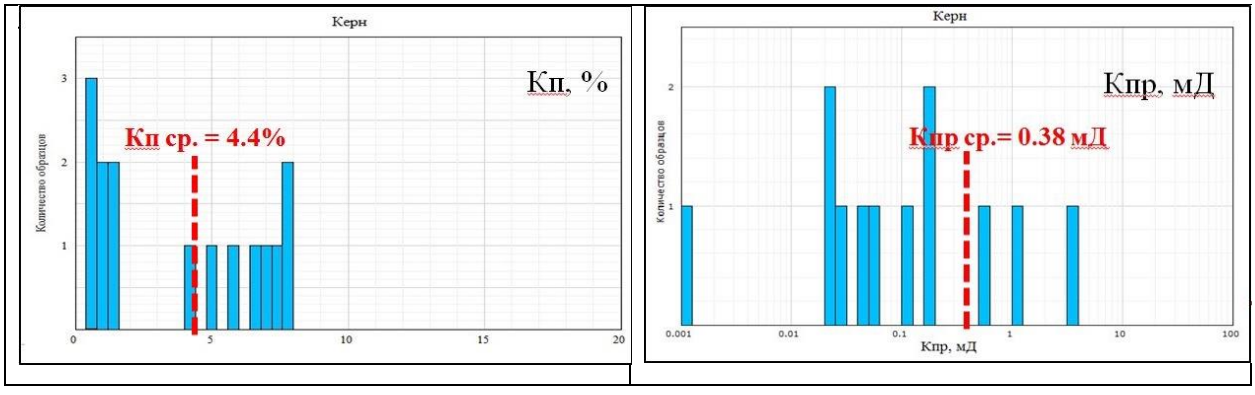


Рис.2.75 Распределение ФЕС в известняках по радиоляритам по данным керна Средне-Назымского месторождения

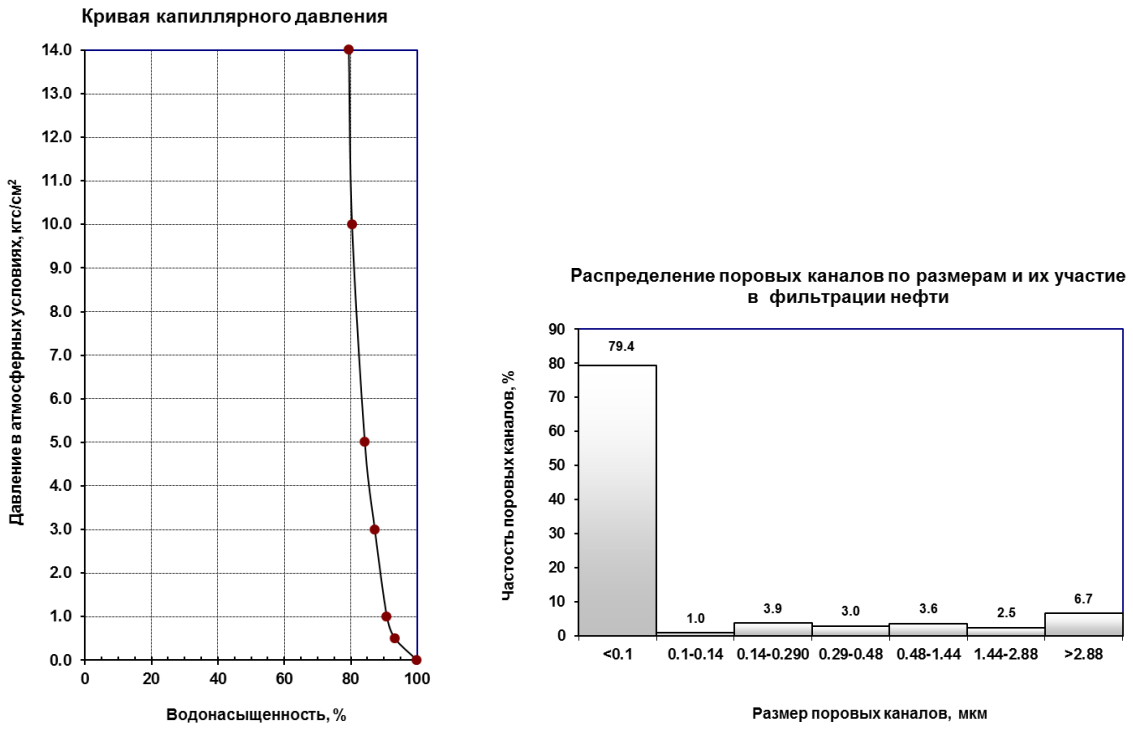


Рис.2.76 Известняк по радиоляриту (капилярометрические исследования обр. СН3008-31ц)

<u>Группы литотипов карбонатных и фосфатных низкоуглеродистых пород (ОВ менее 5 %)</u>

генетически не связаны с радиоляритами, в отличие от двух описанных выше групп литотипов потенциальных коллекторов. Породы являются первично седиментогенными. В данной группе выделен один литотип – известняки (пелоидные, биокластовые, интракластовые, кокколитовые, спикулитовые и др.). При макроописании керна данные породы уверенно визуализируются в верхней части разреза баженовской свиты в виде разнообразных линз (рис.2.77), в шлифах также выглядят довольно экзотично для баженовской свиты: характеризуются наличием разнообразных текстур и структур, в том числе, спикулитовой, с частым присутствием карбонатных пелет. Коллекторские свойства данных пород зачастую низкие. Фосфатные породы обычно сильно перекристаллизованы и карбонатизированы.

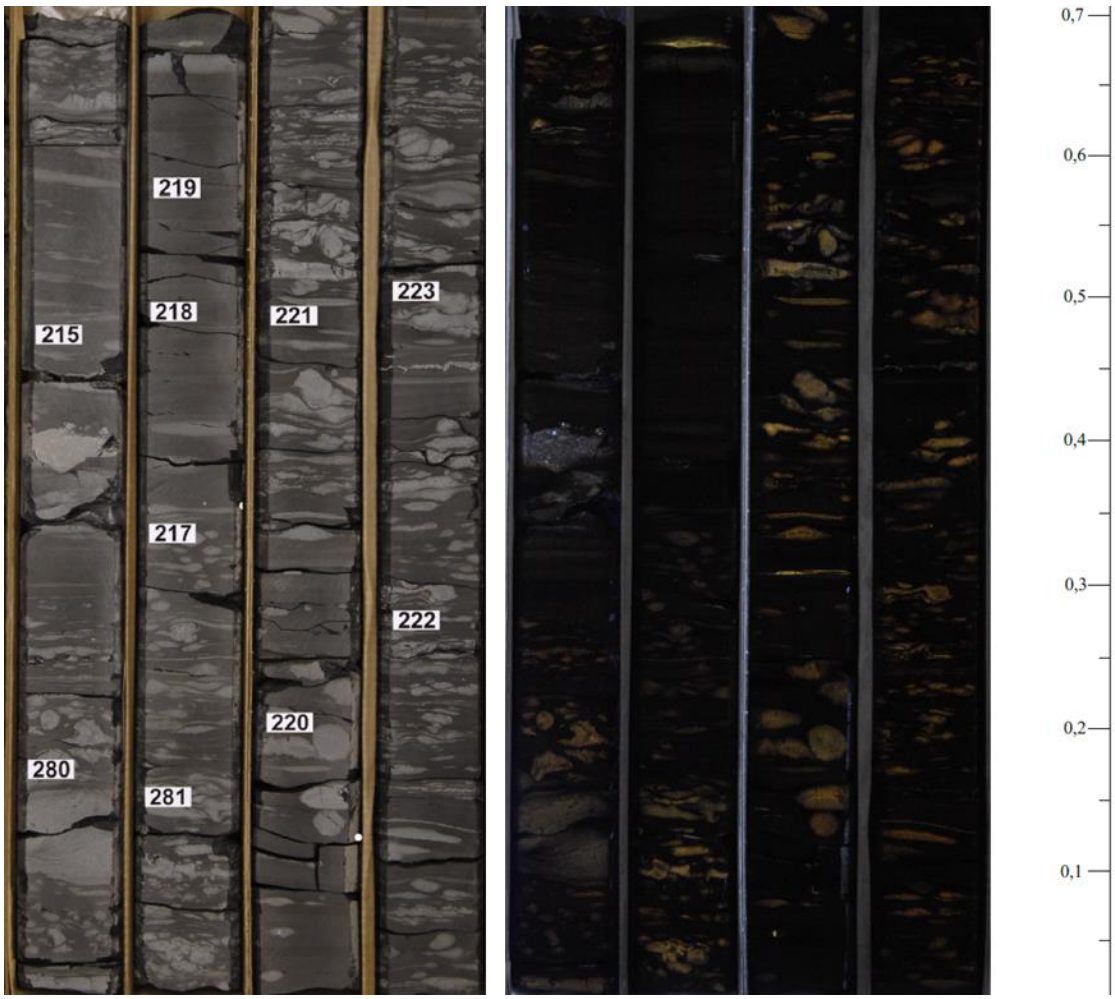


Рис.2.77 Линзы фосфатно-карбонатных пород (фотографии керна в дневном и УФ свете)

Литотип известняки (пелоидные, биокластовые, интракластовые, кокколитовые, спикулитовые) (рис.2.78-2.85) – породы рыжего, пятнистого цвета, с микритовой, органогенно-обломочной и другими структурами; неясно-слоистой, линзовидной или беспорядочной текстурой; сложенные кокколитофоридами (основная масса породы), в которых встречаются кальцитовые пелоиды, обломки различных карбонатов, фораминиферы, радиолярии часто кальцитизированные, ихтиодетрит. Данные породы могут иметь разнообразный облик. Связанное поровое пространство отсутствует, однако порода может быть трещиноватой.

Пористость пород до первых процентов, проницаемость зачастую низкая. Коллекторские свойства низкие, ёмкость формируется между форменными компонентами пород, характерна трещиноватость.

По данным пиролиза содержание ОВ в среднем около 4,8 % масс, пиролитические параметры S1 в среднем 1 мг УВ/г породы; S2 в среднем 12,5 мг УВ/г породы (данные по Средне-Назымскому месторождению, стадии катагенеза $МК_2$).

Породы данного литотипа, чаще всего, тяготеют к верхней толще баженовской свиты, ассоциируются с группой литотипов высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых пород, хотя ракушняки встречаются и в средней части нижней толщи свиты.

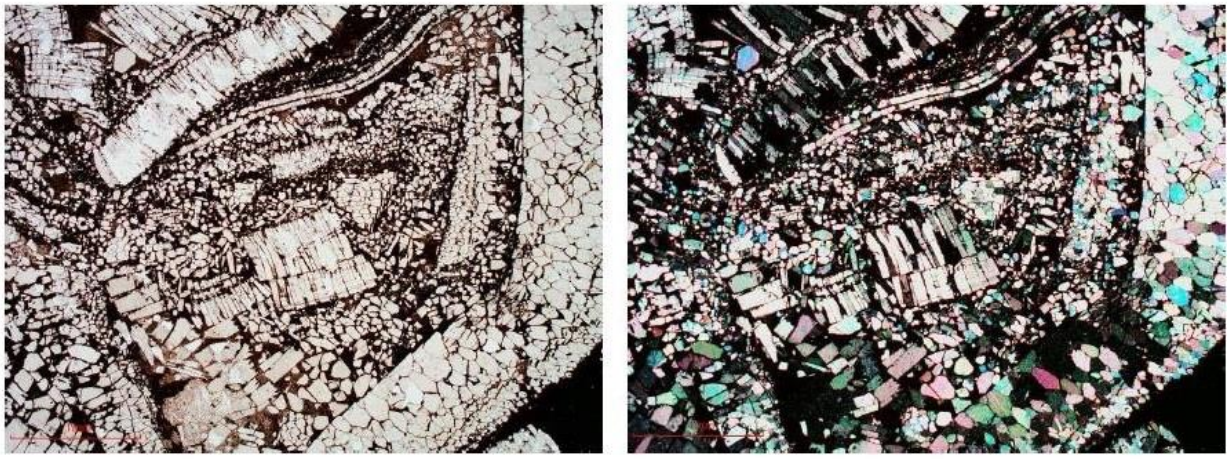


Рис. 2.78 Известняк иноцерамовый, детритовый (шлиф БО-77-167, в параллельных и скрещенных николях)

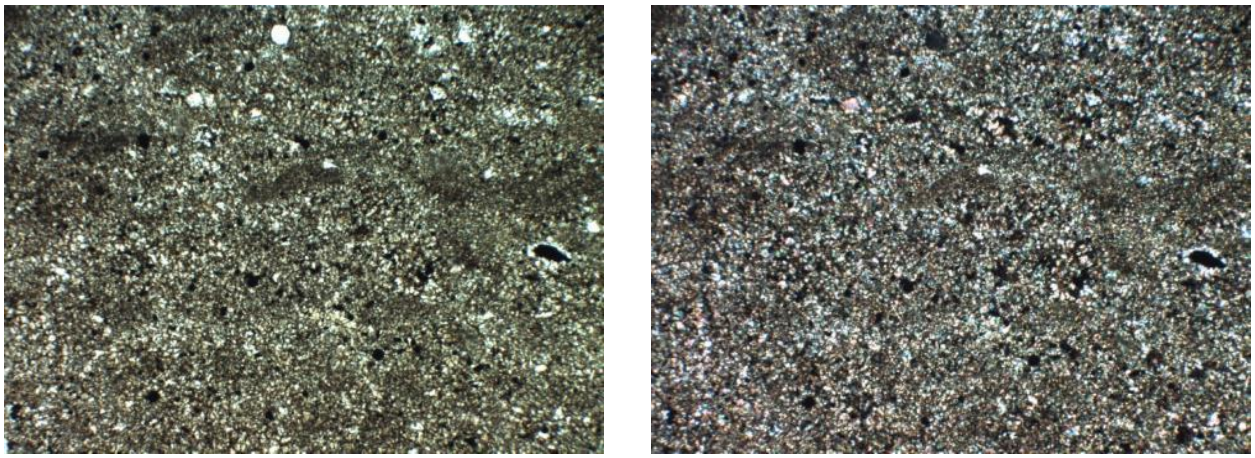


Рис.2.79 Известняк пелоидный мелко-тонкокристаллический (шлиф Апр-10-14, в параллельных и скрещенных николях)

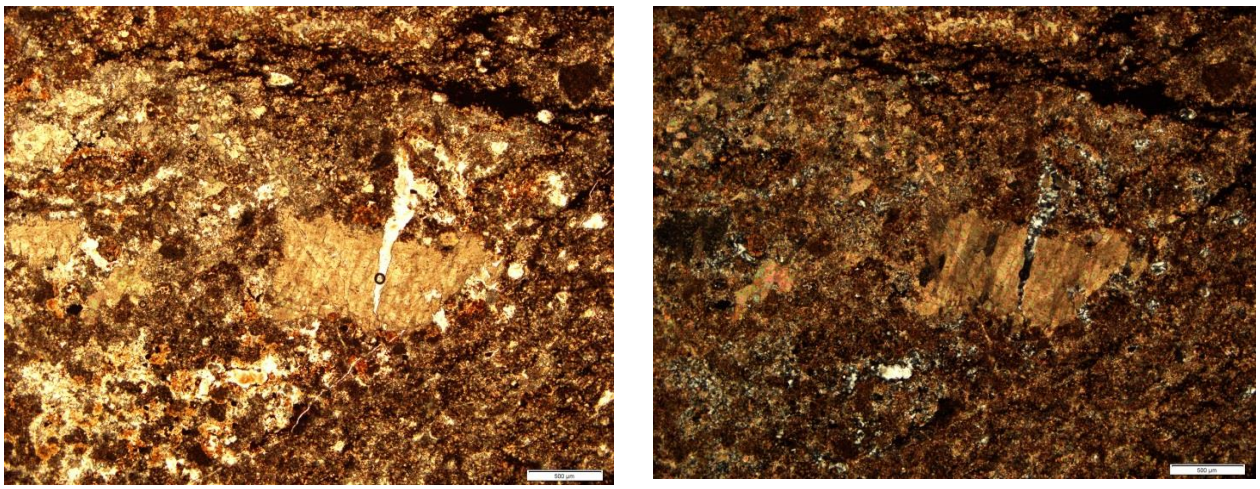


Рис.2.80 Нодуль известняка пелоидно-интракластового (шлиф обр. НЯ-2-27, в параллельных и скрещенных николях)

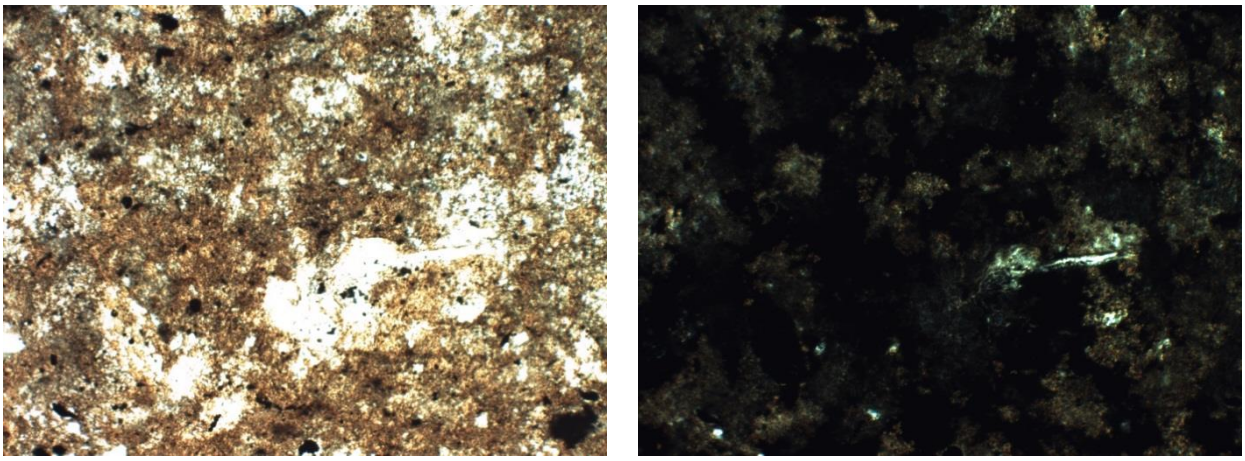


Рис.2.81 Известняк интракластовый с фосфатными пелоидами (шлифа В-Тюм 34-28, в параллельных и скрещенных николях)

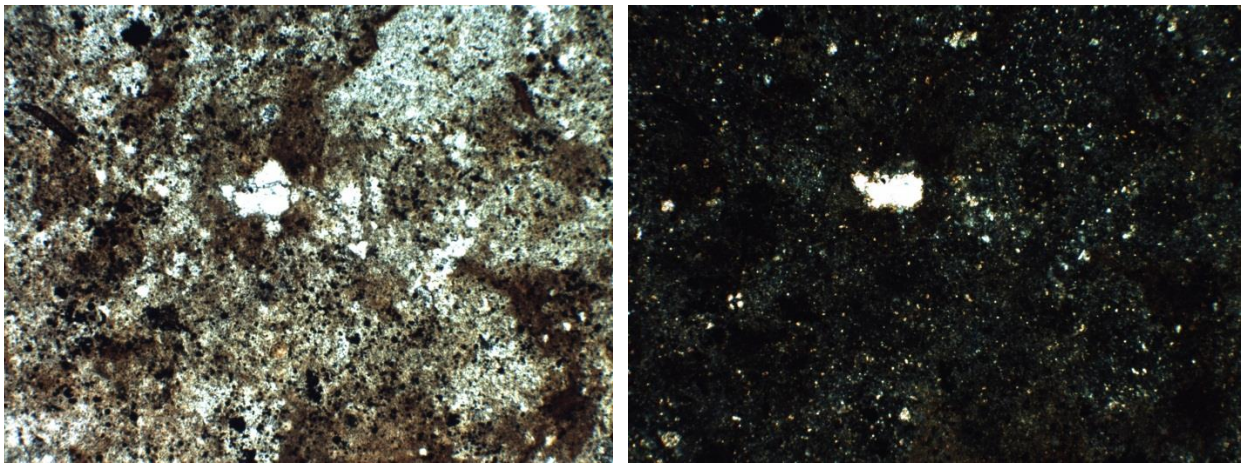


Рис.2.82 Известняк пелоидный, окремнелый (шлиф ЮжМай413-4, в параллельных и скрещенных николях)

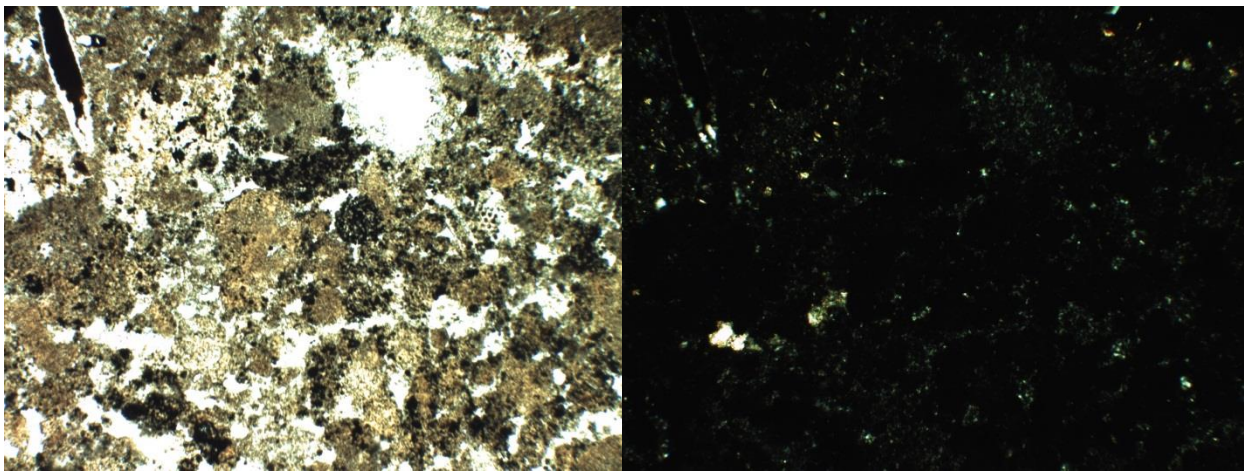


Рис.2.83 Известняк пелоидно-биокластовый (шлиф Миш-184-24, в параллельных и скрещенных николях)

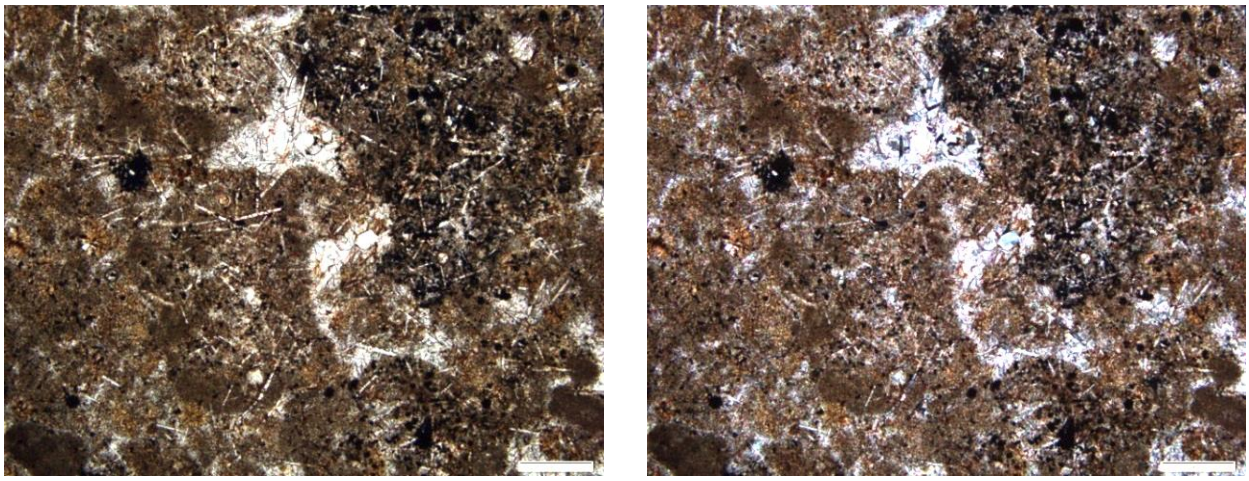


Рис.2.84 Известняк спикулитовый (шлиф А-11-6, в параллельных и скрещенных николях)

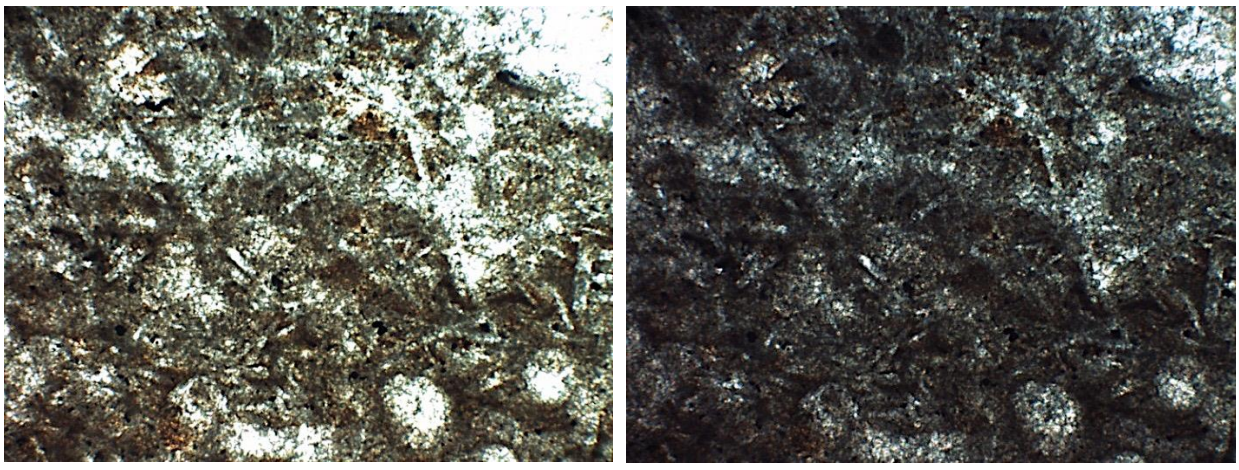


Рис.2.85 Известняк спикулитовый (шлиф Тюм-34-27, в параллельных и скрещенных николях)

Примеры рентгенограмм типовой породы этой группы литотипов: уверенно выделяются рефлексы кальцита, кварца, ПШ, глауконита (рис. 2.86).

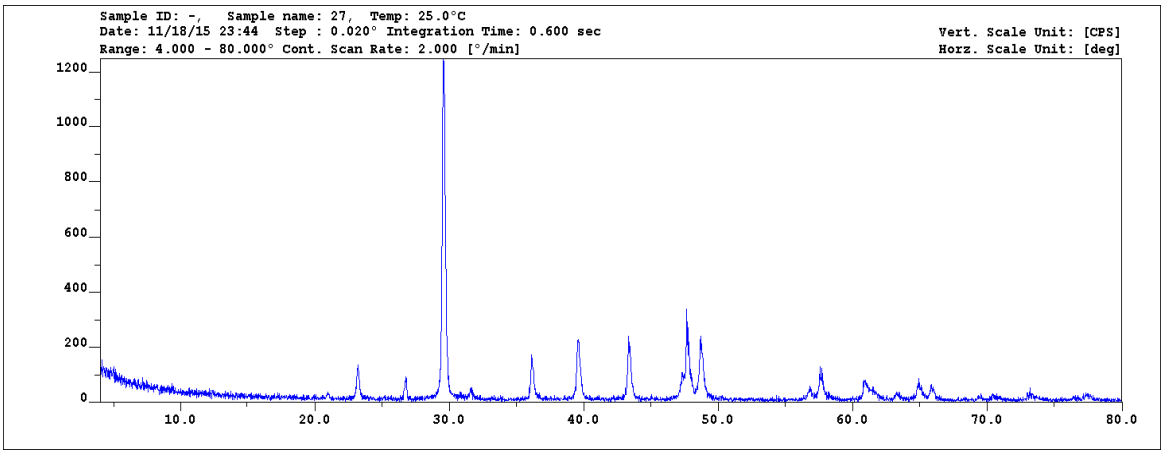


Рис.2.86 Известняк спикулитовый (рентгенограмма обр. Тюм-34-37). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кальцит, кварц, ПШ, глауконит

Томографические исследования. Известняк с однородной основной массой, присутствует пирит, который в виде отдельных глобул и пиритизированных фрагментов неравномерно распределен в объеме образца. Отмечаются мелкие линзы ОВ или поры (рис.2.87- 2.88).

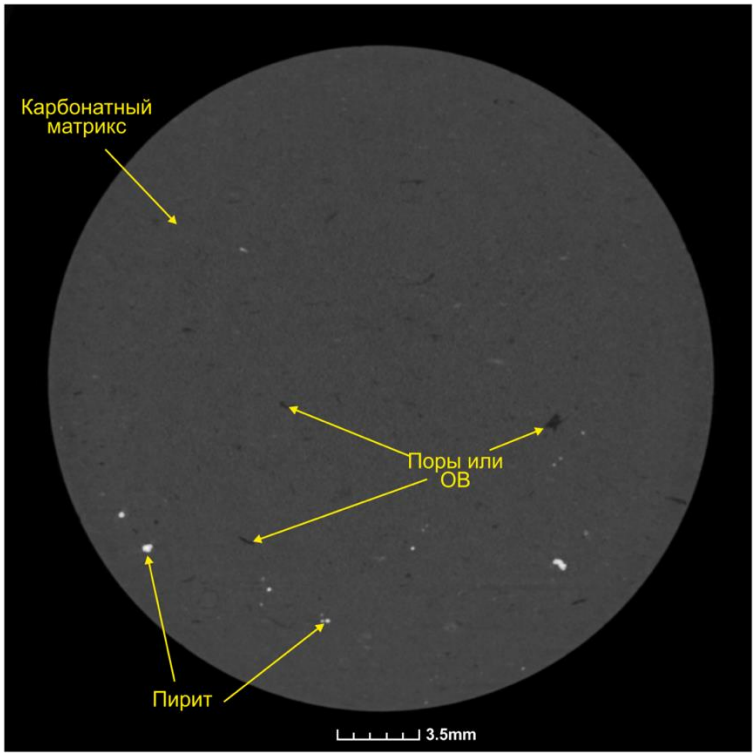
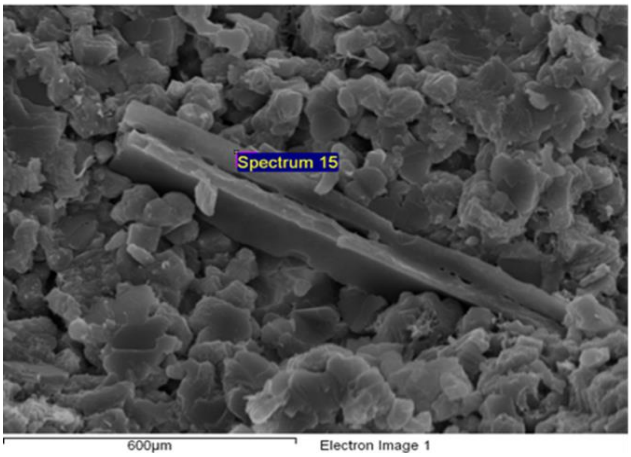


Рис.2.87 Отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца диаметром 30 мм с результатами интерпретации



Рис.2.88 3D-модель распределения пирита в объеме цилиндрического образца А10-4ц диаметром 30 мм

На **снимках СЭМ** хорошо различимы карбонатные спикулы губок (рис.2.89).



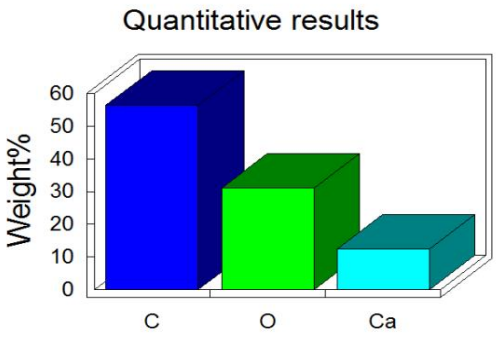
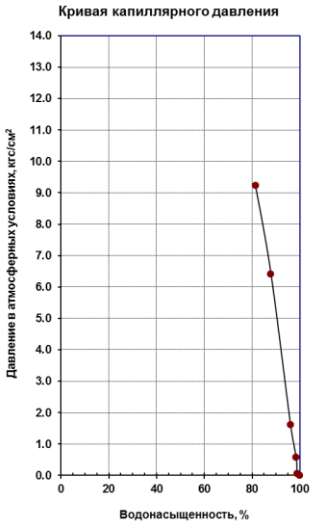


Рис.2.89 Известняк спикулитовый (снимок СЭМ): в основной массе кристаллы кальцита, в центре – шиповидный остаток спикулы

Капилярометрические исследования (рис 2.90) показали наличие около 20% пор, размер которых позволяет флюидам фильтроваться через породу.



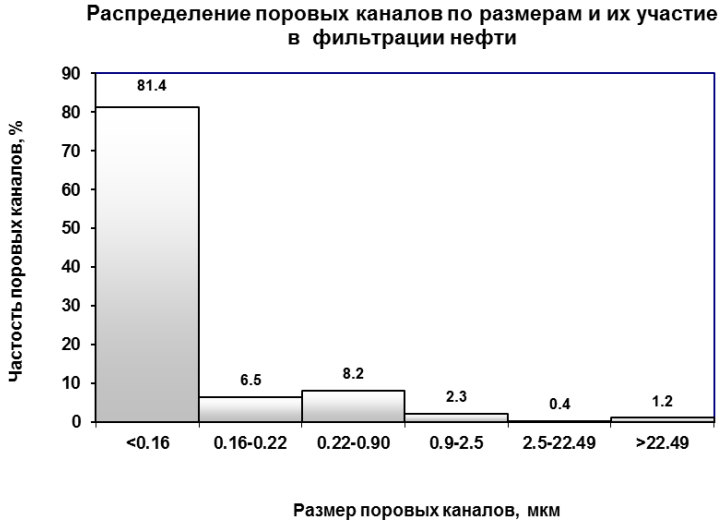


Рис.2.90 Известняк интракластовый
(капилярометрические исследования обр. СН3008-31ц)

Литотип фосфориты карбонатизированные (рис.2.91 - 2.95) – пятнистые породы с микритовой, органогенно-обломочной и другими структурами; неяснослоистой, линзовидной или беспорядочной текстурой; сложенные кокколитофоридами (основная масса породы), в которых встречаются фосфатные и кальцитовые пелоиды, обломки различных карбонатов, фораминиферы, радиолярии часто кальцитизированные, ихтиодетрит. Данные породы могут иметь разнообразный облик. Связанное поровое пространство отсутствует, однако порода может быть трещиноватой. Отличительной особенностью данной группы пород является ее уникальный каротажный облик, связанный с высокой радиоактивностью фосфатов, на что указывал М.Ю. Зубков (2015) [124], Г.А. Калмыков с соавторами (2016) [131].

Пористость пород до первых процентов, проницаемость зачастую низкая. Коллекторские свойства низкие, ёмкость формируется между форменными компонентами пород, характерна трещиноватость. Однако встречаются и породы с высокой пористостью, часто подвергшиеся выщелачиванию карбонатного цемента или с поровым пространством, расположенным, например, между фосфатными пелетами (до 15 %).

По данным пиролиза содержание ОВ в среднем около 4,8 % масс, пиролитические параметры S1 в среднем 1 мг УВ/г породы; S2 в среднем 12,5 мг УВ/г породы (данные по Средне-Назымскому месторождению, стадии катагенеза $МК_2$).

Породы данного литотипа тяготеют к верхней толще баженовской свиты, ассоциируются с группой литотипов высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-

кремнистых пород.

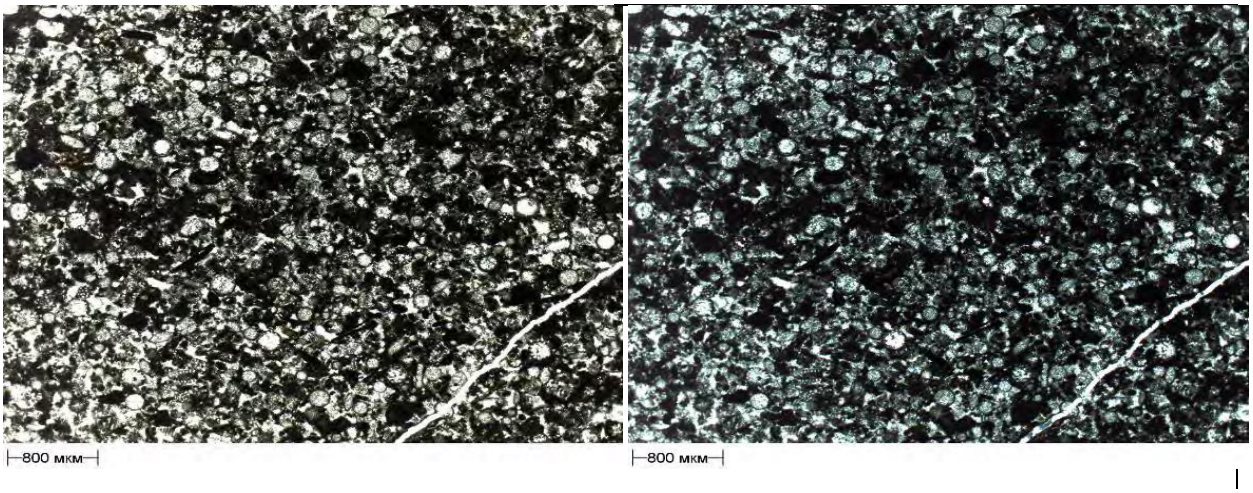


Рис.2.91 Известняк по радиолариту с многочисленными фосфатными конкрециями (шлиф Апр-15-133, в параллельных и скрещенных николях)

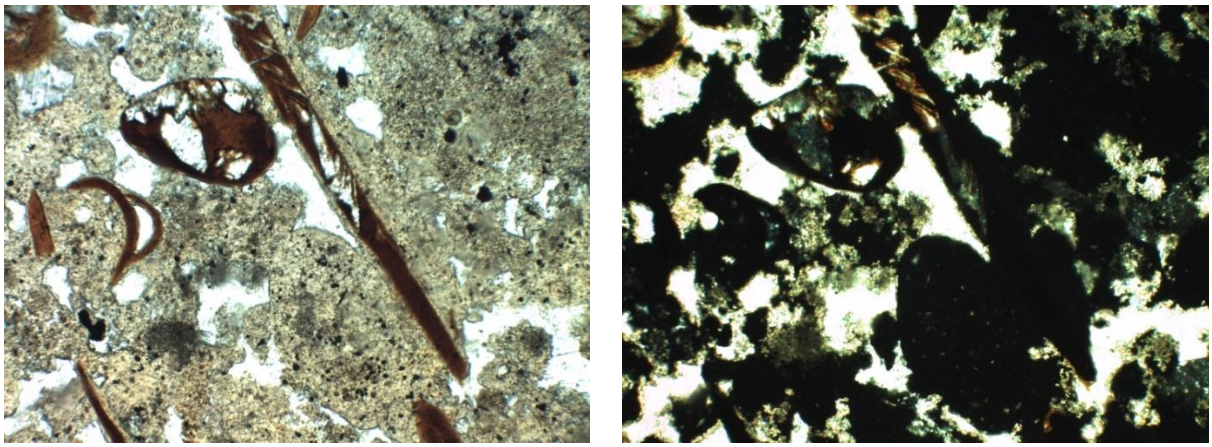


Рис.2.92 Известняк с фосфоритами (шлиф Тюм-34-28, в параллельных и скрещенных николях)

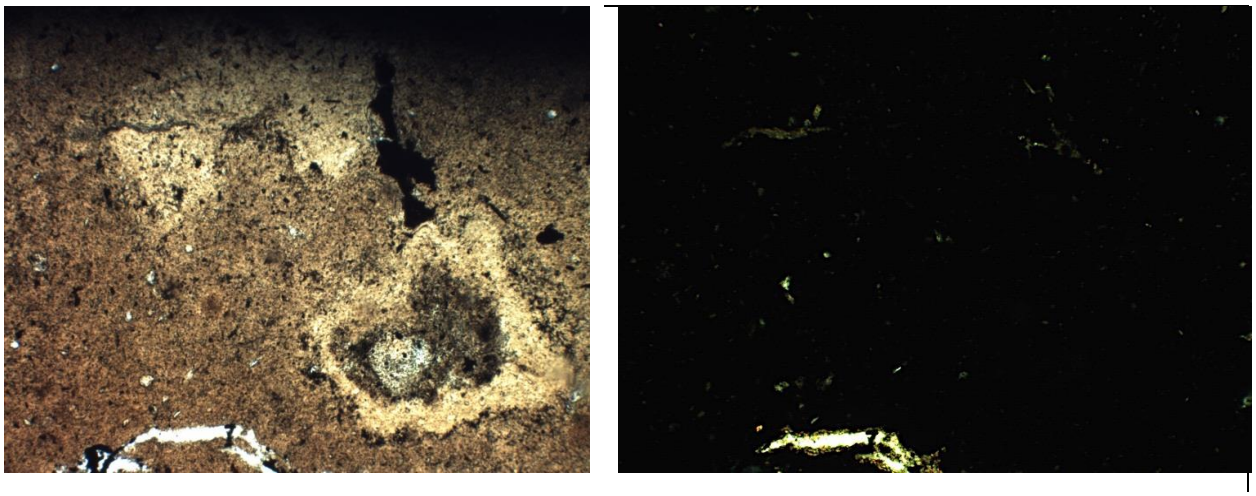


Рис.2.93 Фосфоритовая конкреция слабо карбонатизированная (шлиф Ур-7761-34, в параллельных и скрещенных николях)

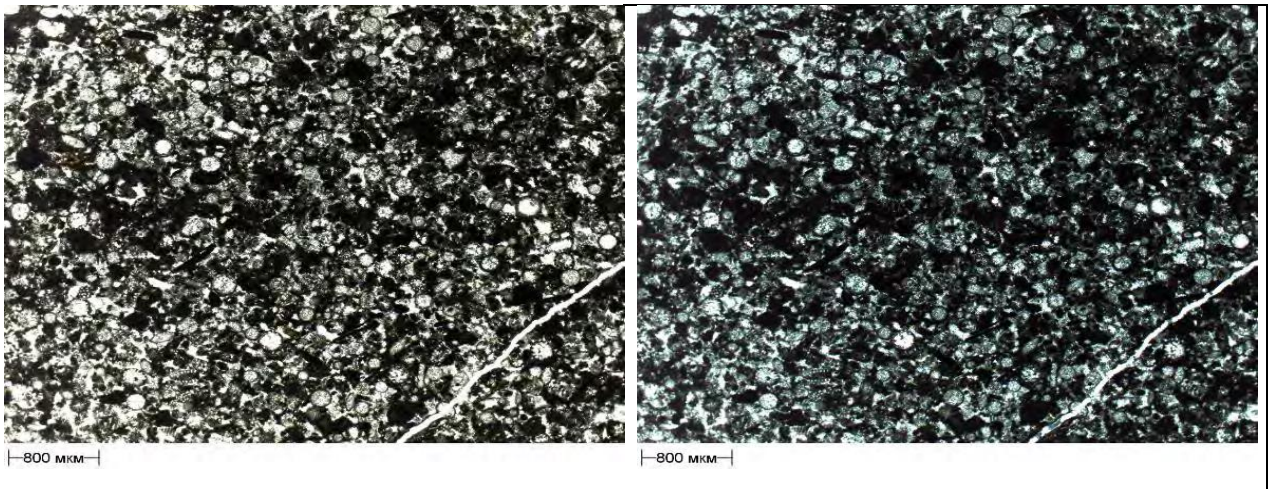


Рис.2.94 Известняк по радиоляриту с многочисленными фосфатными конкрециями (шлиф Апр-15-133, в параллельных и скрещенных николях)

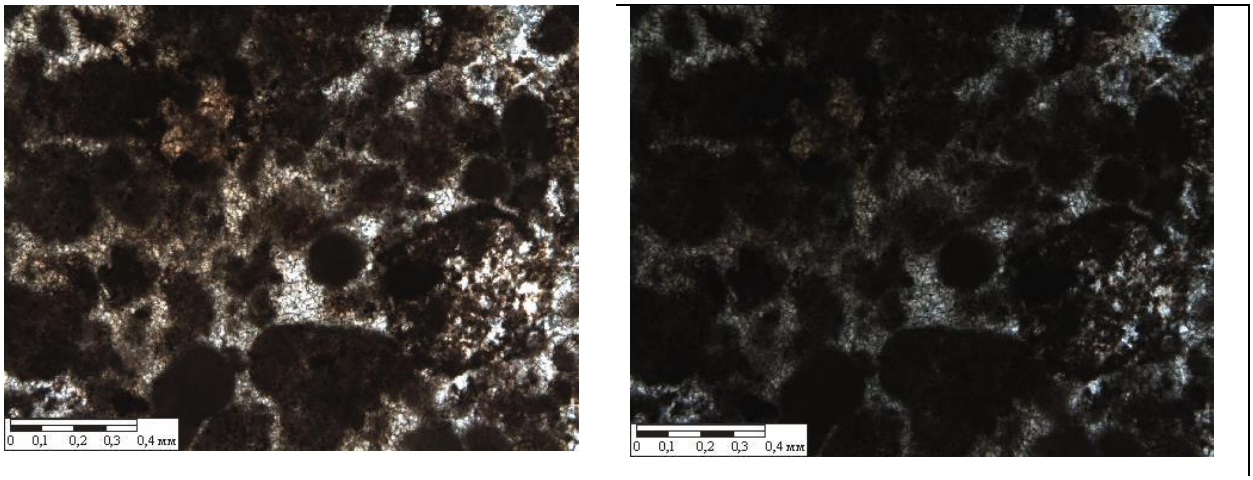


Рис.2.95 Фосфорит карбонатизированный (шлиф Апр-16-13, в параллельных и скрещенных николях)

Примеры рентгенограмм типовой породы этой группы литотипов: уверенно выделяются рефлексы апатита, доломита, кварца (рис. 2.96-2.97).

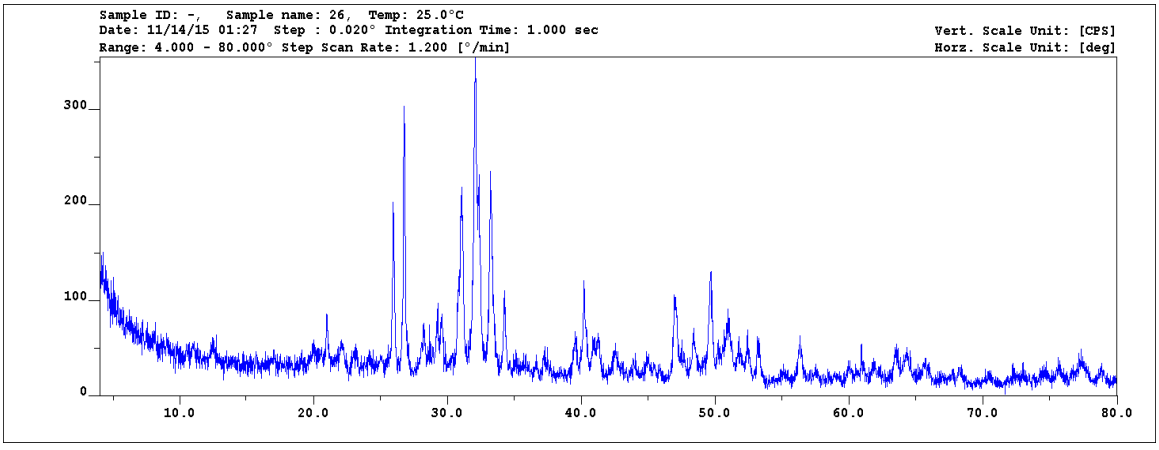


Рис.2.96 Фосфорит карбонатизированный (рентгенограмма обр.Тюм-34-28). Минеральный состав в порядке убывания содержания: апатит, доломит, кварц

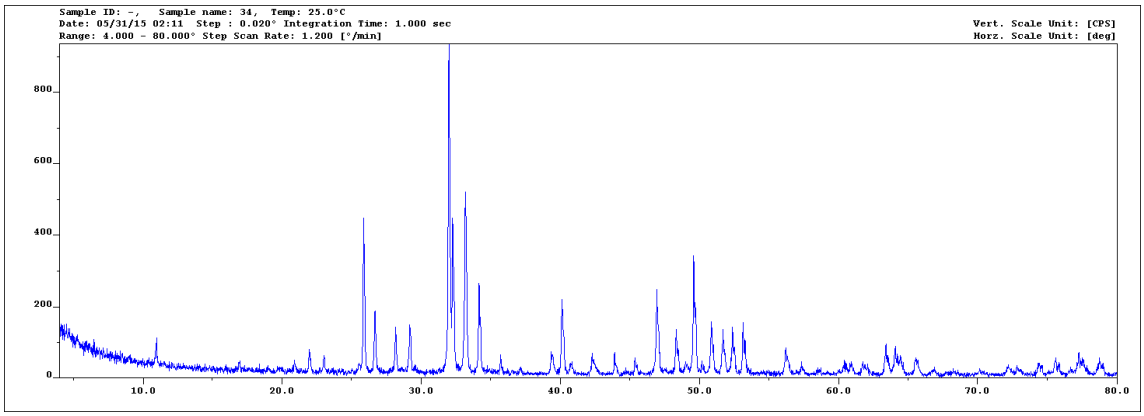
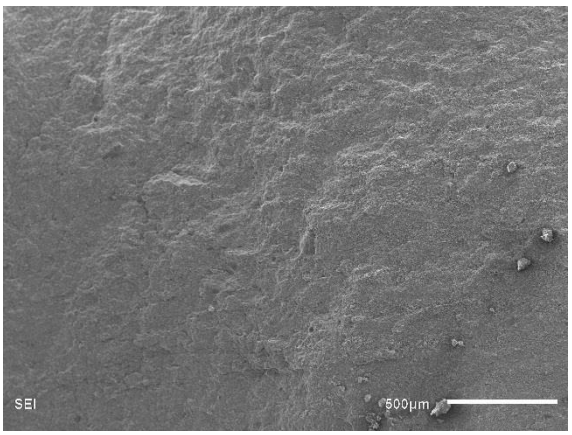


Рис.2.97 Фосфорит кремнистый (рентгенограмма обр. Ур-7761-34). Минеральный состав в порядке убывания содержания: апатит, кварц, полевые шпаты

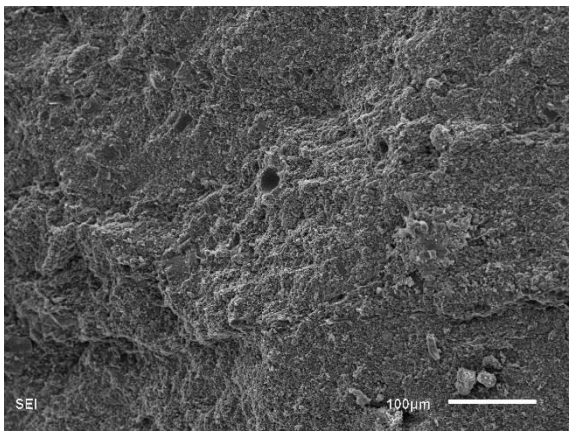
Снимки СЭМ

Основная масса известняка фосфоритового в исследуемом образце представлена кремнеземом, глинистыми минералами, органическим веществом и карбонатами. Также встречаются пирит, альбит и фосфориты. Общий вид поверхности образца породы представлен на рисунке (рис.2.98 а). Частицы пирита кубической формы образуют фрамбоиды диаметром от 2-3 мкм до 10-15 мкм (рис.2.98 в, д, г).

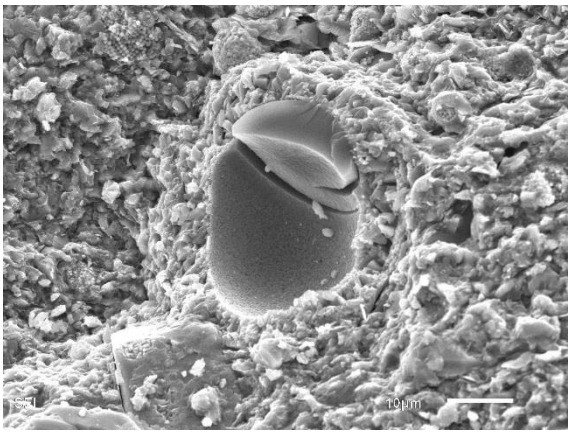
а



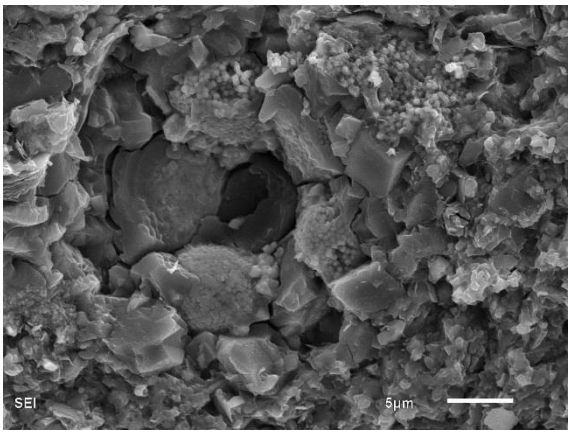
б



в



г



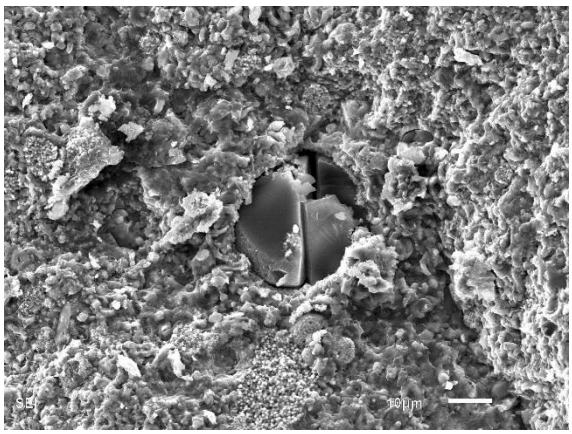
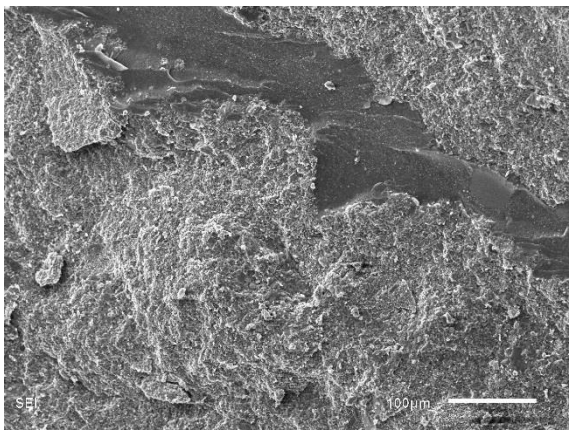
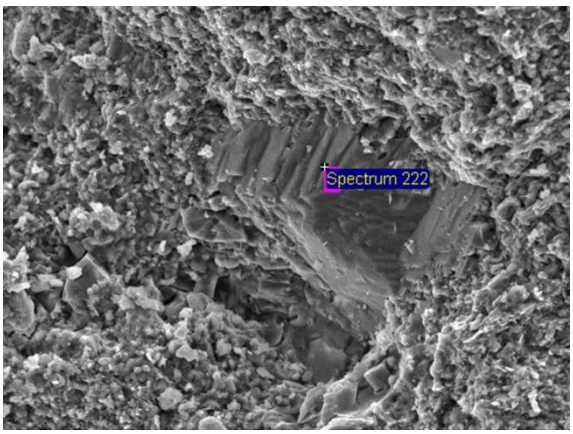
д   е

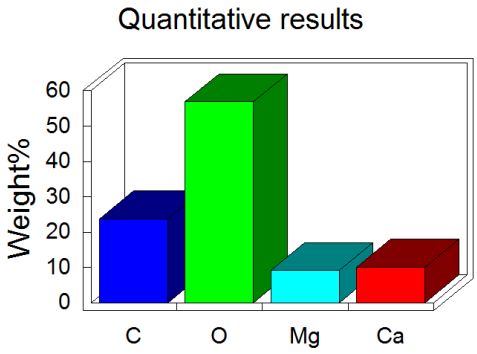
Рис.2.98 Известняк фосфоритовый (СЭМ, образца 101-114: а – общий вид поверхности образца; б – увеличенный фрагмент предыдущего снимка; в – кальцисфера, заполненная органическим веществом; г – изображение органического вещества и пирита; д – изображение органического вещества, пирита, межкристаллического и межкомпонентного порового пространства; е – органическое вещество)

Карбонатные минералы представлены кальцитом и доломитом. Кальцит слагает основную массу породы и образует кальцисферы, заполненные органическим веществом. Диаметр кальцисфер в среднем 10-15 мкм (рис.2.98 в, рис.2.99 в). Отдельные кристаллы доломита размером до 40-50 мкм и более (рис.2.99 а). В образце присутствуют фосфориты, представленные апатитом и фторапатитом, образующие гексагональные призмы длиной до 10-20 мкм шириной 8-10 мкм (рис.2.98 в, рис.2.99 б).

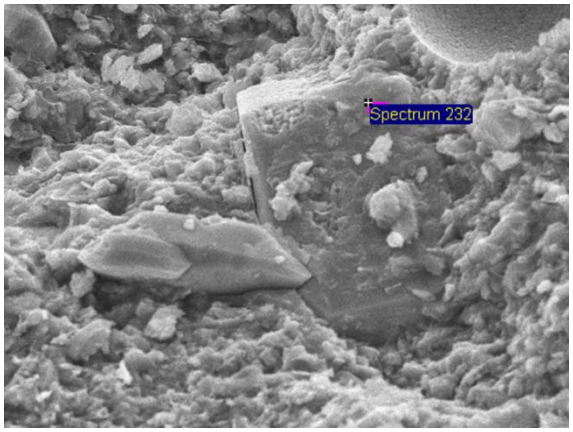
Межкристаллическое поровое пространство образовано частицами кремнезема и глинистых минералов (рис.2.98 б, в, г). Размер пор достигает 1-2 мкм. Межагрегатное поровое пространство формируется между кубическими частицами пирита. Размер пор составляет первые мкм (рис.2.98 г, д). Межкомпонентное поровое пространство наблюдается на границе органического вещества и частиц минеральной матрицы. Ширина пор может достигать 2-3 мкм (рис.2.98 д). Органическое вещество в основном заполняет кальцисферы (рис.2.98 б, в, г, д). Встречается совместно с пиритом (рис.2.98 г, д), апатитом и фторапатитом (рис.2.98 в), образует пленки, покрывая кремнистые и глинистые частицы минеральной матрицы.

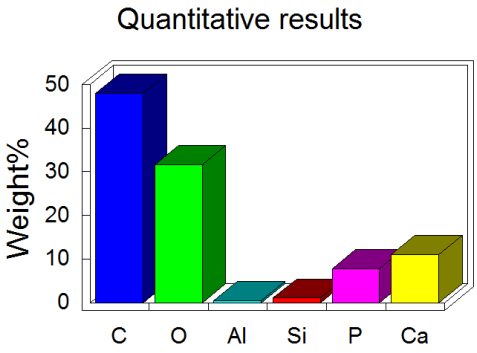
а



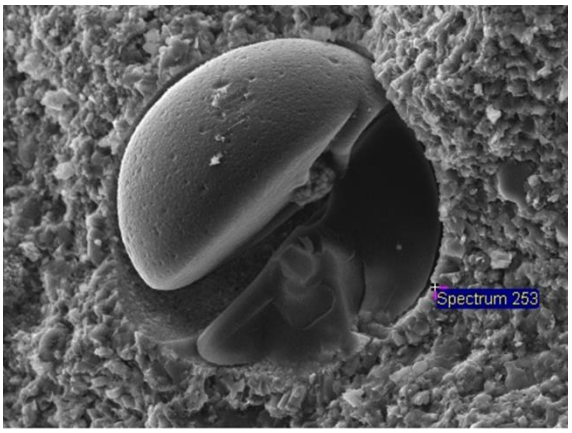


б





в



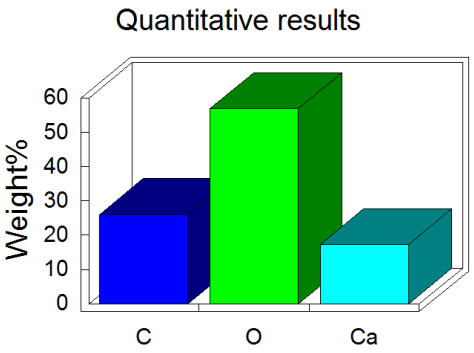


Рис.2.99 Известняк фосфоритовый (снимки СЭМ). Результаты анализа элементного состава компонента породы: а – доломит; б – апатит; в – кальцит

2.3. Сравнительный анализ свойств разных классов пород баженовской свиты

Проведенные исследования позволили систематизировать большой объем данных о литологическом составе баженовской свиты и охарактеризовать ее основные литологические типы, объединить их в группы литотипов и классы пород. Свойства выделенных подразделений, изученные различными методами, обобщены в таблицах 2.1, 2.2.

Литотипы пород различаются не только минеральным составом. Важнейшим параметром для нефтематеринской свиты является содержание, степень катагенетической зрелости и состав органического вещества, которые необходимо определять на каждом месторождении, где планируется разработка [130].

Исследованиями ОВ баженовской свиты занимались геологи с момента ее открытия. Ведущие геохимики за прошедший период исследовали огромный объем кернового материала, определяя содержание ОВ, состав и соотношение его компонентов, степень катагенетической зрелости и другие параметры. В части данной тематики большой вклад внесли О.К. Баженова, Т.К. Баженова, С.Н. Белецкая, В.А. Волков, И.В. Гончаров, Ф.Г. Гурари, А.Н. Гусева, М.В. Дахнова, Т.П. Емец, А.В. Истомин, Г.А. Калмыков, А.Г. Калмыков, Л.И. Климова, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Е.В. Козлова, В.О. Красавчиков, Н.В. Лопатин, С.В. Можегова, И.И. Нестеров, С.Г. Неручев, Е.С. Назарова, Н.В. Обласов, Е.Е. Оксенойд, Е.В. Олейник, А.Ю. Самойленко, Е.В. Соболева, С.В. Фадеева, Н.П. Фадеева, А.Н. Фомин, А.В. Шпильман и многие др.

В данной работе использовались результаты геохимических исследований органического вещества пород баженовской свиты, полученные д.г.-м.н. М.В. Дахновой, С.В. Можеговой (ВНИГНИ), А.Я. Куклинским, А.Ю. Самойленко (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»), Е.В. Козловой (Сколтех), Е.А. Бакай (МГУ им.М.В.Ломонсова), Н.Е. Гавриловой (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»), Д.А. Спиридоновым (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть») в различное время в рамках комплексных работ, в которых участвовал автор.

Ниже приведены основные характеристики органического вещества двух классов пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения, преобразованного до стадии катагенеза $МК_2$.

Класс нефтематеринских карбонатно-глинисто-кремнистых низкопроницаемых пород (доманикитов – неколлекторов) – тонкослоистые, тонко-линзовиднослоистые породы, аномально обогащенные органическим веществом (до 25 %) и глинистыми компонентами (более 10 %). Органическое вещество является породообразующим и

Таблица 2.1. Сравнительная характеристика классов нефтематеринских пород: низкопроницаемых - неколлекторов и потенциальных коллекторов

Классы пород	минеральный состав, %					структура	текстура	органическое вещество	Геохимическа			емкостное пространство	ФЕС		хрупкость	наличие притоков по ПГИ	каротажный облик	Общая характеристика коллекторских свойств, ОВ - потенциал извлечения УВ
	кремнезем	глина	карбонаты	пирит	примеси				TOC	S1	S2		Кп, %	Кпр, мД				
Нефтематеринские карбонатно-глинисто-кремнистые углеродистые породы - неколлекторы	более 30	более 15	до 40 (встречается послойная карбонатизация)	до 30 (послойная пиритизация)	неокатанные алевритовые зерна кварца, полевых шпатов, редко вулканическое стекло, зерна глауконита	пелитовая	тонко-слоистая, линзовидно-слоистая, реже - порфировидная	до 25-30, является цементом	от 5 до 25	от 3 до 15	от 15 до 130	закрытые поры	от 1 до 8 (общая)	непроницаемые	пластичные	нет	углеродистых, глинистых пород	практически непроницаемые, пластичные породы с высоким содержанием ОВ и глин. ОВ является породообразующим и цементирующим в породе. Содержат сорбированные керогеном УВ. Нет связанного порового пространства. Извлечь УВ из данных пород существующими технологиями за счет изменения пластового давления - невозможно.
Нефтематеринские кремнисто-карбонатные породы - потенциальные коллекторы	до 80	до 5 - (редко)10	до 90	до 15	зерна глауконита, ихтиодетрит	биоморфная, органогенно-обломочная, микритовая, средне-мелкокристаллическая	неяснослоистая, тонколинзовидная, беспорядочная	до 5	до 5	от 1 до 16	от5 до 15	трещинное, поровое, микрокаверновое	до 25	до дес. мД	хрупкие	есть	"уполтненных интервалов"	проницаемые, хрупкие породы с относительно пониженным содержанием ОВ и глин. Содержат миграционноспособные УВ. Связанное поровое пространство формируется в межкристаллическом и внутри, меж-форменном пространстве. УВ из данных пород выходят в скважину при снижении пластового давления. Разрабатываются сегодня имеющимися технологиями.

Таблица 2.2. Разностороняя характеристика литотипов пород баженовской свиты на основе литогенетической классификации

Данные обобщены для территории ХМАО																		Данные обобщены для градации катагенеза ОВ МК2 (на примере Средне-Назымского месторождения)											
Стратиграфия	Доминирующий минеральный состав пород	Генотип	Классы пород	Группы литотипов	Литотипы	Особенности пород	Минеральный состав, %						Структура	Текстура	Органическое вещество (%)	Органические остатки	Емкостное пространство	Пористость (%)	Средние значения геохимических параметров ОВ											
							силициты	глины	кальцит	доломит	пирит	примеси							TOC	S_0	S_1	ΔS_2	S_{2ex}	S_2	T_{max}	T_{max}(после экс.)	HI	HI (после экс.)	OI
Баженовская свита	глинистый (более 50% глинистых минералов)	Эксплозивно-осадочные (туфовые)	"Безуглеродные" породы (субдомаиникоиды и породы со сверхрассеянной формой ОВ)	Глинистые породы с вулканокластами	Апотуфы и апотуффиты	Вулканокластов > 50%	мало	до 90			до 5	цеолиты, плагиоклазы вулканическое стекло	мелко-тонкокристаллическая, пелитовая, порфировидная	слоистая, порфировидная	отсутствует	отсутствуют	закрытые поры	н/д	н/д										
		Механогенные (территенные)		Глинистые породы без вулканокластов	Глины полимиктовые	Глины > 50%	до 20	до 90						слоистая															
	глинисто-кремнистый (более 40-50% глин или кремнезема)	Механогенно (терригенно) - биогенные	Нефтематеринские карбонатно-глинисто-кремнистые низкопроницаемые породы (доманикиты - неколлекторы)	Углеродистые глинисто-кремнистые породы (Сорг 5 - 10 %)	Углеродисто-кремнисто-глинистые породы (Сорг 5 - 10 %)	Тонко-параллельные линзовидно-слоистые	до 40	до 60	до 5	до 2	до 5	плохоокатанные зерна кварца, полевых шпатов, слюд	пелитовая	неясно-, тонко-, тонко-линзовидно-слоистая	5-10 в основной массе	радиолярии, двустворки, фораминиферы ихтиодетрит, кальцисферы	закрытые поры	общая 1 - 8	6,4 2,5-10,0	0,6 0,1-1,9	3,1 0,8-7,0	6,6 0,4-15,0	12,3 2,3-34,6	18,4 4,7-39,0	446 435-451	447 439-454	284 181-409	206 107-375	2,9 0-12,0
					Углеродисто-глинисто-кремнистые породы (Сорг 5 - 10 %)		40-60	до 40	до 5	до 2	до 5								12,5 8,2-24,8	1,4 0,5-3,5	4,5 2,3-11,1	14,8 7,7-24,2	31,1 10,4-86,7	46,2 21,7-110	444 431-449	444 437-449	367 247-460	289 152-389	3,9 1,0-11,0
				Высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы (Сорг более 10 %)	Высокоуглеродисто-кремнисто-глинистые породы (Сорг более 10 %)		до 40	до 60	до 10	до 2	до 20				более 10 в основной массе	тоже и кокколито- форминиферы			12,2 4,5-25,9	1,6 0,3-5,0	4,9 2,5-12,4	18,8 4,1-56,9	33,2 10,3-102	47 17,5-132	444 433-449	445 438-452	379 258-549	307 203-477	4,4 2,0-9,0
					Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистые породы (Сорг более 10 %)		40-60	до 40			до 30																		
				Высокоуглеродистые глинисто-карбонатно-кремнистые породы (Сорг более 10 %)	Высокоуглеродисто-карбонатно-глинисто-кремнистые породы (Сорг более 10 %)	Тоже, порфировидные с кокколитофоридами в основной массе	40-60	до 40	до 20					тонко-, тонко-линзовидно-слоистая и порфировидная															
					Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистые породы (Сорг более 10 %)		40-60	до 20	до 40																				
		Биогенные	Нефтематеринские кремнисто-карбонатные породы - потенциальные коллекторы (доманикоиды)	Вторично преобразованные радиоляриты низкоуглеродистые (Сорг менее 5 %)	Силициты (до 50 % скелетов в породе)	Кремневая однородная массивная порода	до 80	до 5	до 5		до 15	единичные зерна глауконита, алевритовая примесь 1-2 %	биоморфная	неясно-слоистая, тонколинзовидная	до 5 (1-3 %)	радиолярии, ихтиодетрит	трещины	до 8	4,9 1,3-7,7	0,5 0,1-1,2	2,7 0,3-5,6	3,5 0,5-7,4	5,8 1,3-15,2	13,5 1,7-29,8	444 436-450	446 440-449	202 131-293	154 100-226	5,5 1,0-14,0
						Тоже с реликтами радиолярий	до 70	до 5	до 30		до 5		колло-морфная																
					Радиоляриты (более 50 % скелетов в породе)	Биоморфная радиоляриевая структура	до 90	до 5	до 20	до 20	до 5						поры (микрокаверны), трещины	15 - 20	3,8 0,8-6,2	0,8 0,1-2,8	5,0 1,0-10,9	3,5 1,9-5,5	4,7 1,5-11,9	9,2 1,5-20,1	441 428-448	446 442-452	206 160-284	151 86-263	7,0 1,0-18,0
					Доломиты по радиоляритам	Доломитизация по радиоляритам	до 30	до 5	до 20	до 70	до 15							15 - 25	3,0 1,0-4,8	0,4 0,2-0,8	7,2 1,1-15,9	3,8 2,1-4,9	3,3 1,5-5,1	7,4 1,9-13,5	433 423-441	448 447-449	241 178-348	125 109-143	8,4 6,0-12,0
					Известняки по радиоляритам	Кальцитизация по радиоляритам; теневая радиоляриевая структура	до 30	до 5	до 85	до 20	до 15						трещины	1 - 4	2,3 0,6-4,2	0,6 0,1-1,2	2,9 1,2-7,2	2,6 0,7-4,7	2,4 0,6-4,8	5,1 1,3-9,9	438 432-445	446 443-449	218 139-271	125 85-205	20,0 6,0-43,0
				Карбонатные низкоуглеродистые породы (Сорг менее 5 %)	Известняки (пеллоидные, биокластовые, интракластовые, кокколитовые, спикулитовые и др.)	Разнообразные известняки и фосфориты, генетически не связанные с радиоляритами	до 10	до 10	до 95	до 5	до 5	Преобладают фосфатные пелеты (фторапатит)	органогенно-обломочная, микрокристаллическая, биоморфная	неясно-слоистая, беспорядочная, массивная		радиолярии, ихтиодетрит; спикулы губок, пеллоиды		1 - 4 (редко - выше)	4,8 3,6-5,7	1,0 0,8-1,1	0,9 0,8-1,1	1,6 0,4-2,4	10,9 7,8-15,3	12,5 8,2-16,9	448 444-450	445 441-447	257 220-305	244 184-297	8,8 5,0-14,0
				Фосфатные низкоуглеродистые породы (Сорг менее 5 %)	Фосфориты карбонатизированные			до 30																						
	фосфатный																												

TOC - общее содержание органического углерода в породе, % масс;
S0 - количество свободных (газообразных) УВ (С1-С7), выделившихся при нагреве до 90 ^{0}С, мг УВ/г породы;
S1 - количество сгенерированных УВ - продукты термического испарения до температуры 300 ^{0}С, мг УВ/г породы;
S2 - количество УВ, образованных в процессе крекинга керогена и смолисто-асфальтеновых веществ при температуре 300-650 ^{0}С, мг УВ/г породы ;
ΔS2 - количество сорбированных высокомолекулярных УВ, преимущественно смолисто-асфальтеновых компонентов, рассчитанное как разница S2 до и после экстракции, мг УВ/г породы;
S2ex - количество УВ, образованных в процессе крекинга керогена при температуре 300-650 ^{0}С, собственно генерационный потенциал керогена, оставшийся после экстракции, мгУВ/г породы;
Tmax - температура максимального выхода УВ при пиролизе керогена (до и после экстракции образца);
HI - водородный индекс (рассчитанный до и после экстракции образца), мг УВ/г TOC;
OI - кислородный индекс, мг CO_2/г TOC .

играет роль цемента, связанное поровое пространство практически отсутствует, породы не проницаемые, с крайне малым размером поровых каналов (рис.2.100).

В классе низкопроницаемых нефтематеринских пород - неколлекторов среднее содержание органического вещества примерно в два - три раза выше, чем в классе пород потенциальных коллекторов (рис.2.101). Количество пиролизуемого органического углерода (способного к преобразованию при термическом воздействии) в низкопроницаемых нефтематеринских породах также выше, чем в породах потенциальных коллекторов.

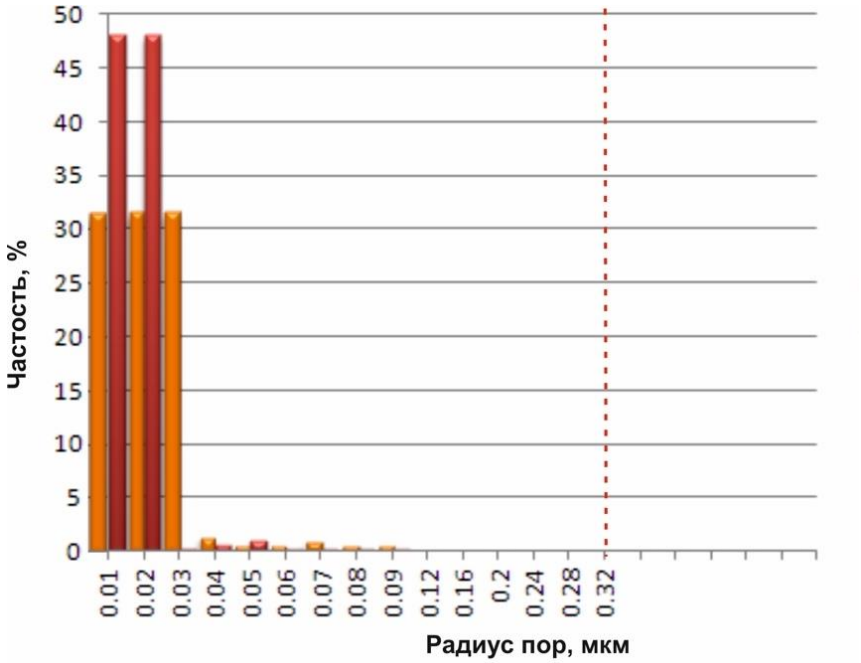


Рис.2.100 Радиус поровых каналов класса низкопроницаемых нефтематеринских пород

На рисунке 2.102 представлены формы нахождения различных УВ в общем составе ОВ и в составе пиролизуемой части ОВ (параметр РС – % масс. пиролизуемого Сорг) пород разных классов, полученные при анализе большого объема результатов пиролитических исследований по методу Rock-Eval до и после экстракции пород. В относительном эквиваленте, то есть в % от содержания ОВ (от доли Сорг), в породах потенциальных коллекторов содержится больше «легкой нефти» - около 19 %, чем в низкопроницаемых нефтематеринских - около 3 %, при этом, содержание «легких компонентов» (параметр S0+S1, мгУВ/г породы) в обоих классах пород оказывается близким. Объемное содержание смолисто-асфальтеновых веществ («тяжелой нефти» - параметр ΔS2 – разница S2, измеренного до и после экстракции породы) в нефтематеринских породах примерно в 4 раза выше, чем в породах потенциальных коллекторов, при одинаковом процентном соотношении

- около 8-9 % от концентрации ОВ (доли Сорг) пород. Пиролизуемый углерод – часть органического вещества, которая потенциально может преобразоваться в газообразные и жидкие УВ при дополнительном (техногенном) термическом воздействии – крекинге керогена. Непиролизуемый углерод (кокс) – твердая часть органического вещества, которая не преобразуется при термическом воздействии.

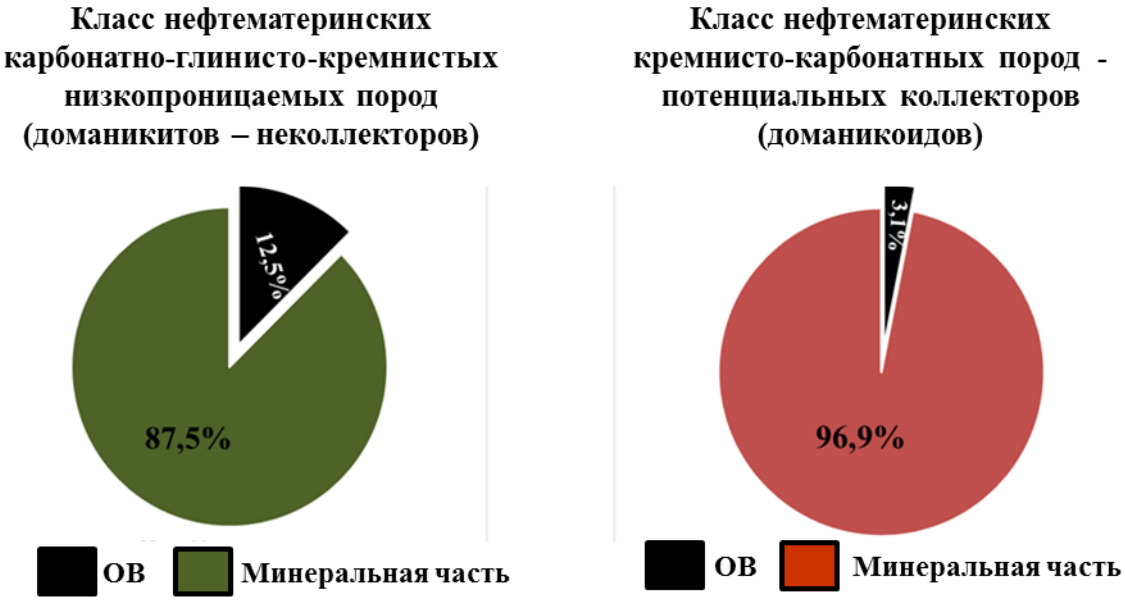


Рис.2.101 Минерально-компонентная модель низкопроницаемых нефтематеринских пород (слева) и пород потенциальных коллекторов (справа) и содержание пиролизуемого, непиролизуемого органического углерода (по данным пиролиза) на примере Средне-Назымского месторождения

Таким образом, в низкопроницаемых нефтематеринских породах содержится больше органического вещества, которое обладает значительно б**о**льшим генерационным потенциалом преобразования керогена при термическом воздействии, чем породы потенциальных коллекторов. Данный вывод не является новым, а лишь подтверждает выводы предшественников [28, 103, 129, 151, 152, 136, 191].

В классе низкопроницаемых нефтематеринских пород присутствуют жидкие УВ в значительном объеме, однако они прочно удерживаются сорбционными силами керогена, что подтверждается прямой зависимостью пиролитического параметра S1 от TOC (ОВ) (рис 2.103 – зеленые точки) [102].

Класс кремнисто-карбонатных пород потенциальных коллекторов (доманикоидов) также является нефтематеринским [20, 103, 198], при этом породы могут обладать

коллекторскими свойствами. Часто в данных породах отчетливо видны реликты первичной биогенной структуры (чаще всего, радиоляриевой), встречаются массивные и отчетливо линзовидные текстуры – свидетельства теченьевых процессов, перемыва и сортировки отложений [304]. Для них характерно низкое содержание органического вещества и глинистых компонентов, высокая степень вторичного окремнения и карбонатизации, повышенная минералогическая плотность.



Рис.2.102 Формы нахождения различных УВ в общем составе ОВ и в составе пиролизуемой части ОВ пород из разных классов по данным пиролитических исследований до и после экстракции

Для пород класса потенциальных коллекторов характерно наличие жидких УВ (нефти), способных к миграции (см. рис.2.103 – желтые точки), которые поступают из пласта в скважину в процессе разработке. Рисунок 2.104 показывает, что приточные интервалы разреза баженовской свиты, определенные по данным термометрии и расходометрии (колонка «ПГИ»), уверенно сопоставляются с классом потенциальных коллекторов,

выделенных при интерпретации ГИС (колонка «литология по ГИС»), подкреплённой анализом керна. Такая картина характерна для разрезов, где имеются кондиционные определения интервалов притока нефти, каротажные данные и полный вынос керна [197].

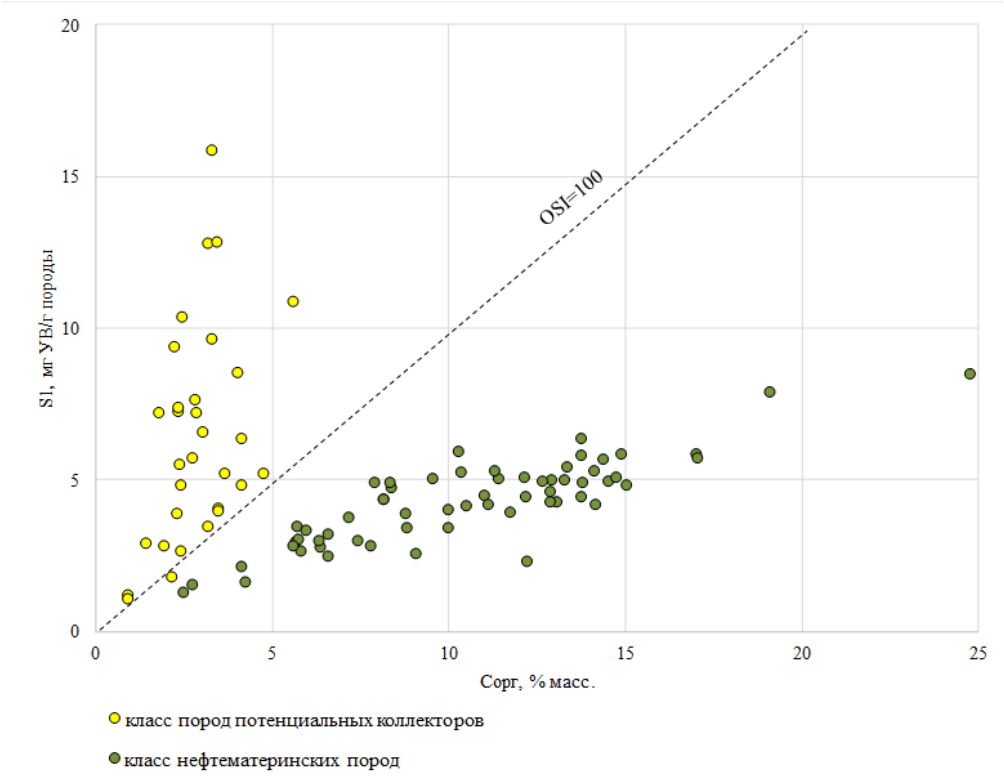


Рис.2.103 График зависимости пиролитического параметра S1 от содержания органического вещества (Сорг) в различных классах пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

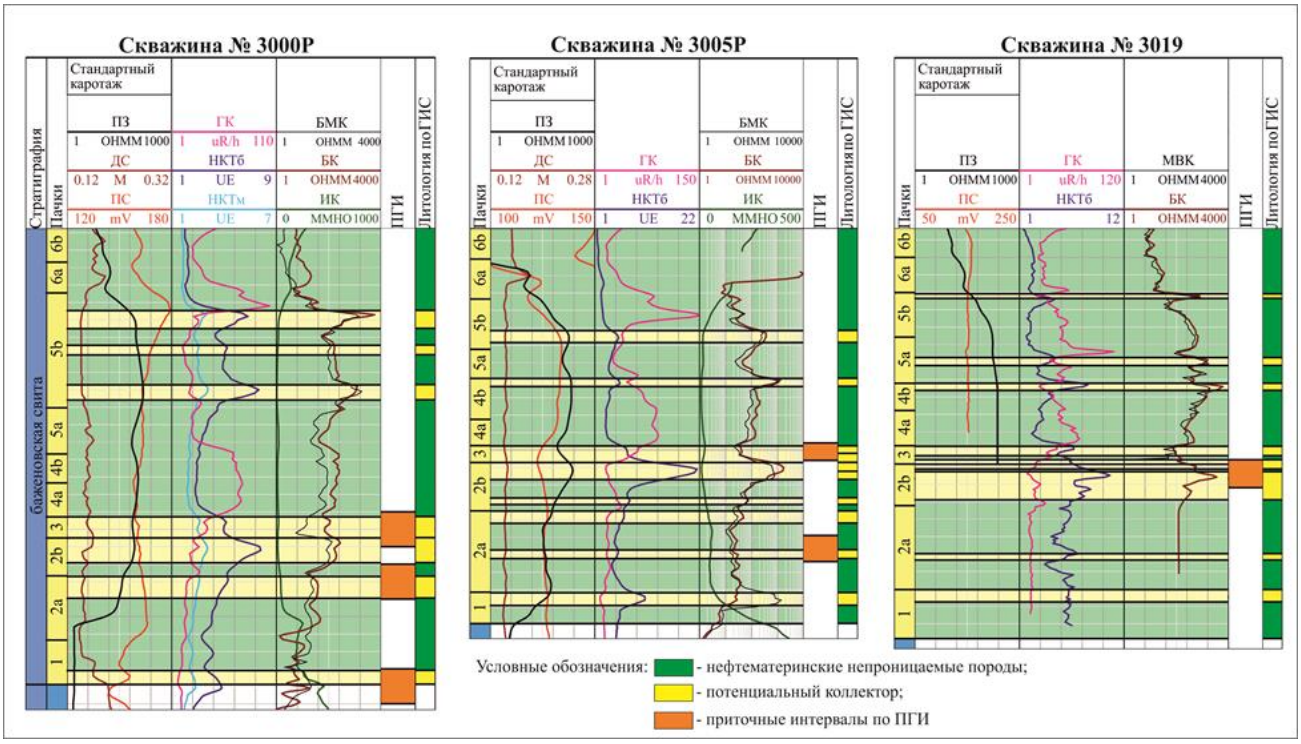


Рис.2.104 Определение интервалов притока в скважинах по данным ПГИ

Для пород класса потенциальных коллекторов характерно наличие связанных поровых каналов, размер которых позволяет флюидам свободно мигрировать (рис.2.105).

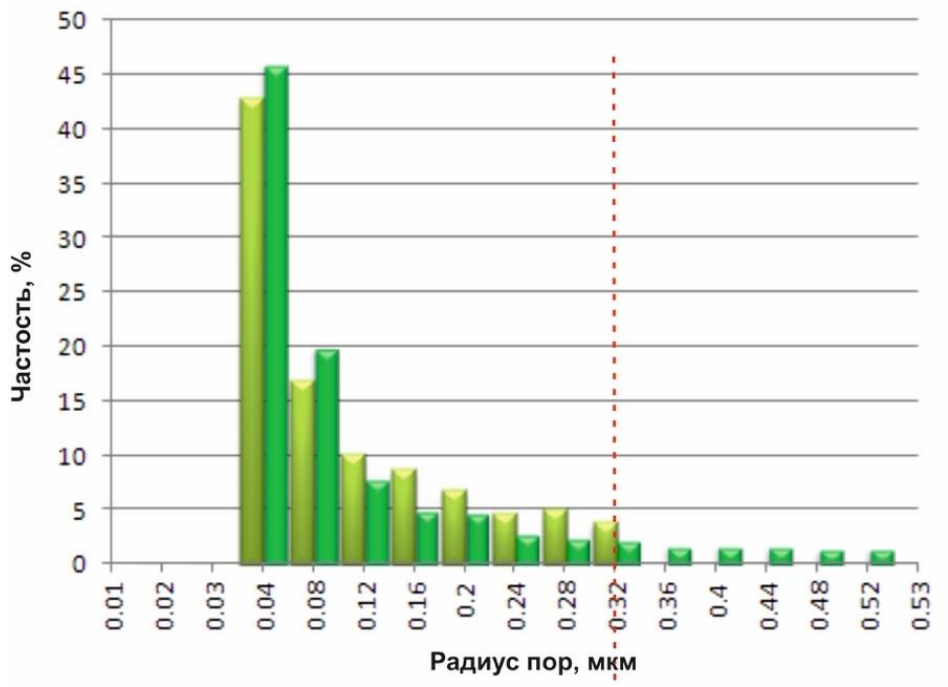


Рис.2.105 Радиус поровых каналов класса пород потенциальных коллекторов

Доказать вывод о получении притоков нефти именно из пород потенциальных коллекторов можно и другим способом. Выполнив хемокорреляцию «нефть - порода» на примере изучения с помощью газохроматографических или хроматомасс-спектрометрических исследований (ГХ или ХМС) хлороформенных экстрактов керна и нефти из отложений баженовской свиты, полученных в одной и той же скважине (пример приведен по скважине 3034 Средне-Назымской) (рис.2.106 и 2.107).

В разрезе баженовской свиты Средне-Назымского месторождения по пиролитическим данным выделяются образцы с аномально высокими значениями параметра S1 по отношению к содержанию Сорг и S2, т.е. с повышенным содержанием свободных углеводородов (показатель нефтенасыщенности OSI больше 100 мгУВ/г ТОС обоснован в работах D.M. Jarvie et all, 2012 [328]), которые по данным анализа кривых ГИС приурочены к уплотненным интервалам. Для сравнения с добываемой нефтью, выделены битумоиды из ряда образцов с «нормальным» и «аномальным» по отношению к ОВ содержанием свободных битумоидов, изучен их молекулярный состав с помощью газохроматографического анализа.

Сравнение звездных диаграмм нефтей и экстрактов пород (метод резервуарной геохимии «отпечатков пальцев») [102, 335 - метод Kaufman , 1987] в одной и той же скважине – Средне-Назымская 3034 – и диаграмма Кеннона-Кессоу показали, что наиболее близким составом к нефти обладают экстракты из уплотненных нефтенасыщенных интервалов разреза (см. рис.2.105 и 2.106), а значит, между ними существует тесная генетическая связь. Другими словами, миграционно способная нефть содержится в породах – потенциальных коллекторов, и выходит из них в процессе разработки в скважину. Данный вывод получен ранее рядом авторов [102; 103].

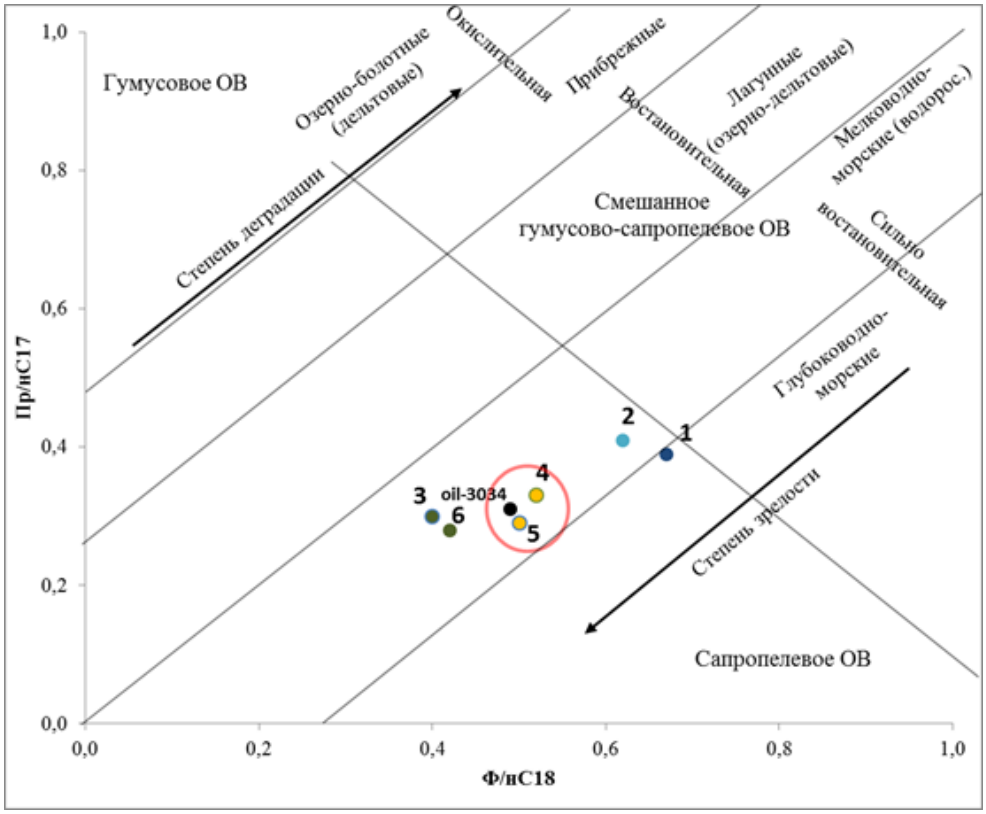


Рис.2.106 Диаграмма Кеннона-Кессоу для нефти и хлороформенных экстрактов из разных литологических типов пород баженовской свиты в скважине 3034 Средне-Назымской

Примечание: хлороформенные экстракты: 1 – высокоуглеродистые глинисто-карбонатно-кремнистые породы; 2 – фосфатно-карбонатные породы; 3 – высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы; 4 – доломиты по радиоляриту; 5 – радиоляриты*; 6 – углеродистые глинисто-кремнистые породы;* **oil-3034 – данные нефти**

Таким образом, классы пород отличаются друг от друга по всем основным свойствам (табл.2.3) и главной характеристике – способности отдавать нефть в скважину при существующих технологиях разработки. Контрастные свойства классов пород (табл. 2.3) позволяют их уверенно выделять как при изучении керна по данным любого вида исследований (минералогических, геохимических, определения ФЕС или геомеханических свойств), так и при интерпретации каротажа.

Разделение разреза баженовской свиты на классы пород может быть использовано при построении трехмерных геологических моделей с целью повышения их качества и прогнозной способности (глава 3).

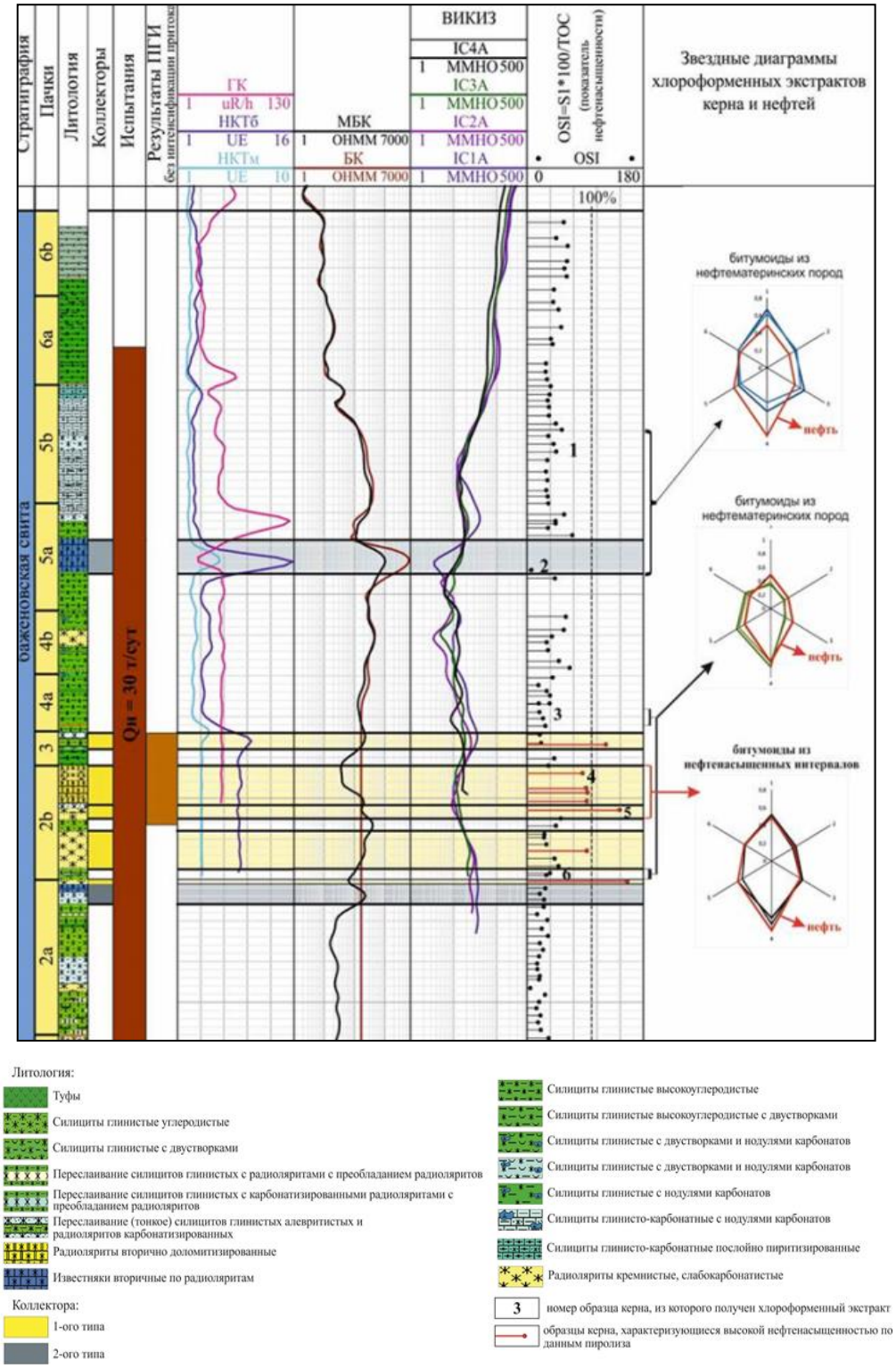


Рис.2.107 Литолого-стратиграфический разрез и звёздные диаграммы хлороформенных экстрактов разных пород баженовской свиты в скважине 3034 Средне-Назымской и их сравнение со звездной диаграммой нефти, полученной в той же скважине из отложений баженовской свиты

Таблица.2.3 Сравнение свойств классов низкопроницаемых нефтематеринских пород и потенциальных коллекторов

Класс низкопроницаемых нефтематеринских пород - неколлекторов (доманикиты)	**Класс нефтематеринских пород - потенциальных коллекторов (доманикоиды)**
Тонкослоистые, тонко-линзовиднослоистые породы	Реликты первичной биогенной структуры (чаще всего, радиоляриевой), встречаются массивные и линзовидные текстуры
Аномально обогащенные органическим веществом (до 25 % ТОС)	Низкое содержание органического вещества
Обогащеные глинистыми компонентами (более 10 %)	Низкое содержание глинистых компонентов
	Высокая степень вторичного окремнения и карбонатизации пород
Органическое вещество является породообразующим и играет роль цемента	Органическое вещество частично заполняет поровое пространство
Связанное поровое пространство в породах отсутствует	Породы обладают повышенными значениями пористости, связанным емкостным пространством трещинно-порового типа
Породы практически не проницаемые	Обладают повышенными значениями проницаемости
Жидкие УВ (микронефть) прочно удерживаются сорбционными силами керогена	Присутствуют миграционно способные жидкие УВ (анамально высокие значения параметра S1 на графике его зависимости от ТОС)
На кривых ГИС имеют облик высокорадиоактивных интервалов (глинисто-углеродистых)	На кривых ГИС имеют облик уплотненных интервалов, выделяется локальным снижением показаний ГК, увеличением значений НКТ
Не отдают нефть в скважину в промышленном масштабе в процессе разработки с помощью технологии ГРП	Являются приточными интервалами разреза баженовской свиты

2.4. Строение и условия формирования отложений баженовской свиты

В настоящее время нефтяные компании вновь вернулись к пониманию важного значения проведения фациального и литогенетического анализов отложений для решения задач поиска залежей УВ. Данные по фациям (чаще) и генетическим типам отложений (реже) используются как основа построения трёхмерных моделей. Роль данных видов исследований при изучении сложнопостроенных отложений переоценить сложно [279, 286, 287, 295].

Основной объем исследований данной работы проведен для центральной части Западной Сибири (ХМАО), где изучены высокоуглеродистые разрезы баженовской свиты с преобладанием в составе пород кремневого материала.

Литогенетический анализ низкопроницаемых нефтематеринских пород показал, что их основная часть формировалась в условиях резкого преобладания биогенной седиментации над терригенной. При переходе от вмещающих терригенных преимущественно глинистых толщ (ниже – абалакская, георгиевская свиты, выше – фроловская) к интервалу баженовской свиты существовали длительные «переходные» периоды смены терригенной седиментации на биогенную «баженовскую» и обратно, для которых характерны повышенные концентрации глинистых компонентов. Трансгрессивно-регрессивные этапы развития палеобассейна и вертикальные тектонические движения [104, 116, 117, 127] были закономерными и постепенными, формировали индивидуальный облик всех циклов осадконакопления

Баженовская свита делится на два контрастных интервала: нижнюю и верхнюю толщи. Граница между толщами – наиболее четко и уверенно выделяемый репер в разрезе, может использоваться как главный корреляционный уровень, маркируемый резкой сменой радиоактивности пород, на что указывали многие исследователи свиты с середины прошлого века. Контрастность этой границы объясняется ее приуроченностью к довольно резкой смене этапа накопления отмытых радиоляриевых илов (возможно, формирование границы типа «хард граунд» в период неосаждения глин – перерыва в осадконакоплении, вплоть до частичного размыва отложений) на высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы, вероятно, формировавшиеся в условиях максимальной глубины и крайне спокойного гидродинамического режима «баженовского моря». Некоторые исследователи по границе толщ проводили нижнюю границу баженовской свиты, включая при корреляции ГИС в баженовскую свиту лишь ее высокорадиоактивную часть (верхнюю толщу), что является некорректным. Отнесение нижней толщи к баженовской свите обосновывается ее

литологическим составом, сложенным преимущественно остатками скелетов радиолярий, что в большом количестве характерно только для отложений данной свиты.

В полных разрезах баженовской свиты на основании изменений минерально-компонентного состава и смены фаунистических остатков, выделяется шесть циклов осадконакопления, каждый из которых состоит их двух частей: нижняя отличается повышенным содержанием глинистой примеси, представлена классом низкопроницаемых нефтематеринских пород, верхняя – преимущественно биогенные породы кремнисто-карбонатного класса потенциальных коллекторов. Циклы отражают региональные изменения условий осадконакопления. Важно отметить, что анализ ассоциаций радиолярий, проведенный В.С. Вишневской, позволил выделить пять радиоляриевых биогоризонтов (в кровле баженовской свиты цикл неполный с отсутствием радиоляритового пласта) [67, 68, 357].

Ниже рассматривается строение баженовской свиты снизу вверх.

Нижняя низкорадиоактивная толща состоит из трех циклов осадконакопления, сложенных ассоциацией групп литотипов углеродистых пород, силицитов и карбонатизированных радиоляритов. Вверх по разрезу от подошвы свиты в углеродистых породах уменьшается доля глинистых минералов. Завершаются циклы осадконакопления формированием пласта или серии тонких пластов и линз радиоляритов (рис.2.108), в разных районах толщины данных пластов меняются от цикла к циклу. Кровля первого и второго циклов осадконакопления маркируется биогоризонтом Parvicingula blowi (низы среднего подъяруса волжского яруса или нижний титон) (Вишневская В.С., 2019) [67, 68]. Во втором цикле среди низкопроницаемых нефтематеринских пород встречаются редкие прослои ракушняков (биогенных известняков). Кровля третьего цикла определена как биогоризонт Parvicingula jonesi, определяющий максимальную глубину баженовского морского бассейна (средний подъярус волжского яруса или средний титон) (Вишневская В.С., 2019) [67, 68].

Верхняя высокорадиоактивная толща также состоит из трех циклов, двух полных и верхнего редуцированного, в кровле которого отсутствует радиоляритовый пласт.

Нижний цикл верхней толщи (4 цикл) представлен ассоциацией групп литотипов высокоуглеродистых пород и радиоляритов (силицитовых или карбонатизированных), среди низкопроницаемых нефтематеринских пород также встречаются редкие прослои ракушняков и миллиметровые прослои апотуфов, ярко светящиеся на фотографиях керна в УФ свете

(рис.2.109). Маркируется биогоризонтом Parvicingula khabakovi – Williriedellum salymicum (берриас) (Вишневская В.С., 2019) [67, 68].

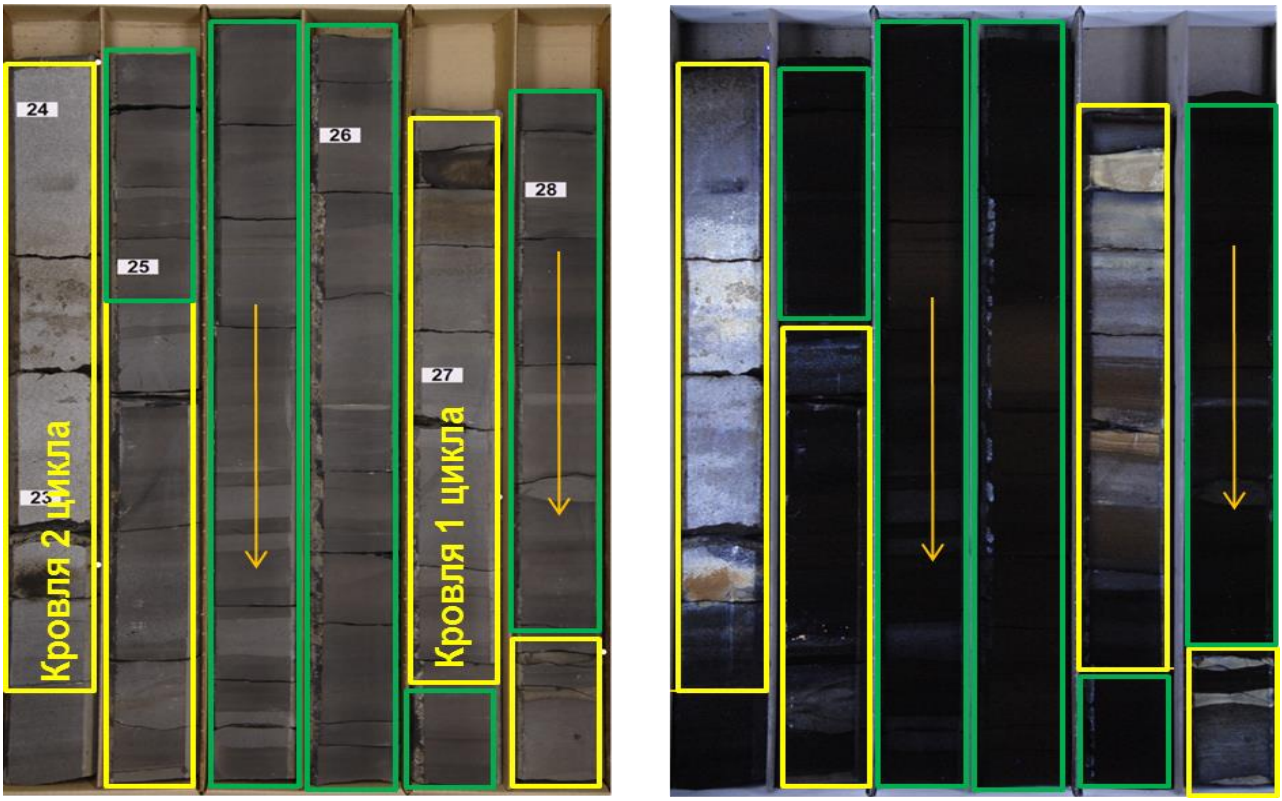


Рис.2.108 Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете интервала двух циклов осадконакопления нижней толщи баженовской свиты (зеленый цвет – низкопроницаемые нефтематеринские породы; желтый – радиоляритовые пласты кровли цикла; стрелочки указывают направление вверх по разрезу)

Средний (5) цикл («кокколитофоридовая пачка») состоит из высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистых пород в ассоциации с карбонатизированными радиоляритами и фосфатно-карбонатными породами (рис.2.110), миллиметровыми прослоями апотуфов. Маркируется биогоризонтом Williriedellum (берриас) (Вишневская В.С., 2019) [67, 68].

Верхний (6) незавершенный цикл представлен углеродистыми породами с чередованием слоев, в которых преобладает кремнистый и глинистый материал. Данные породы слабо карбонатные, но содержат в себе большое количество тонких пиритизированных линз (рис.2.111).

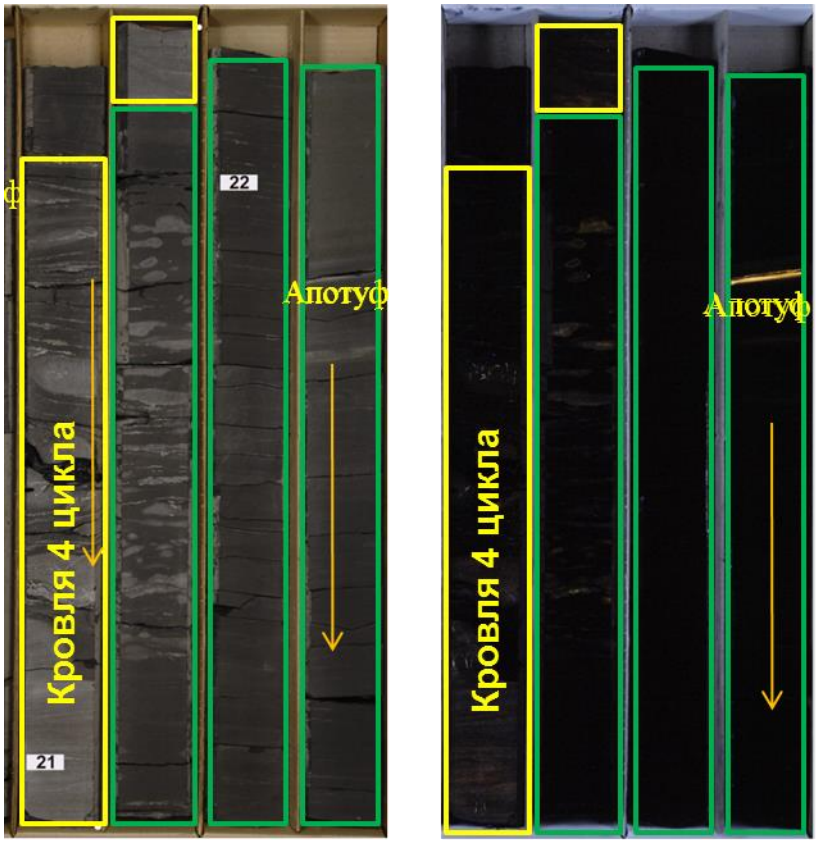


Рис.2.109 Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете интервала нижнего цикла осадконакопления верхней толщи баженовской свиты (4 цикл) (зеленый цвет – низкопроницаемые нефтематеринские породы; желтый – радиоляритовые пласты кровли цикла; стрелочки указывают направление вверх по разрезу)

Циклы уверенно коррелируются и прослеживаются по керну и ГИС на тысячи километров. Исключение составляют зоны локальных размывов отложений, приводящих к отсутствию в разрезе различных его частей, выявить которые можно путем сравнения данных по скважинам между собой.

Накопление отложений баженовской свиты началось в неглубоком морском бассейне в период пассивного тектонического режима, при удаленности источников терригенного сноса, с минимальным и, вероятно, периодическим поступлением глинистого вещества в центральную часть бассейна. Существовали времена улучшения гидрологии бассейна, связанные с повышением уровня моря за счет поступления новых порций бореальных вод [248, 250] в баженовский бассейн седиментации, приносивших с собой холодные массы воды, насыщенные питательными веществами и арктическим зоопланктоном – радиоляриями [67,

68], которые нарушали крайне медленную фоновую седиментацию в бассейне. Улучшение гидрологии бассейна сопровождалось появлением циркуляции вод, теченьевых процессов, затрудняющих осаждение глинистых минералов. Смена режимов осадконакопления в баженовском море обусловила формирование переслаивания глинисто-кремнистых пород с радиоляритами – наличие шести ярко выраженных двухчастных циклов осадконакопления.

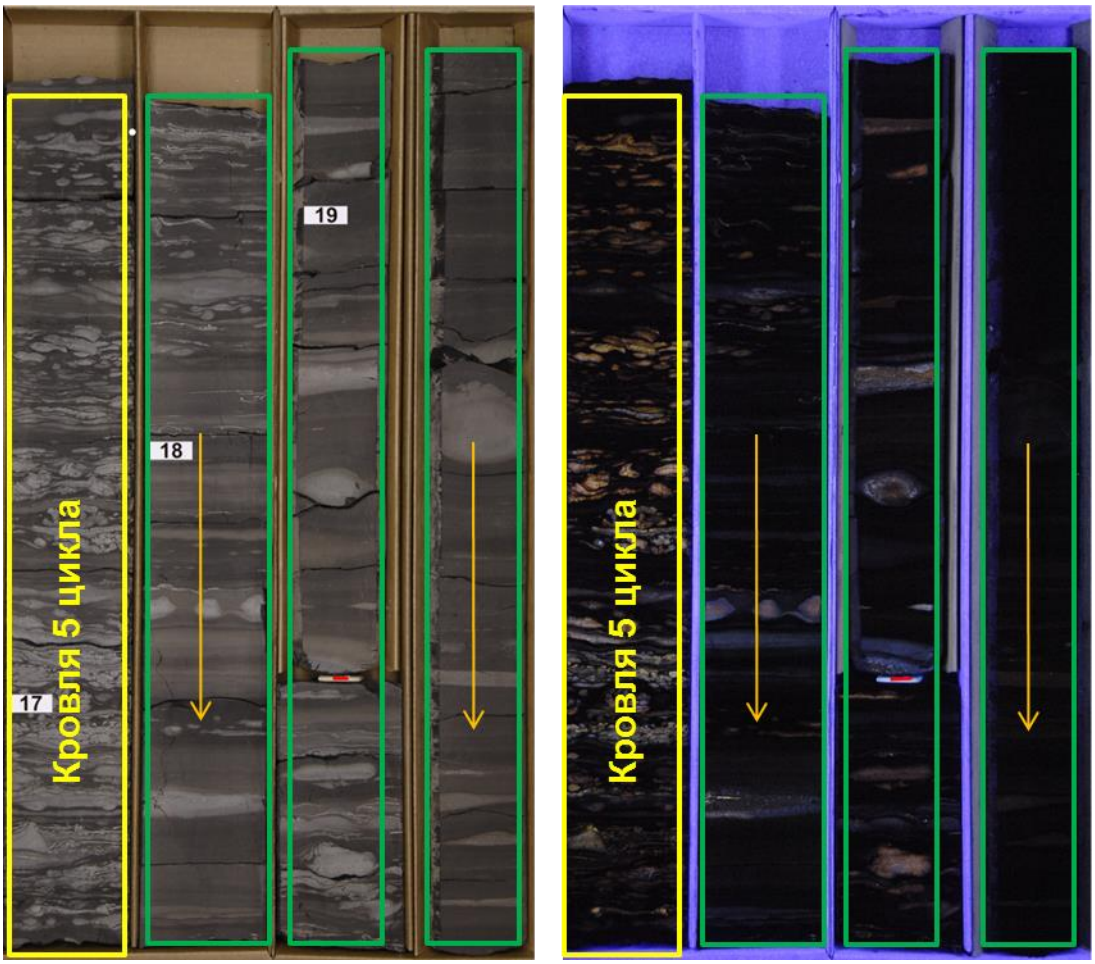


Рис.2.110 Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете части среднего цикла (5 цикл) осадконакопления верхней толщи баженовской свиты (зеленый цвет – низкопроницаемые нефтематеринские породы с линзами карбонатов; желтый – скопление карбонатных линз в кровле цикла; стрелочки указывают направление вверх по разрезу)

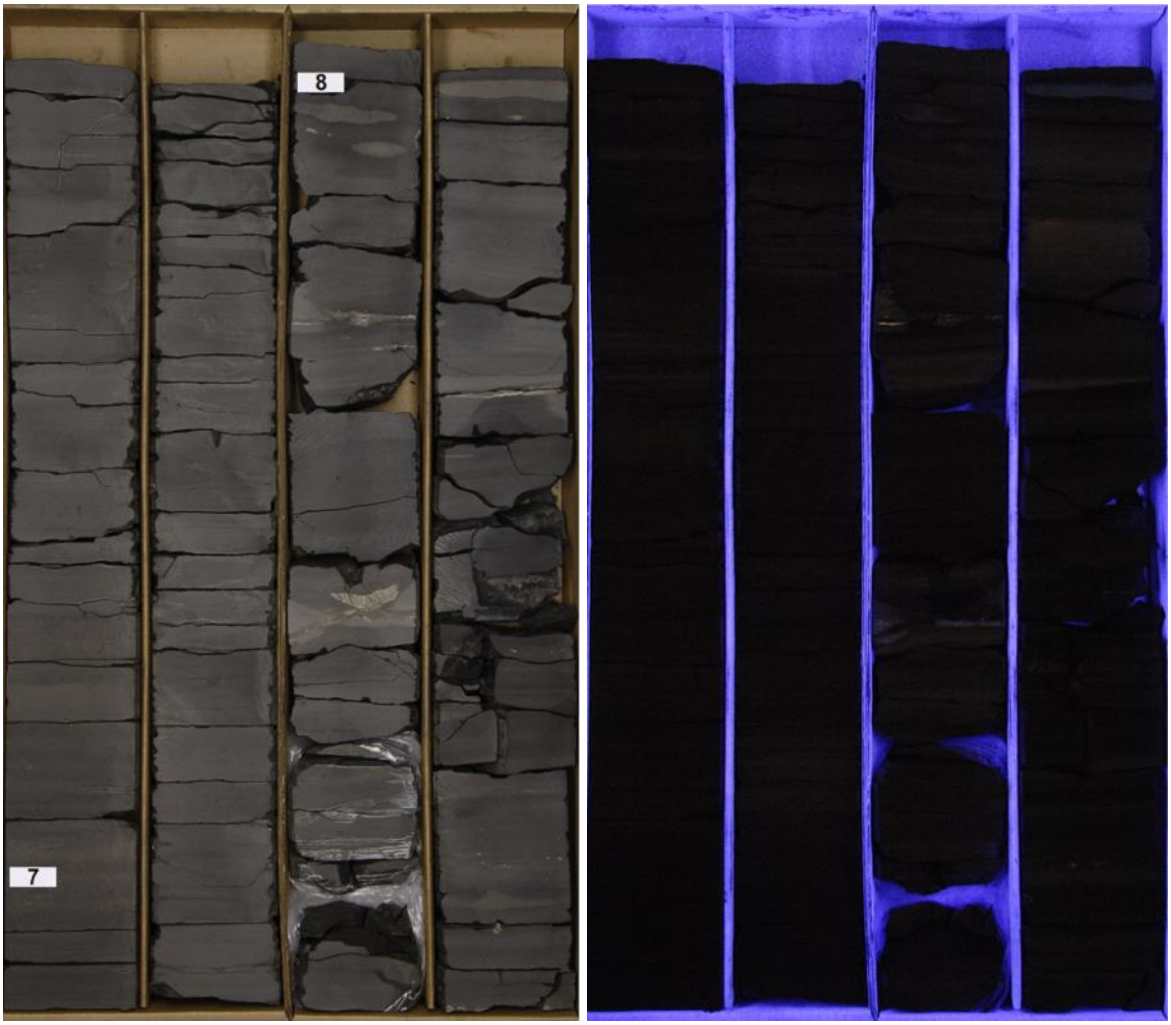


Рис.2.111 Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете части верхнего цикла осадконакопления верхней толщи баженовской свиты (6 цикл; все породы относятся к низкопроницаемым нефтематеринским)

Нижняя толща свиты соответствует трансгрессивному этапу развития бассейна. Максимум трансгрессии приходится на период формирования тонкослоистых глинисто-кремнистых осадков с наиболее высоким содержанием органического вещества, что, вероятно, указывает и на одновременное заражение придонных вод сероводородом. В данный период отмечено периодическое проявление эксплозивного вулканизма, которое привело к осаждению туфового материала в виде тонких (мм-см) прослоев.

В заключительный период накопления баженовской свиты произошла смена доминирующей фауны планктона: зоопланктон с кремневым скелетом был подавлен бурным расцветом кокколитофоридовых водорослей – фитопланктона, состоящего из кальцита. Данные изменения могут быть объяснены потеплением воды в морском бассейне за счет

разрыва связи «баженовского моря» и бореального бассейна, откуда поступали холодные воды, обогащенные радиоляриями, и его обмелением. Для данного этапа характерны периоды развития двустворок вплоть до формирования ракушняков, многочисленных карбонатных и фосфатных конкреций, пелет, подтверждающих обмеление морского бассейна. Непродолжительные единичные периоды накопления радиоляриевых илов (первые десятки см) также характерны для данного этапа, завершением которого является исчезновение бентоса, кокколитофорид, значительное увеличение количества терригенных компонентов в осадке.

Описанные выше условия осадконакопления отражают региональные этапы развития морского бассейна в период формирования баженовской свиты.

Сравнение низкопроницаемых нефтематеринских пород, развитых на одних и тех же стратиграфических уровнях, показало их высокую степень выдержанности. Можно сказать, что в пределах огромных площадей (тысячи кв.км) нефтематеринские породы имеют малоизменчивый минерально-компонентный состав (рис.2.112), который по определенным законам плавно меняется по разрезу (за исключением карбонатизации и локальных размывов, обладающих своими признаками) [304].

Резюмируя, можно утверждать, что минерально-компонентный состав и фильтрационно-емкостные свойства класса низкопроницаемых нефтематеринских пород в разрезе меняются закономерно и предсказуемо, а по латерали эти свойства крайне стабильны, что позволяет использовать данные породы для обоснованной межскважинной корреляции.

Керн баженовской свиты из 19-ти скважин Средне-Назымского месторождения детально изучен и охарактеризован определениями элементного состава пород (частота замеров достигала 5-7 замеров/пог м керна). Сопоставление коррелируемых интервалов разреза между собой на основании результатов изучения шлифов и РФА показало высокую степень выдержанности их характеристик на расстояниях в десятки километров. Вплоть до того, что элементный анализ шлама используется в процессе геонавигации (управления) при бурении скважин с горизонтальным окончанием.

Обычно геонавигация при бурении горизонтальных скважин осуществляется на основании данных высокотехнологичного каротажного оборудования (LWD), передающего данные в реальном режиме времени, позволяющего определить положение долота в разрезе разрабатываемых отложений. В современных условиях, при бурении в пластах баженовской свиты использование такого оборудования невозможно из-за санкционных ограничений, с

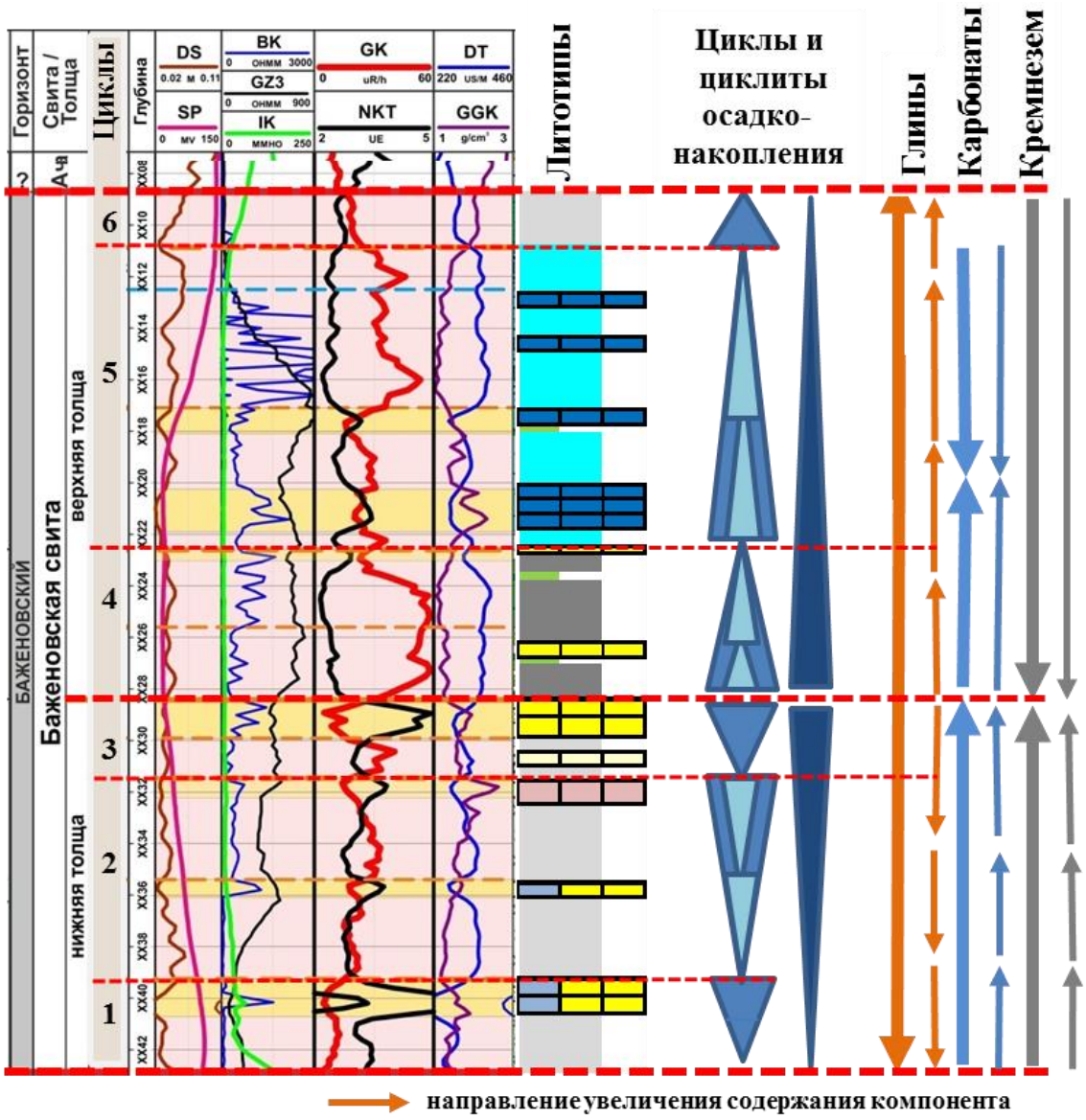


Рис.2.112 Схема строения разреза баженовской свиты (по Панченко и др., 2016 с дополнениями)

(цвета колонки литотипов соответствуют их окраске литотипов в таблице 2.1)

чем столкнулись все нефтяные компании России. Кроме того, при бурении с использованием раствора на углеводородной основе (РУО) в реальном времени доступен только радиоактивный каротаж и инклинометрия. Разделить разрез баженовской свиты с детальностью в десятки см только по гамма-каротажу крайне сложно, особенно в нижней низкорадиоактивной толще, которая зачастую содержит основной объем коллекторов свиты. В этой связи, возникла необходимость разработки методики оперативного изучения шлама на устье скважины в процессе бурения, по данным которого вместо каротажа, можно было бы

определить положение долота в разрезе с максимальной точностью. Целевой интервал представляет собой разрез с малой толщиной пачек, пригодных для проведения горизонтального ствола. Большая часть разреза сложена высокоуглеродистыми глинисто-кремнистыми породами, в которых инициация трещин ГРП не эффективна для последующей разработки (трещины быстро смыкаются). Кремнистые и карбонатизированные пласты, толщиной 1–3 м, оптимальны для проведения в них горизонтального ствола скважины для последующего эффективного ГРП.

На устье скважины с помощью портативного лабораторного оборудования оперативно определяется элементный состав шлама, на основании чего делается вывод о его принадлежности к конкретной части разреза. Согласно плановому профилю на основании данных инклинометрии, каротажной кривой ГК и определенной по шламу части разреза, выдаются рекомендации по необходимому углу бурения. На промысле по данной методике проведено более 24 000 м горизонтальных стволов 18-ти скважин. Точность определения положения долота в разрезе составляет около 0.2-0.5 м (рис.2.113) [199, 225, 226].

По данным элементного состава шлама накоплен большой объем информации об изменчивости кремнисто-карбонатных пород разреза и устойчивости минерального состава низкопроницаемых нефтематеринских пород.

Проведенные протяженные горизонтальные стволы скважин по пластам потенциальных коллекторов позволяют подтвердить предполагаемую морфологию тел большей части потенциальных коллекторов свиты, связанных с постседиментационно преобразованными радиоляриевыми илами, отмытыми от глинистой примеси. Этот вывод имеет важное практическое значение, поскольку позволяет планировать эффективную разработку свиты с помощью горизонтальных скважин с проведением в них многосекционных ГРП.

Радиоляриевые илы накапливались в виде покровов в периоды вспышек биопродуктивности зоопланктона с кремневым скелетом (или привноса их арктическими течениями (по В.С. Вишневской)) при определенных изменениях гидродинамического режима в морском бассейне (событийно). Небольшое усиление гидродинамики бассейна практически не позволяло попадать в осадок глинистым минералам, в результате чего, формировались маломощные покровообразные тела радиоляритов, которые в диагенезе приобретали различный минеральный состав, предопределивший их коллекторские свойства.

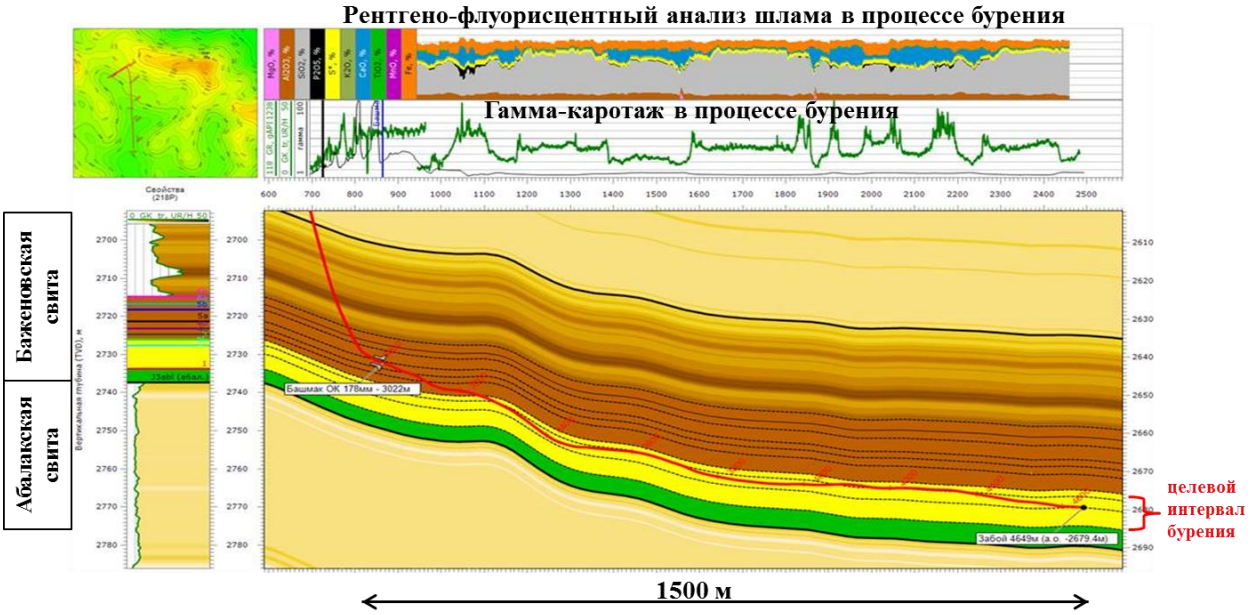


Рис.2.113 Пример геонавигационного профиля скважины с горизонтальным окончанием, проведенной по данным ГК и анализа шлама в процессе бурения

В основном, резервуары нефти баженовской свиты являются протяженными телами и имеют гидродинамическую связанность, обоснованную на промысле при гидропрослушивании (глава 1), а также результатами бурения скважин с протяженными горизонтальными окончаниями, расположенными в радиоляритовых пластах (см. рис. 2.113).

Отмечается изменчивость фильтрационно-емкостных свойств данных пород по площади, которая зависит от условий их осадконакопления и направленности постседиментационных преобразований. В разрезе баженовской свиты встречается до 5 интервалов с повышенной концентрацией прослоев радиоляритов, которые могут быть как единичными телами толщиной 0.5-5 м, так и в виде тонкого переслаивания прослоев и линз толщиной в десятки см с нефтематеринскими породами.

Кроме вторично преобразованных радиоляритов, потенциальные коллекторы формируются в ракушняках и интервалах скопления линз пелоидно-интракластовых известняков, приуроченных в основном к среднему циклу верхней толщи свиты, однако их нефтеносность имеет подчиненное значение, поскольку они обладают низкими ФЕС на фоне высокой хрупкости и склонности к формированию трещин при гидроразрыве пласта (ГРП). При этом, отмечается увеличение общей толщины разреза баженовской свиты, точнее кокколитофоридового интервала, при появлении пелоидно-интракластовых известняков. В данных породах могут формироваться линзовидные коллекторы.

Важно отметить, что улучшение ФЕС радиоляритовых прослоев и появление пелоидно-интракластовых известняков между собой не связаны, данные явления могут встречаться как в одном разрезе, так и в разных, поскольку генезис пород различный.

Резюмируя, можно отметить, что разбиение разреза баженовской свиты по керну на коррелируемые интервалы уверенно проводится на основании латеральной устойчивости минерально-компонентного состава низкопроницаемых нефтематеринских пород. Деление разреза на циклы или пачки необходимо для проведения надежной межскважинной корреляции по ГИС, которая является основой построения трехмерных геологических моделей (глава 3). Минеральный состав пород потенциальных коллекторов изменчив и не может быть основой для межскважинной корреляции разрезов.

2.5. Анализ постседиментационных преобразований пород баженовской свиты и формирования их коллекторских свойств

Анализ процессов постседиментационных преобразований пород в части решения практических задач позволяет установить условия формирования емкостных характеристик пород. ФЕС класса низкопроницаемых нефтематеринских пород, которые в баженовской свите являются неколлекторами, довольно стабильны: пористость пород составляет 2-6%, проницаемость практически отсутствует. Для класса пород потенциальных коллекторов разнообразие ФЕС значительно выше и рассматривается в данном разделе.

Вторичные преобразования имеют большое значение при формировании коллекторских свойств пород, и изучались в рамках керновых исследований баженовской свиты при описании шлифов, с использованием подходов стадиального анализа пород [314], подкрепленного изотопными исследованиями карбонатных пород, проведенных д.г.-м.н. Б.Г. Покровским ГИН РАН (рис.2.113) [185, 190, 193, 194, 200]. Для определения изотопного состава углерода и кислорода в карбонатах использован комплекс аппаратуры корпорации Thermoelectron, включающий масс-спектрометр Delta V Advantage и установку Gas-Bench-II. Разложение проб и стандартов КН-2 и NBS-19 проводилось с помощью H_3PO_4 при 50°С. Значения $\delta^{13}C$ приводятся в промилле (‰) относительно стандарта V-PDB, значения $\delta^{18}O$ - в промилле относительно стандарта V-SMOW. Точность (воспроизводимость) определения $\delta^{18}O$ и $\delta^{13}C$ находится в пределах ±0.2‰ (Б.Г.Покровский).

В координатах $\delta^{13}C$ - $\delta^{18}O$ (рис 2.114) проанализированные образцы образуют треугольник, в одной вершине которого «располагаются» (I) биогенные карбонаты, представленные частично сохранившимися в породе раковинами фораминифер, кокколитофорид, двустворок и других организмов с кальцитовым скелетом *(значения $\delta^{13}C$ выше -1 ‰)* [356], в другой вершине - (II) карбонаты, выпавшие в твердую фазу в сингенезе (продукты низкотемпературного бактериального разложения захороненного органического вещества) *(значения $\delta^{13}C$ ниже -17 ‰)* [332], и в третьей – (III) карбонаты, которые формировались в катагенезе в результате растворения, смешения и преобразования биогенных и раннедиагенетических карбонатов при относительно высоких температурах *(значения $\delta^{18}O$ ниже 20 ‰*).

Стадиальный анализ пород в шлифах проведен автором, полученные при этом результаты согласуются с многочисленными публикациями и результатами других исследователей [24, 110, 122, 132, 185, 235, 308, 309].

Установлено, что в раннем катагенезе толща уплотнялась, смектиты, доминирующие среди глинистых минералов баженовской свиты, превращались в иллиты. Превращение осуществляется через промежуточные или смешанослойные образования, кристаллическая решетка которых сложена перемежающимися пакетами разного состава – смектитового и иллитового. Побочными продуктами гидрослюдизации смектитов являются массовые выделения свободной межслоевой воды, насыщенной катионами кальция, магния и др. **[**314**].** Дегидратация глинистых минералов способствовала миграции в баженовском горизонте *щелочных растворов*, объем которых мог быть весьма значительным, судя по расчетам В.Н. Холодова [292], показавшим, что из каждой 1 т глины при гидрослюдизации высвобождается до 48 кг минерализованной воды, что вызывает существенное повышение давления в глинистых слоях, в результате чего свободная вода отжимается в более проницаемые пласты, которыми в данном случае, являются радиоляриевые прослои.

Большое влияние на породы, оказывали процессы преобразования органических остатков в жидкие и газообразные УВ, благодаря которым в толще формировалось аномально высокое пластовое давление. Взаимосвязь преобразований пород и ОВ исследовалась многими учеными. Т.Т. Клубова отмечала, что приход в пласт нефти значительно замедляет или даже останавливает преобразования глинистых минералов [135]. Е.А. Предтеченская и другие авторы указывают, что изменения состава УВ и минеральных компонентов происходят под воздействиями общих факторов, при этом каталитическая способность пород для преобразования состава УВ с увеличением глинистости возрастает, а карбонатности – снижается [236].

Для класса потенциальных коллекторов наиболее распространенными вторичными преобразованиями являлись трансформация органического вещества, окремнение, карбонатизация и пиритизация радиоляриевых илов (рис.2.115). В зависимости от физико-химической обстановки, господствующей в исходном осадке, минерализации катагенетических растворов, мигрирующих в толще, а также влияния разрывных нарушений, в интервале развития радиоляритов формировались кремнистые, карбонатно-кремнистые, кремнисто-карбонатные породы с различной долей содержания кальцита или доломита. Отдельно можно отметить миграцию жидких УВ в породы-коллекторы, сопровождающуюся формированием или расширением каналов фильтрации флюидов (за счет автофлюидоразрыва), насыщением углеводородами порового пространства пород, которое, как губка, впитывало в себя сгенерированные УВ.

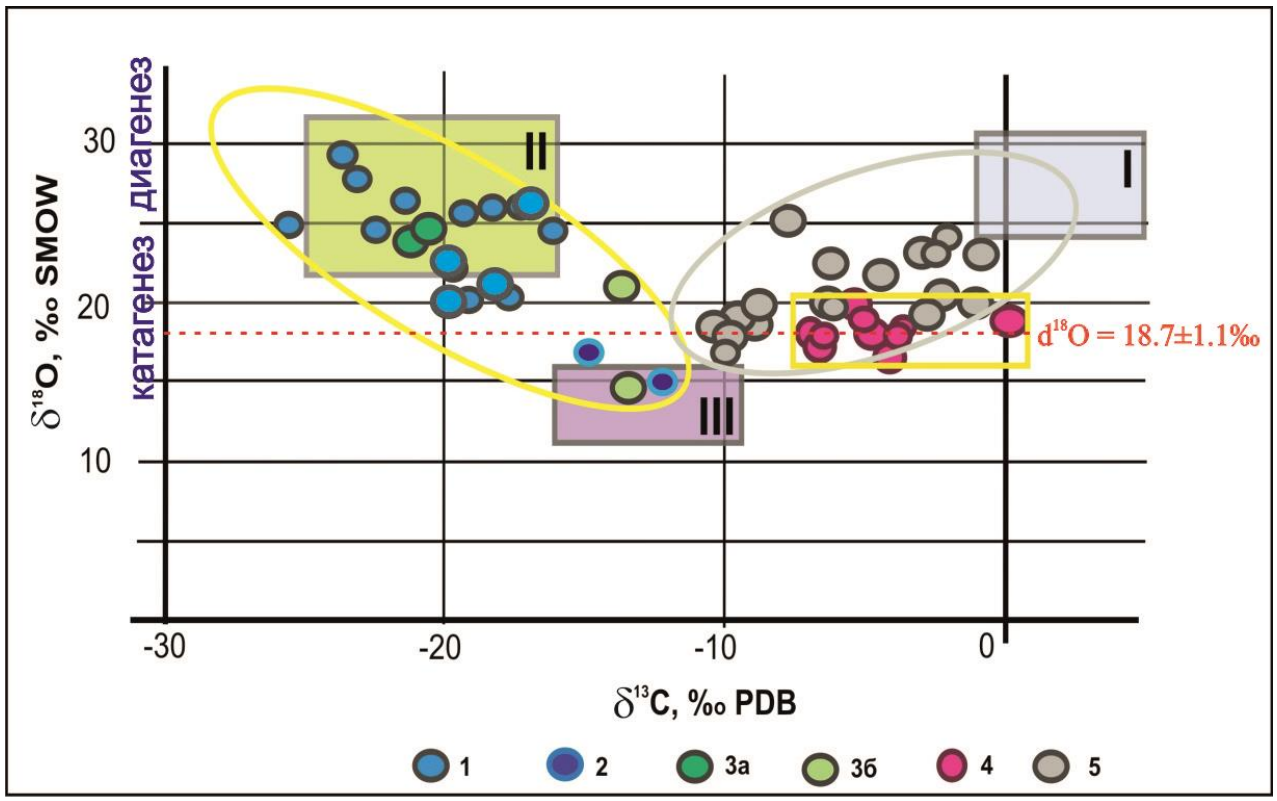


Рис.2.114 Данные изотопного анализа карбонатных минералов пород баженовской свиты. Условные обозначения: 1 – известняки по радиоляритам; 2 – известняки с цементом прорастания по радиоляритам; 3 – (а) пелоидно-интракластовые и (б) кавернозно-трещинные известняки; 4 – доломиты по радиоляритам; 5 – мелкозернистый кальцит, входящий в состав низкопроницаемых нефтематеринских пород [185, 194]

Постседиментационные преобразования радиоляриевых илов, протекали в различных физико-химических условиях, предопределивших вторичное окремнение или кальцитизацию радиоляритов. По низким значениям $\delta^{13}C$ (от -30 до -18‰ по PDB) вторичного кальцита предполагается, что кальцитизация могла происходить при участии углекислоты, которая выделялась при низкотемпературном бактериальном разложении органического вещества, вероятнее всего, еще в начале диагенеза (значения $\delta^{18}O$ 20-29‰ SMOW) [332, 356]. Кальцитизация радиоляритов в начале литогенеза, в значительной степени сократившая объем емкостного пространства пород, указывает на существование щелочной среды в осадке [194].



Рис.2.115 Принципиальные схемы условий осадконакопления и постседиментационных преобразований нефтематеринских пород баженовской свиты (сверху – класс доманикитов; снизу – класс доманикоидов)

Кислая среда в исходном осадке, напротив, способствовала окремнению радиоляриевых илов в начале литогенеза, и частичному сохранению емкостного пространства в них. В радиоляритах внутреннее пространство раковин выполнялось в сингенезе – начале диагенеза опалом, который позднее преобразовывался в опал-кристобалит (опал-СТ) и низкотемпературный тридимит [19, 55]. Подобные слои в катагенезе не редко подвергались доломитизации в центральной, наиболее проницаемой части.

Ключевым фактором, определяющим возможность цементации радиоляриевого осадка кальцитом, является pH среды (в верхней части осадка), который, вероятнее всего, контролировался деятельностью различных бактерий, на важность данных процессов в своих работах обращает внимание В.Г. Кузнецов [164, 165]. Анаэробная бактериальная активность, например, восстановление сульфатов с выделением сероводорода, образованием пирита, разложением ОВ – формировала в осадке щелочную среду, способствующую садке кальцита: $Ca+HCO_3+OH=CaCO_3+H_2O$. Сгорание органического вещества в присутствии кислорода (аэробная среда) приводило к выделению большого объема CO2, подкислению среды, садка кальцита становилась невозможна, благодаря чему, происходила цементация радиолярий кремнеземом. Таким образом, наиболее длительные перерывы осадконакопления, сопровождающиеся перемывом и аэрацией придонных осадков, способствовали окремнению илов. При накоплении радиоляриевых илов в анаэробных условиях (быстрое захоронение), бактериальная деятельность подщелачивала pH в осадке, что способствовало карбонатизации пород.

Интересным является результат изотопного анализа образцов доломитов, заместивших радиоляриты, отобранных на разных месторождениях. Установленные для них значения $\delta^{18}O$ в пределах 18.7±1.1‰ SMOW кажутся закономерными, учитывая предположение об их образовании в катагенезе. Используя формулу: $\Delta^{18}O$ (Dol-H_2O) = $4.06\times10^6/T^2–4.65\times10^3/T+1.71$ [362] и допуская, что по изотопному составу кислорода катагенетические растворы мало отличались от морской воды ($\delta^{18}O$ = 0±2‰), *температуру кристаллизации доломита можно оценить в 100±20°C,* что подтверждает предположение об их формировании на стадии раннего катагенеза. Слабая изменчивость значений $\delta^{18}O$ в доломитах указывает на кратковременность, «одноактность» процесса их формирования. Логично предположить, что садка доломита контролировалась повсеместно единым процессом и условиями среды. Относительно высокие значения $\delta^{13}C$ (от -8 до +1,9‰ PDB) говорят о том, что источником углекислоты является растворение и преобразование минералов кальцитовых раковин

(фораминифер, кокколитофорид, двустворок и др.), которые до стадии начального катагенеза, вероятно, могли сохраняться во вмещающих радиоляриты породах. Этот вывод может подкрепить предположение об отжатии из пород, вмещающих низкопроницаемых нефтематеринских пород именно *щелочных растворов*.

Межскелетное пространство в породах группы доломитов, вероятно, оставалось не заполненным длительное время, и данные слои были наиболее проницаемыми во всем разрезе. На стадии начального катагенеза из тонкослоистых глинисто-кремнистых пород отжимались щелочные растворы, и проникали в еще пористый слой радиоляритов, выщелачивая частично или полностью кремнезем, на месте которого кристаллизовался доломит. Интенсивная фильтрация щелочных растворов по наиболее проницаемым радиоляритовым слоям способствовала выносу катионов Ca, что позволяло оставшемуся в поровом пространстве пород насыщенному раствору долгое время раскристаллизовываться с образованием хорошо ограненных кристаллов доломита. В противовес данному процессу, в низкопроницаемых породах при избытке катионов Ca доломит не может формироваться, и поэтому в таких условиях кристаллизовался кальцит.

Первичным источником магния, вероятнее всего, являлась морская вода: ионы магния накапливались в межслоевых пакетах глинистых минералов осадков, и высвобождались в катагенезе при уплотнении глин и потере межслоевой воды. Вторичные доломиты и вторичные битуминозные доломиты являются продолжением ряда преобразования кремнистых доломитов: в катагенезе практически весь кремнезем, вероятно, был выщелочен, на его месте кристаллизовался доломит. Возможно, сила и длительность воздействия щелочных растворов на породу в подобных слоях была значительно выше, чем в других доломитовых породах.

При этом можно отметить, что смежные с доломитизированными слоями породы разреза подвергались сильному окремнению за счет растворенного кремнезема, переносимого флюидными растворами, вплоть до образования «сливных» кремней (Немова, 2012).

Кроме отмеченных выше щелочных растворов, многократно мигрировавших в отложениях баженовской свиты, некоторые исследователи (М.Ю. Зубков, 2017 [122]) указывают на присутствие кислых гидротермальных растворов, характерных для пород, разбитых крупными трещинами, внутри которых сформированы хорошо ограненные

кристаллы кварца (рис. 2.116, 2.117). Данное явление действительно присутствует в нескольких изученных автором скважин.

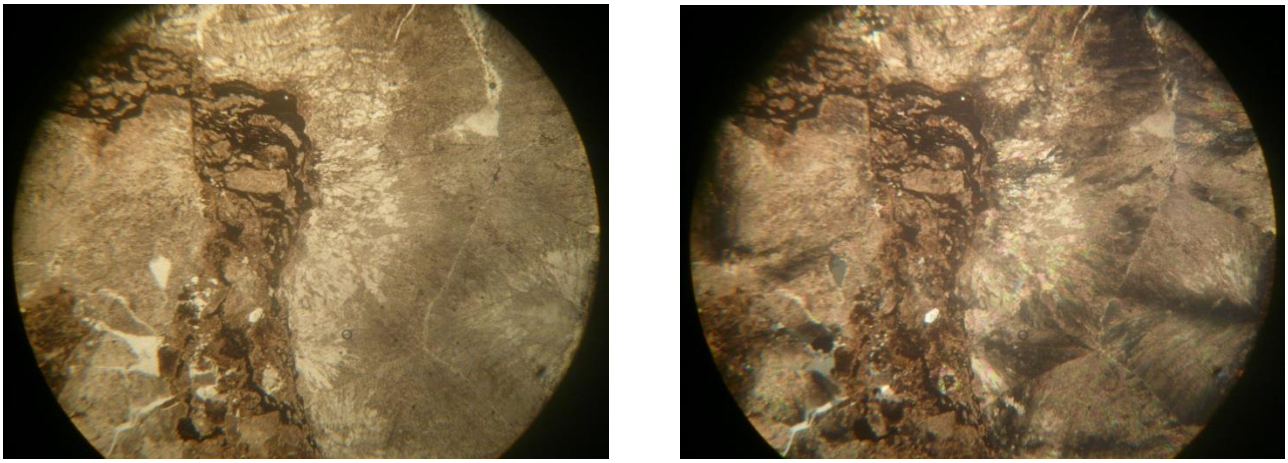


Рис. 2.116 Пример заполнения трещин в радиолярите несколькими генерациями гидротермального кальцита и кварца (шлиф Гал-2024-8694, в параллельных и скрещенных николях)

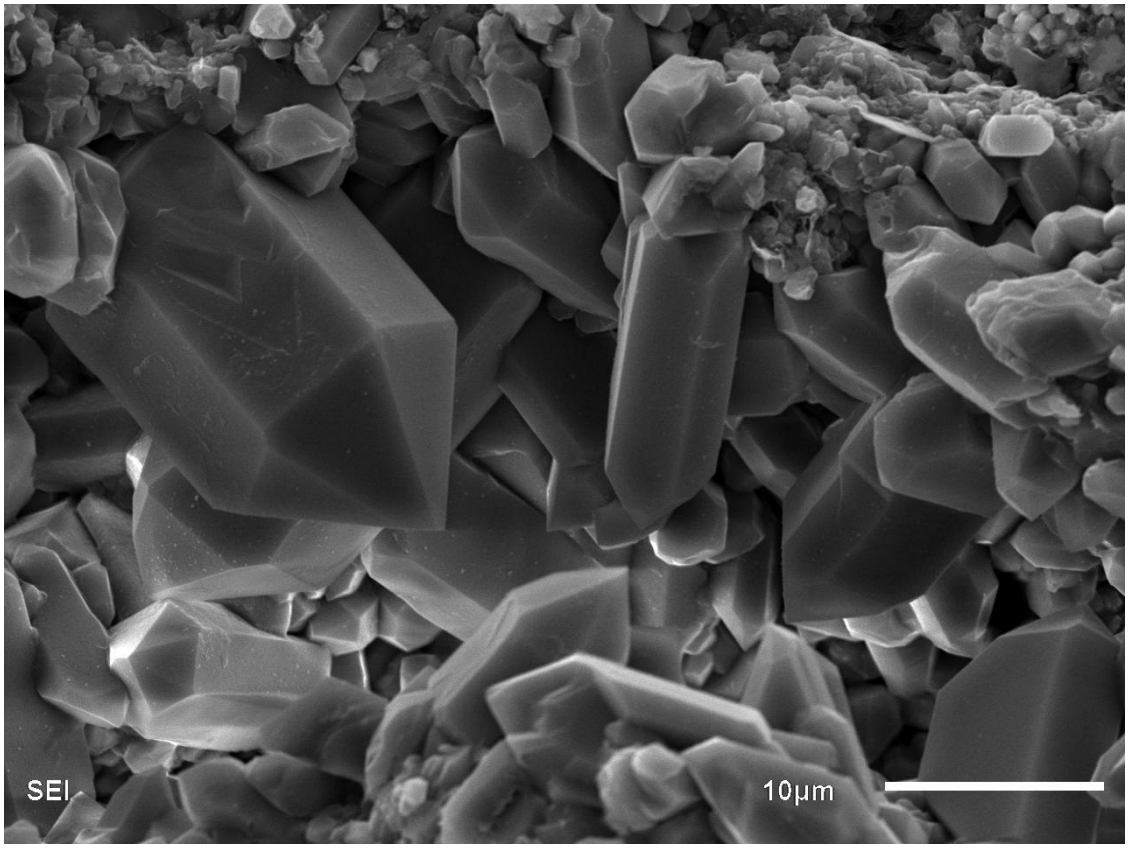


Рис.2.117 Пример заполнения трещин в радиолярите кристаллами гидротермального кварца (Снимок СЭМ, СН-230-1Г-0017)

Анализ фильтрационно-емкостных свойств литотипов группы силицитов низкоуглеродистых и карбонатизированных низкоуглеродистых радиоляритов, показал их значительную изменчивость. Наилучшими ФЕС обладают вторичные доломиты и радиоляриты (Кп до 15 – 25 %), а вторичные известняки по радиоляритам и силициты радиоляриевые отличаются низкими значениями пористости (1 – 8 %). Можно сделать вывод о том, что замещение радиоляритов кальцитом снижает их коллекторский потенциал, а сохранение структуры породы, близкой к исходной радиоляриевой, и кремнистого состава, а также катагенетическая доломитизация – факторы, благоприятные для формирования хороших ФЕС в радиоляритах.

Для пелоидно-интракластовых известняков и фосфоритов характерны растворение и вторичная карбонатизация, не редко выполняющая всё емкостное пространство пород. Фильтрационно-емкостные свойства данных пород обычно крайне низки: пористость составляет 2 – 4 %. Однако, известны случаи формирования в фосфоритах, подвергшихся выщелачиванию кальцитового цемента, коллекторов с высокими значениями открытой пористости (характерно для Красноленинского свода).

Поскольку ФЕС класса низкопроницаемых нефтематеринских пород позволяют отнести их к неколлекторам, а породы класса потенциальных коллекторов отличаются изменчивостью минерального состава и ФЕС по разрезу и латерали, то, очевидно, что (естественная) **продуктивность баженовской свиты контролируется различиями именно в составе и, как следствие, ФЕС пород потенциальных коллекторов,** факторы формирования которых предопределяют продуктивность свиты.

2.6. Палеогеографические факторы формирования площадной изменчивости класса пород потенциальных коллекторов

Вопросы картирования нефтеносности баженовской свиты являются актуальными вот уже 60 лет. Широко известно, что при опробовании отложений баженовской свиты в скважинах, пробуренных на расстоянии шага эксплуатационного бурения (стандартный шаг – 500 м), разрезы могут кардинально отличаться по степени продуктивности.

В данной работе на примере Средне-Назымского месторождения показан методологический подход к решению задачи картирования областей различной продуктивности баженовской свиты.

Радиоляриевые пласты, обладающие коллекторскими свойствами, развиты преимущественно в нижней толще баженовской свиты. Данный интервал разреза является основным приточным на ряде месторождений. Соответственно, именно его свойства будут определять степень продуктивности баженовской свиты, в частности, на Средне-Назымском месторождении.

Наилучшие предпосылки для формирования коллекторов создаются в отсортированных и отмытых от глинистой примеси радиоляритах увеличенной толщины. Наиболее благоприятные условия для перемыва пород существовали в морском бассейне в завершающий период накопления нижней низкорадиоактивной толщи свиты, в районах палеовозвышенностей (локальных палеоподнятий) и в верхних частях палеосклонов. Тогда как у подножий палеосклонов и в локальных западинах рельефа условия для перемыва осадка были минимальны, благодаря чему радиоляриты разбавлялись терригенной глинистой примесью в несколько большем объеме, что в значительной степени снижало их ФЕС, в том числе, и толщину малоглинистых радиоляриевых прослоев.

Отмечено, что основной приточный интервал баженовской свиты Средне-Назымского месторождения – группа радиоляритовых пластов – на поднятиях и склонах обладает суммарной толщиной до 2,5-3 м, а в нижней части склона и во впадинах толщина снижается до 0,5-1 м (рис.2.118). Обобщенная схема изменений толщин пластов радиоляритов в зависимости от палеоструктурного плана представлена на рисунке 2.119. Она отражает развитие более мощных пластов в районе палеоподнятия и постепенное снижение их толщины, за счет увеличения мощности глинистых прослоев, в направлении палеодепрессионной зоны.

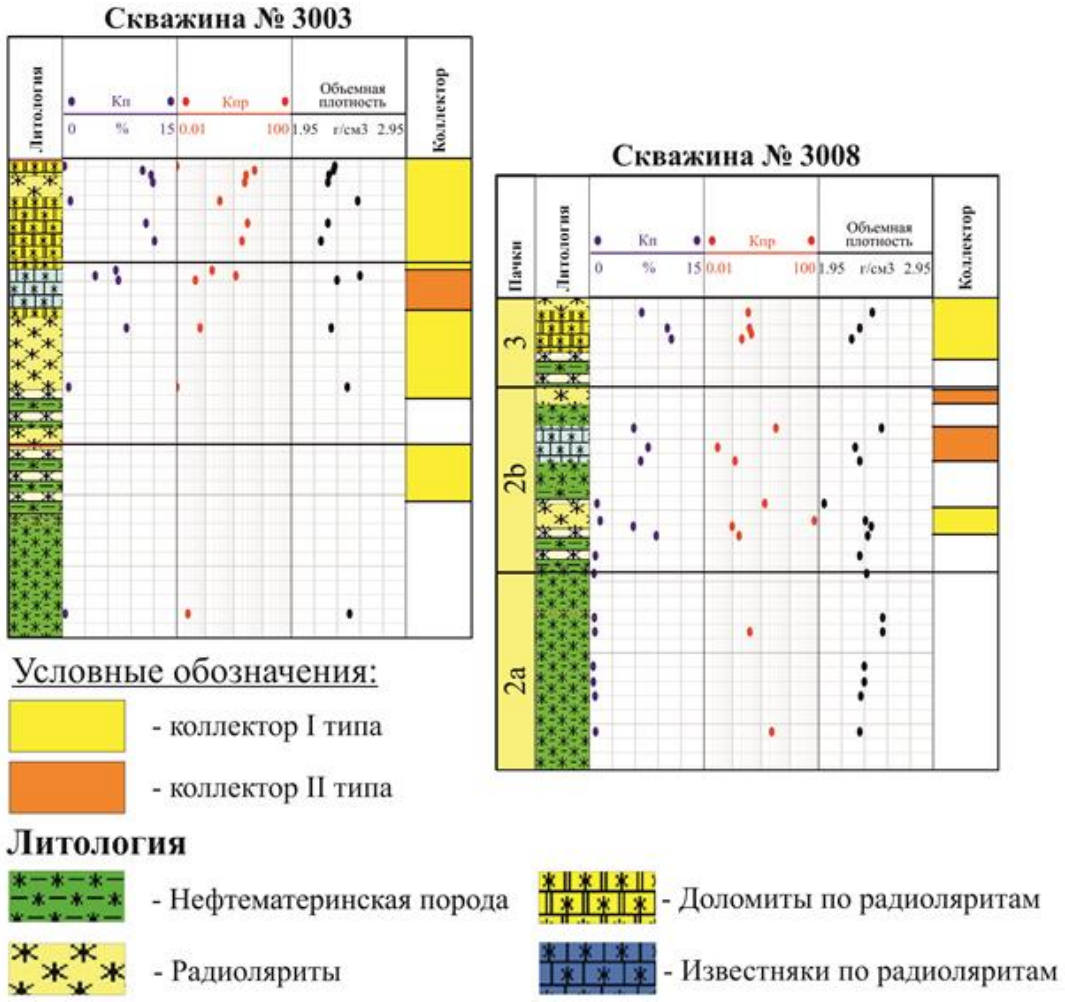


Рис.2.118 Сопоставление толщин и ФЕС радиоляритов в скважинах, расположенных на поднятии (3003) и в погруженной зоне (3008)

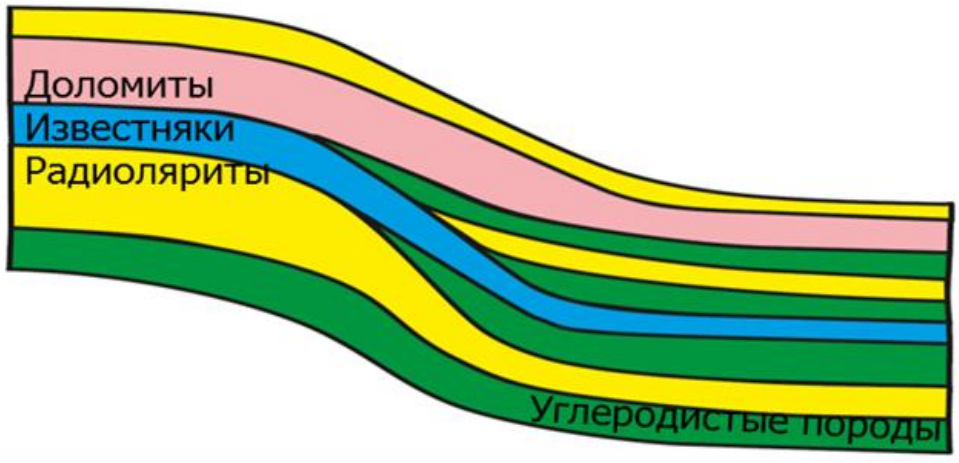


Рис.2.119 Схема изменения толщин и состава пород в зависимости от палеоструктурного плана

Данный вывод следует учитывать при трехмерном геологическом моделировании свойств радиоляритов, задавая тренд уменьшения толщины радиоляритов от палеоподнятий к палеовпадинам.

На Средне-Назымском месторождении для интервала баженовской свиты проведен детальный анализ истории формирования современного структурного плана, выявлены унаследованные и инверсионные структуры рельефа, восстановлен палеоструктурный план баженовского моря в период накопления наиболее мощных радиоляритовых пластов (рис. 2.120). Отмечено, что на востоке территории исследований суммарная толщина нижней толщи баженовской свиты несколько выше, чем на западе. В скважинах, расположенных во впадинах, общая толщина нижней толщи и ее коллекторов меньше, чем в сквжинах в районах современных поднятий. Это указывает на унаследованный характер современного рельефа.

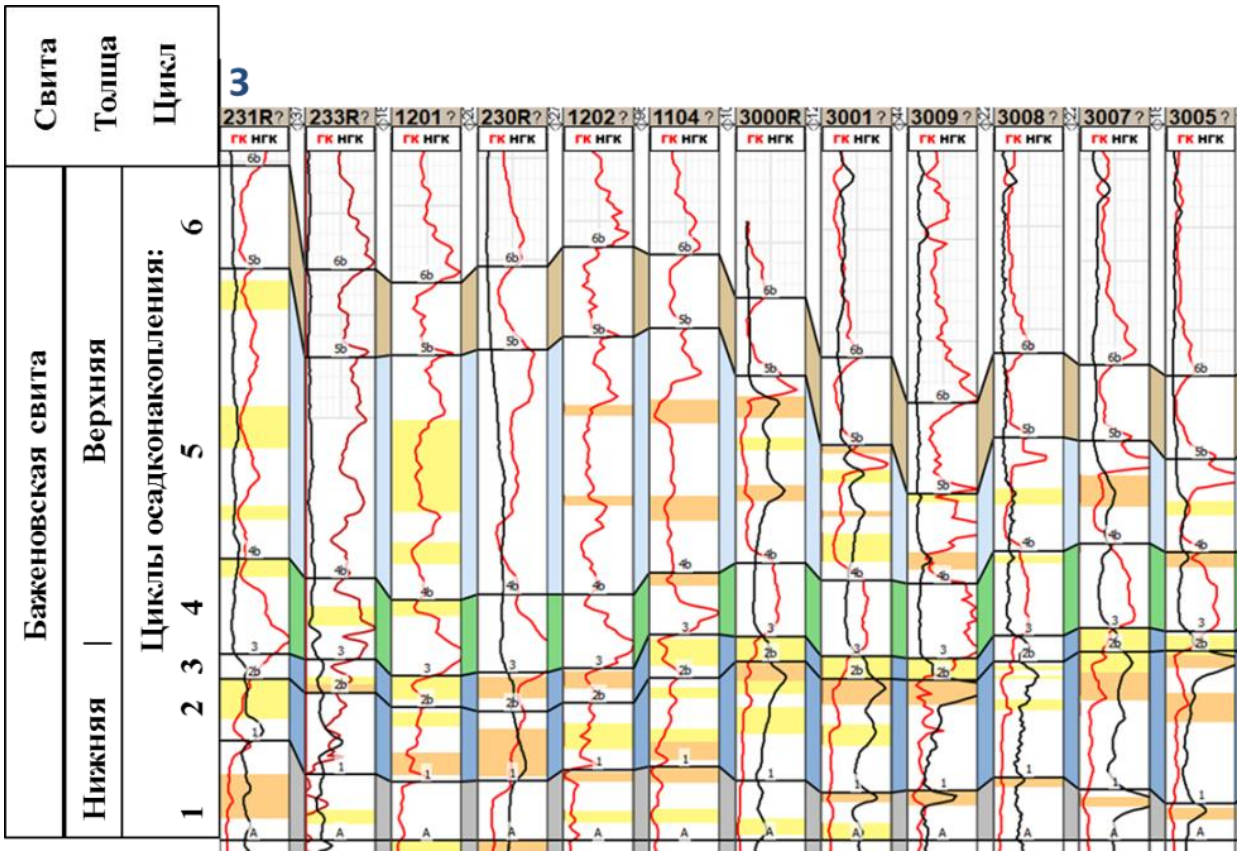


Рис.2.120 Схема корреляции баженовской свиты в скважинах Средне-Назымского месторождения, выровненная на подошву свиты (заливка коллекторов: желтая – тип 1; оранжевая – тип 2)

На основании анализа и сделанных выводов, проведено картирование свойств радиоляритов на всем месторождении: установлены области развития высокоемких коллекторов в районах палеоподнятий и снижение толщин коллекторов при движении вниз по палеосклонам к палеовпадинам (рис.2.122).

Фосфатно-карбонатные породы, приуроченные к верхней части разреза баженовской свиты – интервалу, насыщенному кокколитофоридами, – имеют свои особенности площадного распространения. Основные виды таких пород следующие: ракушняки и скопления мелких линз карбонатных и фосфатных пелоидов, интракластов, редко – карбонатизированных спикулитов.

В статье А.Е. Предтеченской с соавторами [235] по юго-восточным районам ЗС НГБ приведен анализ развития карбонатных отложений в разрезе и по латерали. Отмечается, что ракушняковые банки баженовского моря были сформированы моновидовыми популяциями бухий и иноцерамов, которые принадлежали к бентосным донным фильтраторам, заселявшим приподнятые участки дна бассейна в поздней юре и неокоме [235]. Остатки пелиципод слагают периодически повторяющиеся ракушняковые прослои мощностью от долей мм до 3-5 см, что является очень тонкими слоями, выделение их по каротажу и картирование невозможно, и не имеет практического смысла. Неравномерный характер расселения бухий и иноцерамов, различная плотность популяций, по мнению Ф.Г. Гурари и Э.Я. Вайца [93], обусловлены блуждающим характером облака сероводородного заражения, что связано с наличием придонных течений, халистатическим круговоротом и дивергенцией морских вод в баженовском морском бассейне. Тогда как поселения моллюсков существовали десятки-сотни лет, время формирования пустых прослоев составляло десятки-сотни тысячелетий. Следовательно, условия, благоприятные для жизни двустворок, возникали редко и очень кратковременно [235]. Полученные авторами выводы подтверждаются имеющимся фактическим материалом в районе Фроловской мегавпадины.

Пелоидно-интракластовые известняки сформировали уплотненные прослои, уверенно выделяющиеся не только в керне, но и на каротажных кривых. Толщины данных прослоев сильно зависели от палеорельефа, существовавшего во время накопления пород, обогащенных остатками кокколитофорид (рис.2.121). Отмечается тренд увеличения их толщин в районах палеоподнятий, а в погруженных зонах – толщины уменьшаются, вплоть до практически полного их отсутствия. Кроме того, на западе Средне-Назымского месторождения суммарные толщины кокколитофоридового интервала разреза существенно

выше, чем на востоке, что указывает на воздымание западного купола (или погружение восточного) в период их накопления.

Важно отметить, что даже при толщинах уплотненных интервалов в первые метры, их фильтрационно-емкостные свойства крайне низкие, пористость 2-4 %, проницаемость сложно определима на стандартных образцах.

Для разных типов пород потенциальных коллекторов установлена единая зависимость увеличения их толщин в районах палеоподнятий и уменьшения во впадинах. Однако, важно отметить, что основной объем радиоляритов и пелоидно-интракластовых известняков накапливался в различное время: радиоляриты – в конце формирования нижней толщи свиты, известняки – средняя часть времени накопления верхней толщи. Серьезный временной разрыв в их формировании предопределил возможность вертикальных тектонических движений, благодаря которым палеорельеф менялся.

Так, на Средне-Назымском месторождении отмечена четкая зональность на площади: наибольшие толщины радиоляритов с хорошими ФЕС развиты на восточном поднятии месторождения (рис.2.122), тогда как максимальные толщины пелоидно-интракластовых известняков характерны для западного поднятия (рис 2.123). Такая зональность говорит о том, что рельеф во времени менялся, и восточное палеоподнятие в период накопления радиоляритов было именно поднятием, а во время отложения осадков, обогащенных кокколитофоридами, оно испытало погружение и стало депрессионной зоной. Таким образом, области развития максимальных толщин коллекторов радиоляритов и пелоидно-интракластовых известняков на данном месторождении не полностью совпадают в плане.

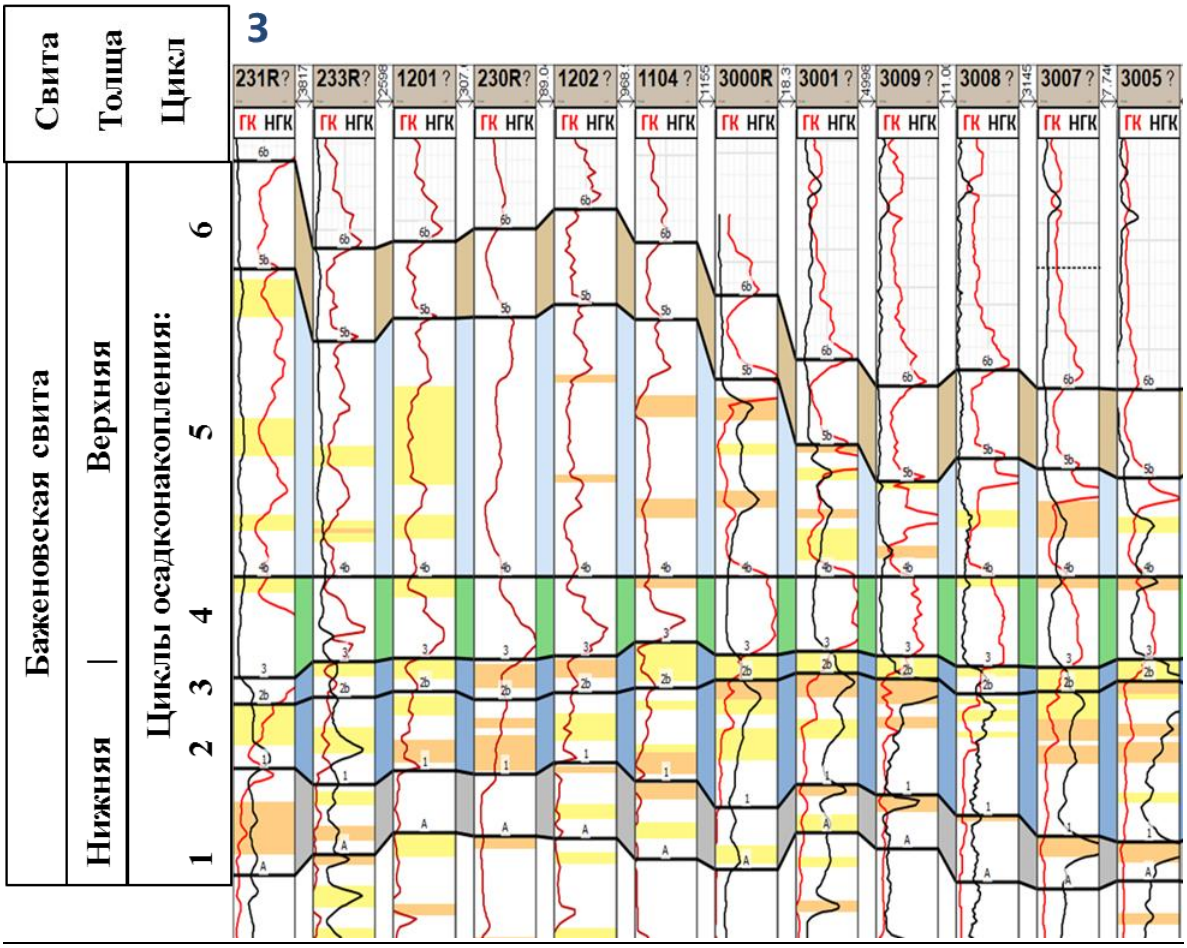


Рис.2.121 Схема корреляции баженовской свиты в скважинах Средне-Назымского месторождения, выровненная на подошву «кокколитофоридового» (5-го) цикла осадконакопления (заливка коллекторов: желтая – тип 1; оранжевая – тип 2)

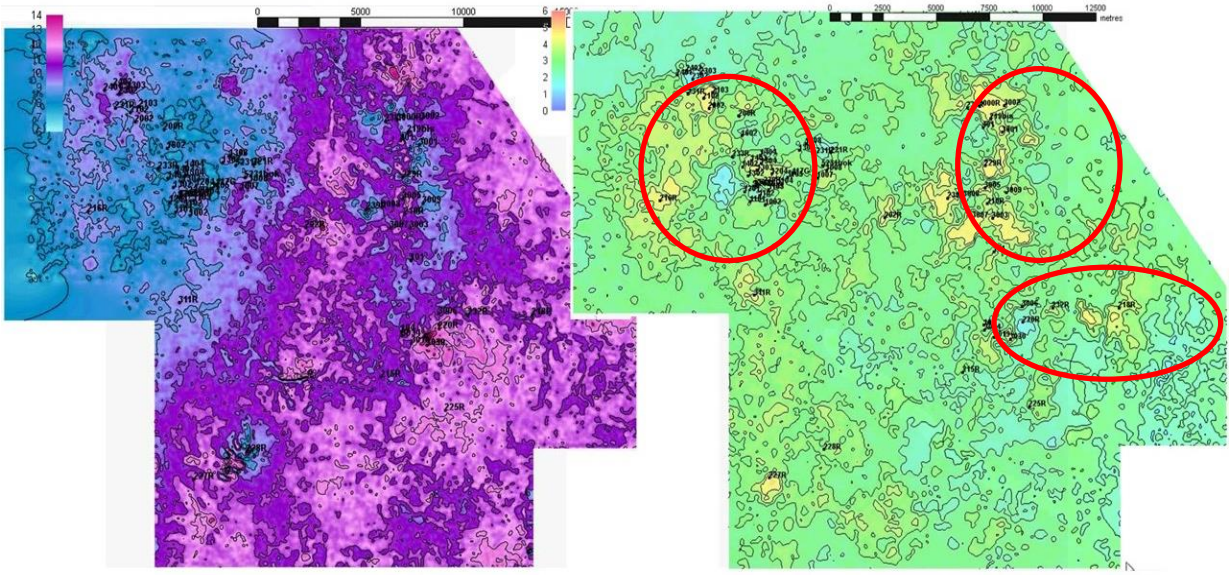


Рис.2.122 Карта общих толщин пород (слева) и карта толщин коллекторов (справа) нижней толщи баженовской свиты («радиоляритовый» интервал разреза)

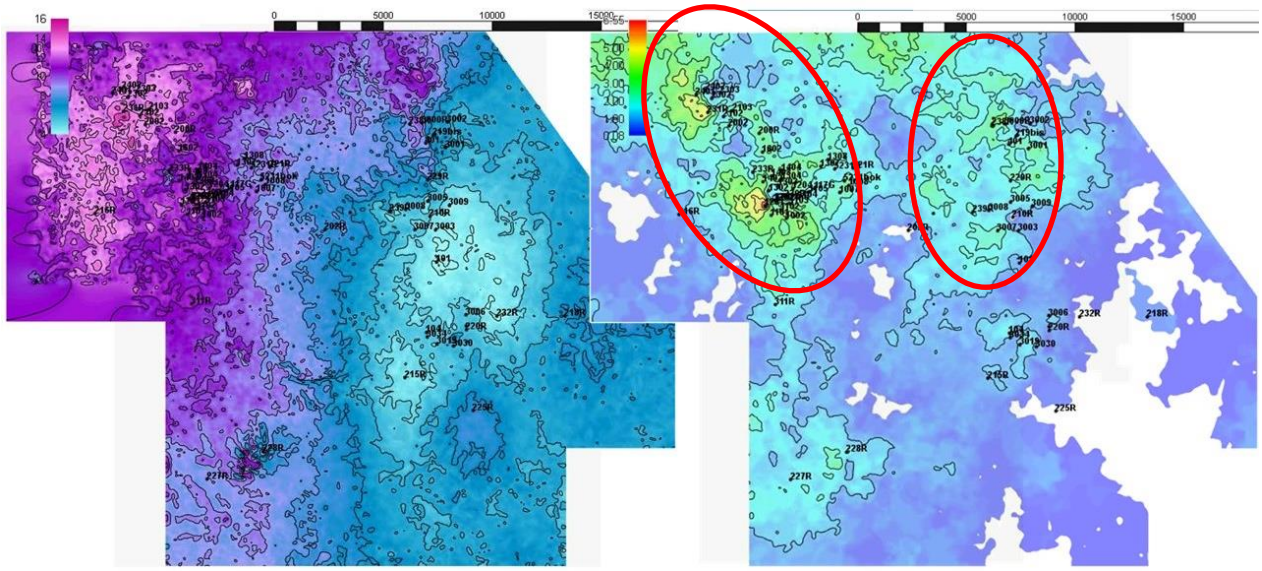


Рис.2.123 Карта общих толщин пород (слева) и карта толщин коллекторов (справа) среднего цикла осадконакопления верхней толщи («кокколитофоридовый» интервал разреза)

Выводы по главе 2

Рассмотрена история литогенеза отложений баженовской свиты от условий осадконакопления до многообразных постседиментационных процессов, сформировавших широкий спектр литотипов пород свиты, классифицированных и подробно охарактеризованных с разных сторон.

На базе исследований разработана схема литогенетической классификации пород баженовской свиты, включающая в себя 3 степени детализации: (1) литотипы, выделяемые по шлифам; (2) группы литотипов, которые можно выделить по шлифам и ГИС; (3) классы пород, уверенно выделяемые по ГИС, имеющие принципиально различные свойства, главным из которых, является способность отдавать нефть в скважину в процессе разработки.

Целью разработки литогенетической классификации пород баженовской свиты являлось создание инструмента интеграции результатов литологических исследований керна (микро-уровень) и определённых свойств литотипов в интерпретацию данных каротажа (макро-уровень), позволяющий повысить качество РИГИС, прогнозную способность трехмерных геологических моделей, оценки запасов и ресурсов УВ, в конечном итоге - планирования разработки свиты.

Каждый литотип разносторонне изучен на большом количестве каменного материала, определены его литологические, фильтрационно-емкостные свойства, содержание ОВ и его состав.

Нефтематеринские (Сорг более 1%) породы разреза баженовской свиты можно разделить на два класса отложений – (1) низкопроницаемые породы и (2) породы потенциальных коллекторов. Низкопроницаемые нефтематеринские породы обладают крайне низкими ФЕС, являются практически непроницаемыми, в них присутствуют закрытые разобщенные поры, что указывает на отсутствие коллекторских свойств. Минеральный состав и свойства низкопроницаемых нефтематеринских пород по латерали выдержаны, благодаря чему они играют основную роль в обосновании коррелируемости содержащихся в них изменчивых пластов потенциальных коллекторов.

Класс потенциальных коллекторов состоит из пород, отдающих нефть в скважину при разработке баженовской свиты современными технологиями, поскольку обладает связанной пористостью и проницаемостью, а также хрупкостью и склонностью к формированию трещин при техногенном воздействии методом ГРП.

Среди пород класса потенциальных коллекторов доминируют радиоляриевые пласты, в значительной степени преобразованные вплоть до силицитов, вторичных известняков и доломитов, формирующих геологические тела небольшой толщины (0,5-3 м) с широким распространением, которое можно проследить на расстоянии в тысячи километров. ФЕС данных пород весьма изменчивы по латерали. Установлены зависимости диапазона значений пористости от литологического типа пород коллекторов, а также условий их формирования. Подчиненное значение, с точки зрения продуктивности свиты, имеют пелоидно-интракластовые известняки и фосфориты, формирующие линзовидные тела.

На примере Средне-Назымского месторождения показана методология исследований с целью обоснования зависимости изменений ФЕС радиоляритов от палеорельефа дна баженовского моря: ФЕС ухудшаются при движении от палеоподнятий к палеодепрессиям за счет утонения и глинизации радиоляритовых прослоев. Для пелоидно-интракластовых известняков и фосфоритов обосновано увеличение толщины по направлению от палеодепрессий к палеоподнятиям, емкостные параметры пород крайне низкие (Кп 1-4 %; за редким исключением) и от палеорельефа не зависят.

Глава 3. Построение трехмерной геологической модели баженовской свиты

3.1. Практическое применение литогенетической классификации пород баженовской свиты

Цель разработки литогенетической классификации пород баженовской свиты – это создание инструмента учета результатов керновых исследований при построении трехмерных геологических моделей свиты. Детальные литологические исследования, укрупненные до уровня разрешающей способности методов ГИС, направлены на повышение качества цифровых моделей изучаемого объекта и достоверности оценки запасов и ресурсов УВ, в нем содержащихся. Огромный объем накопленных геолого-геофизических данных по баженовской свите позволяет решать подобные задачи на высоком научно-техническом уровне.

Поскольку разрез баженовской свиты при макроскопическом описании керна выглядит мало контрастным, то именно изучение прозрачных шлифов позволяет получить значимый прирост информации о породах свиты. Однако площадь поверхности шлифа всего 3-4 кв.см, а трехмерные геологические модели строятся на основании интерпретации каротажных кривых ГИС, позволяющих выделять слои, толщиной в десятки сантиметров (более 30-40 см). Очевидно, что существует несоответствие в масштабах этих исследований. Более того, отбор образцов пород из керна проводится дискретно, с определенным шагом. Для получения характеристики всего разреза свиты, результаты изучения керна, полученные в «точке», необходимо распространить на определенный интервал пород. Правомерность распространения свойств должна определяться с опорой на керн, а толщина интервалов быть не меньше разрешения методов каротажа. Для решения этой задачи разрабатывалась литогенетическая классификация пород, отражающая иерархию организации пород путем последовательного перехода от литотипов к группам литотипов и к классам пород.

В настоящее время разработка баженовской свиты ведется зачастую с помощью скважин с протяженным горизонтальным окончанием, необходимость расположения данных стволов в интервалах развития коллекторов повышает требования к детальности трехмерных геологических моделей строения толщи. Для успешной реализации данной задачи предлагается строить трехмерную модель на основе геологической концепции, обоснованной по результатам изучения керна, результаты которого будут систематизированы с опорой на литогенетическую классификацию пород.

Литотипы позволяют провести генетический и стадиальный анализ отложений, установив генетическое родство пород, морфологию геологических тел, которые они формируют, условия их вторичных преобразований, определяющих ФЕС пород коллекторов и многие другие факты, важные для построения трехмерной модели баженовской свиты. Таким образом, предлагаемая литогенетическая классификация пород является «инструментом», позволяющим сохранить в макро-модели информацию, полученную при литологических исследованиях пород на микро-уровне.

Для проведения подобных построений первоначально необходимо отобрать образцы из керна на все виды лабораторных исследований (литологические, геохимические, петрофизические, геомеханические и др.). Отбор образцов проводится «в одной точке» (под геологическим контролем: не с одной глубины, а именно из одного литотипа пород, что принципиально важно для линзовидных отложений, например в «кокколитофоридовом» интервале разреза), что позволяет получить разностороннюю характеристику минерально-компонентного состава и ФЕС для всех литотипов, групп литотипов и классов пород.

При описании шлифов определяют литологические типы пород. Детальные седиментологические исследования показали, что монотонные разрезы баженовской свиты богаты сменой условий осадконакопления, в частности, изменением гидродинамики вод морского бассейна, кислородного режима, на которые накладываются более поздние процессы постседиментационных преобразований пород. Вместе эти условия породили значительное разнообразие литологических типов пород, на основании которых практически невозможно провести сопоставление разрезов скважин между собой. Литогенетический анализ позволяет установить литотипы единого генезиса, а стадиальный анализ – выявить ключевые факторы формирования в породах их коллекторских свойств.

На основе литотипов с опорой на макроописание керна составляется детальная литологическая колонка разреза каждой изученной скважины. Увязка результатов керновых исследований с ГИС (через сопоставление ГК_керн с ГК_ГИС) позволяет уточнить границы интервалов со схожими свойствами и систематизировать результаты исследований керна, установив зависимость различных свойств (ФЕС, содержание и типы ОВ, геомеханические и проч.) от литологического состава пород, обладающих определенным каротажным обликом. Объединение групп литотипов в классы пород позволяет охарактеризовать и классы свойствами с разных сторон (рис. 3.1). Описанный методологический подход способствует получению представлений об изученном разрезе, его свойствах и изменчивости,

необходимых для построения качественной трехмерной геологической модели строения баженовской свиты.

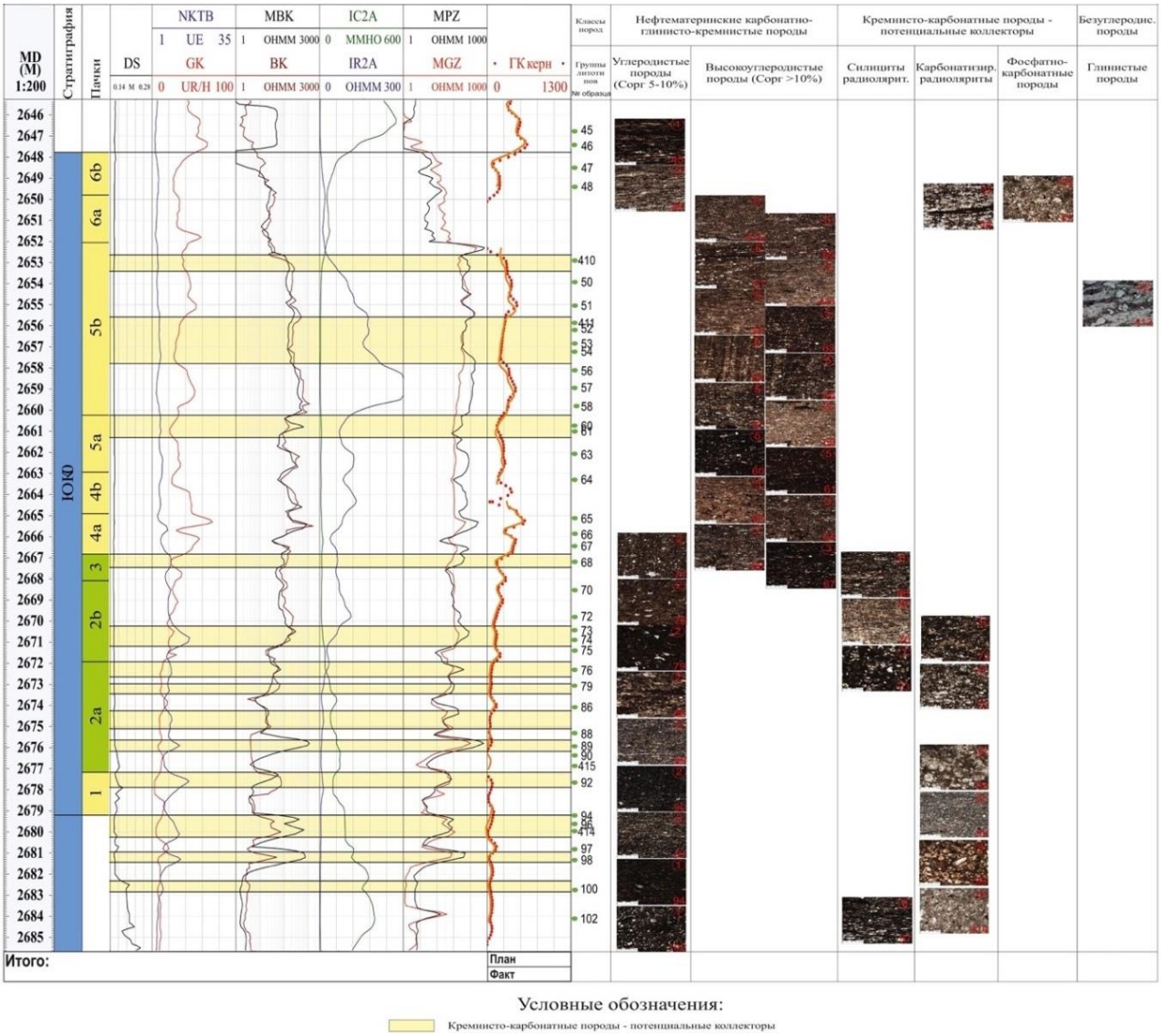


Рис.3.1 Пример определения литотипов пород баженовской свиты в шлифах, объединения их в группы литотипов и классы пород, увязки с данными ГИС

Выделение по данным керна и ГИС в разрезах баженовской свиты разных групп литотипов и классов пород позволяет перейти к корреляции внутреннего строения свиты в различных скважинах. В разрезе свиты выделяется шесть циклов осадконакопления. Циклы сформированы чередованием пород двух нефтематеринских классов – низкопроницаемых пород и потенциальных коллекторов. Главная цель межскважинной корреляции внутреннего строения отложений баженовской свиты – обоснование правомерности сопоставления между

собой тонких пропластков (десятки см – первые м), сложенных породами класса потенциальных коллекторов, формирующих продуктивность свиты, при этом обладающих высокой степенью изменчивости минерального состава и ФЕС, но единым генезисом. Другими словами, на основании сравнения минерального состава пород класса потенциальных коллекторов нельзя обосновать их межскважинную корреляцию. Вмещающий тонкие пропластки потенциальных коллекторов класс низкопроницаемых пород неколлекторов, напротив, позволяет обосновать уверенную межскважинную корреляцию. Для этого необходимо сравнить минеральный состав пород группы литотипов класса низкопроницаемых пород, являющийся крайне выдержанным по латерали на больших расстояниях. Стоит отметить, что степень обоснованности корреляции внутреннего строения баженовской свиты является важнейшим фактором для построения ее трехмерной геологической модели.

Контролирующим инструментом для оценки результатов трехмерного геологического моделирования является концепт развития коллекторов в разрезе баженовской свиты и по площади ее распространения. Группа литотипов пород радиоляриевого генезиса формирует протяженные тела гидродинамически связанных коллекторов с изменчивыми ФЕС, имеющими тенденцию ухудшения при движении от вершины палеоподнятия в направлении палеодепрессии. Данные породы развиты преимущественно в нижней толще свиты. Группа литотипов фосфатно-карбонатных пород обладает низкими ФЕС, линзовидной морфологией тел, максимальные толщины которых развиты в районах палеоподнятий рельефа. Данные породы развиты в верхней толще свиты. Распространение интервалов коллекторов баженовской свиты в трехмерной геологической модели должно отражать данный концепт.

На рисунке 3.2 показана принципиальная схема исследований баженовской свиты от изучения керна до планирования разработки. Подобные схемы можно использовать для исследований и других сложно построенных объектов, выявив и систематизировав данные по условиям их осадконакопления и преобразования.

3.1.1. Проведение литогенетической классификации, увязанной с данными ГИС

При подготовке данных для цифрового моделирования необходимо провести анализ керна скважин, результаты которого систематизировать с опорой на литогенетическую классификацию пород. Каждое подразделение классификации получит, таким образом, комплексную характеристику: минерально-компонентный состав пород, параметры ОВ

(пиролиз по методу Rock-Eval), ФЕС и другие свойства. Последующая увязка результатов исследований керна с данными ГИС позволит построить литологические разрезы баженовской свиты разной степени детальности в масштабе литотипов, групп литотипов и классов пород (рис. 3.3).

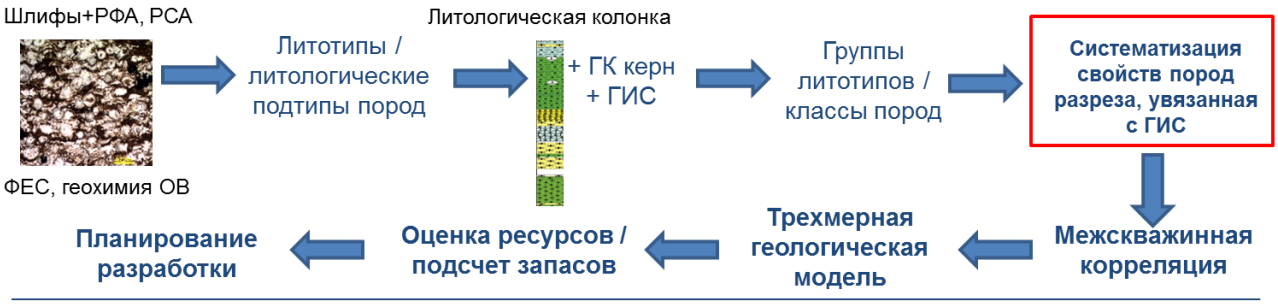


Рис.3.2 Принципиальная схема исследований на основе литогенетической классификации

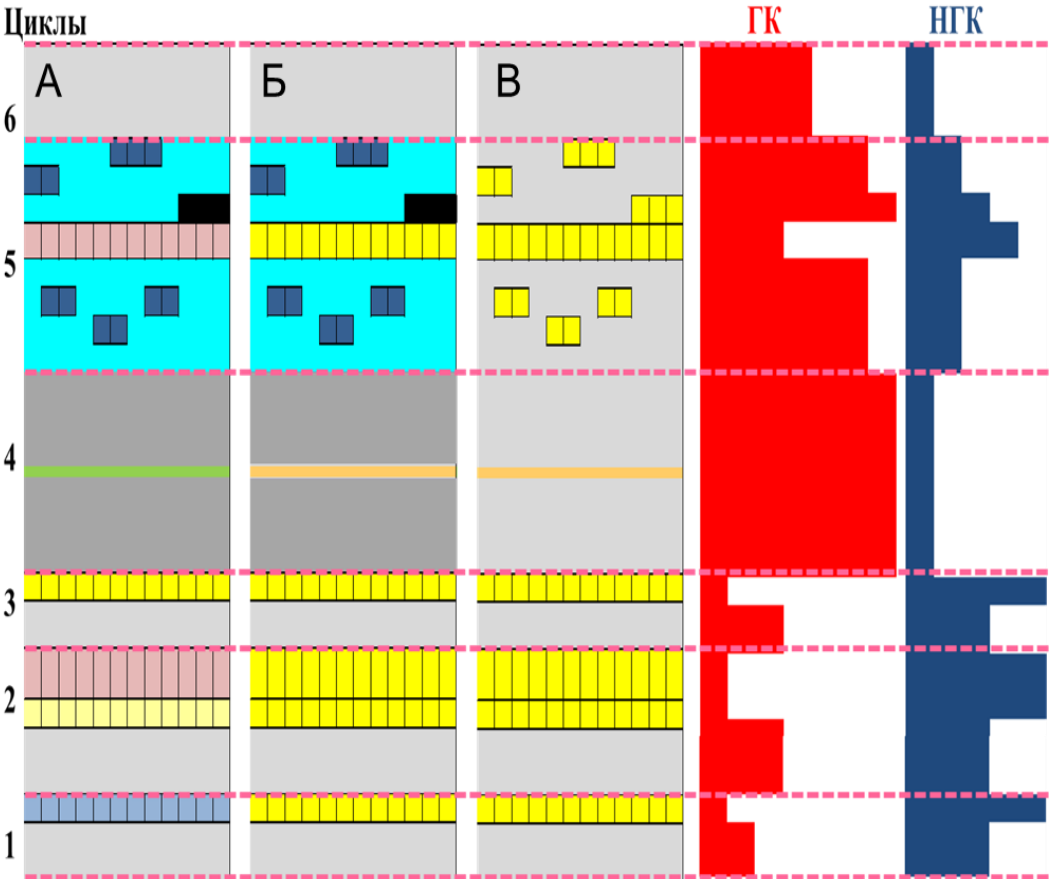


Рис. 3.3 Литологические модели строения разреза баженовской свиты с использованием литотипов (А), групп литотипов (Б) и классов пород (В), сопоставленные с каротажем ГК и НГК
(цвета колонок соответствуют таблице 2.1)

Генетический и стадиальный анализы литотипов позволяют выявить породы одного генезиса, восстановить историю их вторичных преобразований и условия формирования. Обоснованный единый генезис для пород внутри одной группы литотипов позволяет определить морфологию геологических тел, которые они формируют. Так, генетический ряд пород группы литотипов вторично преобразованных радиоляритов формирует протяженные геологические тела с изменчивыми ФЕС, с которыми ассоциируются основные коллекторы баженовской свиты. Группа литотипов фосфатно-карбонатных пород, напротив, формирует линзовидные тела, трещиноватые и хрупкие, но с низкими ФЕС.

На основе анализа групп литотипов можно установить основные этапы развития морского бассейна в период накопления баженовской свиты и провести детальную межскважинную корреляцию ее разрезов путем сопоставления в скважинах групп литотипов низкопроницаемых пород – неколлекторов (углеродисто-глинисто-кремнистых и высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистых). Масштаб групп литотипов соответствует разрешающей способности методов ГИС, что позволяет надежно увязать результаты изучения керна с каротажом. Важно отметить, что детальность корреляции разрезов скважин напрямую влияет на качество трехмерной геологической модели.

Классы пород отражают цикличность строения разреза баженовской свиты, определяют соотношение в разрезе классов пород – неколлекторов и пород – потенциальных коллекторов. На основании каротажных кривых можно уверенно различить классы пород: класс потенциальных коллекторов выделяется в виде относительно уплотненных интервалов с пониженной глинистостью и содержанием ОВ (локальные максимумы на кривых НКТ, минимумы на кривых ГК). Остальные породы разреза относятся к классу низкопроницаемых нефтематеринских пород.

Главной задачей интерпретации данных ГИС является выделение коллекторов и определение ФЕС класса кремнисто-карбонатных пород в разрезе баженовской свиты. Авторы предлагают различные методики проведения интерпретации данных каротажа в интервале отложений баженовской свиты [3, 5, 24, 128, 129, 230, 257].

3.1.2. Интерпретация данных ГИС с опорой на литогенетическую классификацию пород

В данной работе применен подход к интерпретации данных ГИС, схожий с отраженным в публикациях ведущих экспертов ВНИГНИ и ГКЗ [230].

Анализ промысловых данных позволил установить, что в разрезе баженовской свиты существуют коллекторы, способные отдавать нефть в скважину практически без техногенного воздействия, при этом зачастую мероприятия по интенсификации притока с помощью ГРП или СКО заметно увеличивают дебит нефти [262]. Такие породы в данной работе отнесены к коллекторам «первого типа» (по аналогии с [230]). Кроме них в разрезе присутствуют другие породы с повышенной минералогической плотностью, низкой емкостью, но склонные к образованию закрепленных трещин в процессе ГРП, которые, вероятно, вовлекаются в разработку после интенсификации притока [230]. Такие породы отнесены к коллекторам «второго типа». Остальные породы разреза баженовской свиты относятся к неколлекторам (класс низкопроницаемых пород).

Для обоснования вовлечения в разработку после интенсификации притока коллекторов второго типа, в одной из скважин Средне-Назымского месторождения проведены раздельные поинтервальные опробования баженовской свиты (рис.3.4).

В нижней толще баженовской свиты по данным ГИС (методом ЯМК) выделяются два пропластка коллекторов первого типа. Данный интервал был изолирован от нижележащих тюменских отложений, проведена соляно-кислотная обработка, после чего был получен приток нефти. Далее проведена изоляция опробованного интервала и перфорация «кокколитофоридовой» пачки в интервале развития уплотненных пород по ГИС – предполагаемых коллекторов второго типа. После кислотной обработки второго интервала также был получен приток нефти, подтвердивший возможность коллекторов второго типа отдавать нефть в скважину после техногенного воздействия. После этого, цементный мост был разбурен, и во всем интервале баженовских отложений проведен ГРП (45 т), максимальный дебит нефти после отработки скважины составил 20 т/сут.

Данный промысловый эксперимент доказал возможность получения нефти после проведения ГРП из относительно уплотненных интервалов, не обладающих первичными общепринятыми признаками коллектора, соответственно, обоснованность и правомерность выделения в скважинах коллекторов второго типа – маломощных пропластков с пониженной глинистостью и повышенной плотностью.

Таким образом, при интерпретации ГИС использовался принцип выделения коллекторов двух типов.

Коллекторы I типа – это традиционные коллекторы, в основном, порового и порово-трещинного типа, которые способны вмещать и отдавать флюид при разработке (пусть даже в

незначительном количестве) без применения техногенной стимуляции пласта. Главное их отличие от традиционных коллекторов – наличие органического вещества и, следовательно, преимущественная гидрофобность пород.

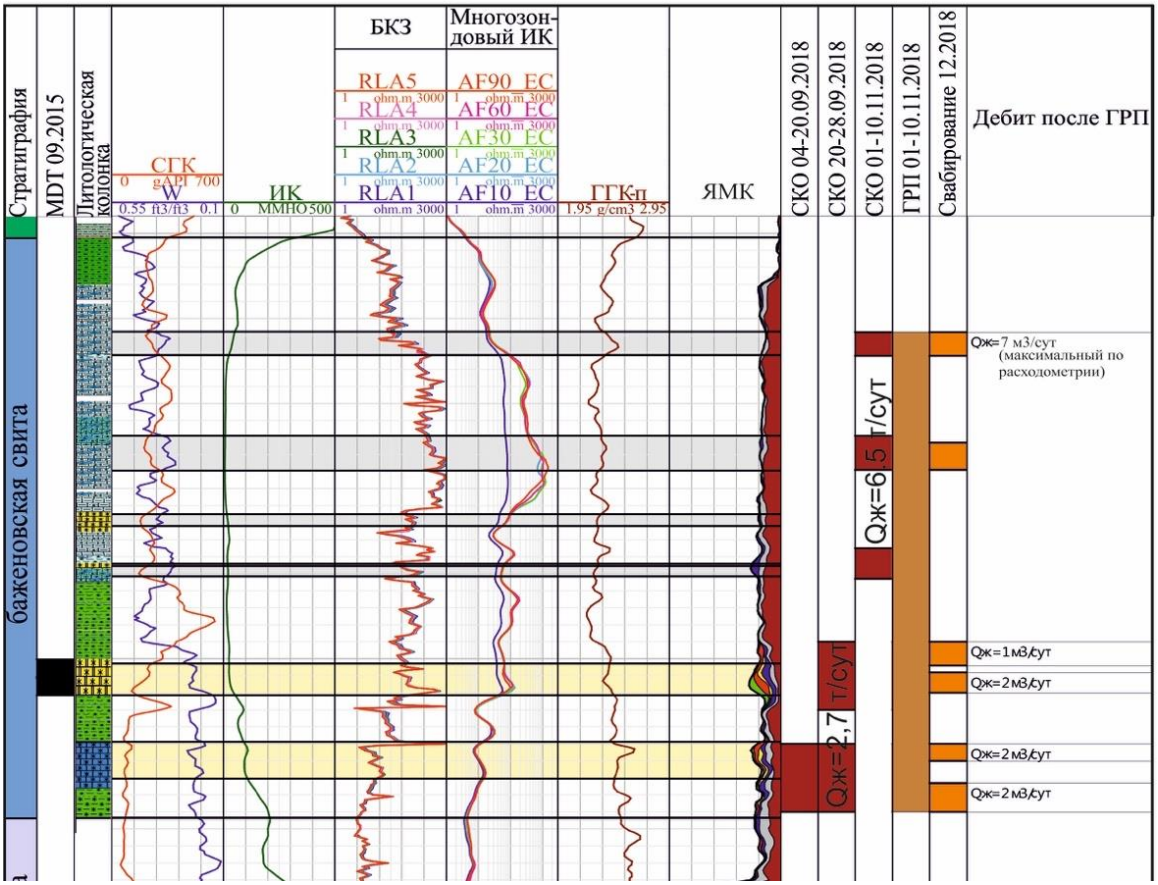


Рис.3.4 Геолого-геофизическая характеристика разреза верхнеюрских отложений и результаты раздельных испытаний различных интервалов

Для выделения коллекторов типа 1 могут быть использованы общепринятые признаки коллектора по керну и ГИС [230, 367]:

- свечение керна в УФ свете;
- наличие повышенных относительно вмещающих пород значений пористости (более 10%) и проницаемости по керну;
- наличие миграционно-способных УВ по данным пиролиза;
- наличие приращения сопротивления на кривых микрозондирования или по комплексу БК-МБК;
- наличие глинистой корки (сужение диаметра скважины);

- установление подвижности пластового флюида (проницаемости) по данным испытателя на трубах или каротажном кабеле;
- установление работающих интервалов разреза по данным ПГИ в скважинах без применения техногенной стимуляции пласта;
- наличие подвижного флюида по данным ЯМК.

Коллекторы I типа чаще всего формируются в следующих литотипах класса пород потенциальных коллекторов: доломиты по радиоляритам, радиоляриты, известняки по радиоляритам, фосфориты. Поровые коллекторы формируются за счет растворения и катагенетической перекристаллизации минералов пород. Емкостное пространство располагается в частично залеченном внутреннем пространстве скелетов радиолярий, между кристаллами доломита, между кремнистыми и доломитизированными участками пород, между зернами фосфоритов, а также в трещинах между блоками кальцитового цемента. Важнейшей особенностью данных коллекторов является их площадное распространение (кроме фосфоритов).

Коллекторы II типа – интервалы разреза, отдающие пластовый флюид в значимых количествах только после техногенной стимуляции притока. Эти коллекторы не выделяются по общепринятым качественным признакам коллектора по керну (пористость 1-5 %) и ГИС и приобщаются в разработку только после стимуляции пласта методами техногенного воздействия. По своим физическим свойствам данные породы близки к коллекторам первого типа, за исключением их фильтрационно-емкостных параметров.

Коллекторы II типа выделяются по керну и ГИС на основании совокупности признаков уплотненных интервалов:

- слабому свечению керна в УФ свете, наличию карбонатных линз, многочисленных естественных трещин в породах;

- присутствием миграционно-способных УВ по данным пиролиза;

- относительные пониженные значения ГК;

- относительно повышенные значения НКТ;

- относительно повышенные значения методов сопротивления.

Коллекторы II типа чаще всего формируются в следующих литотипах класса пород потенциальных коллекторов: силицитах радиоляриевых (массивных, сливных, с небольшим количеством различимых остатков скелетов радиолярий), вторичных известняках по радиоляритам, фосфатно-карбонатных породах, генетически не связанных с радиоляритами.

Данные породы до интенсификации притока не являются коллекторами и обладают крайне низкой пористостью. После техногенного воздействия в хрупких породах образуется разветвленная система трещин, которая связывает ранее закрытые поры, создавая возможность для фильтрации нефти. Коллекторы (техногенные) преимущественно трещинного типа.

Вклад коллекторов второго типа в общие запасы нефти баженовской свиты обычно не велик и составляет 5 – 20 % ее геологических запасов.

Эффективной нефтенасыщенной толщиной баженовской свиты является сумма коллекторов I и II типов. Остальные породы разреза относятся к классу низкопроницаемых нефтематеринских пород – неколлекторам (рис.3.5).

3.1.3. Межскважинная корреляция отложений баженовской свиты

Корреляцией внутреннего строения баженовской свиты занимались многие исследователи, выделяя по пикам каротажных кривых (в основном по радиоактивному каротажу) слои или пачки [29, 50, 58, 89, 97, 110, 157, 181, 202, 241, 265, 290]. Наибольшее количество коррелируемых слоев выделил В.И. Белкин на Салымском месторождении - до 27 слоев [29]. Широко известен принцип выделения циклов осадконакопления В.В. Хабарова, согласно работам которого, в толще чередуются биогенные и абиогенные слои (С и Р) [290].

В последние годы коллектив ЗАО «МиМГО» при участии специалистов из МГУ им. Ломоносова, ГИН РАН, Геологоразведки предложил выделять и прослеживать шесть пачек в баженовской свите, которые отражают событийность осадконакопления и прослеживаются по всей центральной части ЗС НГБ [220]. Данный подход получил развитие при выполнении Госконтракта № 7/14, реализованного под руководством ВНИГНИ и ИНГГ СО РАН [365].

В данной работе межскважинная корреляция разрезов баженовской свиты опирается на литологический состав групп литотипов, установленный по керну, и каротаж скважин. Границы циклов осадконакопления (пачек по [220] или коррелируемых слоев) баженовской свиты проводятся по наиболее контрастным перегибам кривых каротажа – кровле или подошве пород класса потенциальных-коллекторов. Поскольку разрез свиты сложен чередованием представителей класса низкопроницаемых нефтематеринских пород, обогащенных глинистым и органическим веществом, с относительно более плотными породами класса потенциальных коллекторов, то межскважинную корреляцию логично

проводить, учитывая данную цикличность (подобно методике, предложенный В.В. Хабаровым [290]).

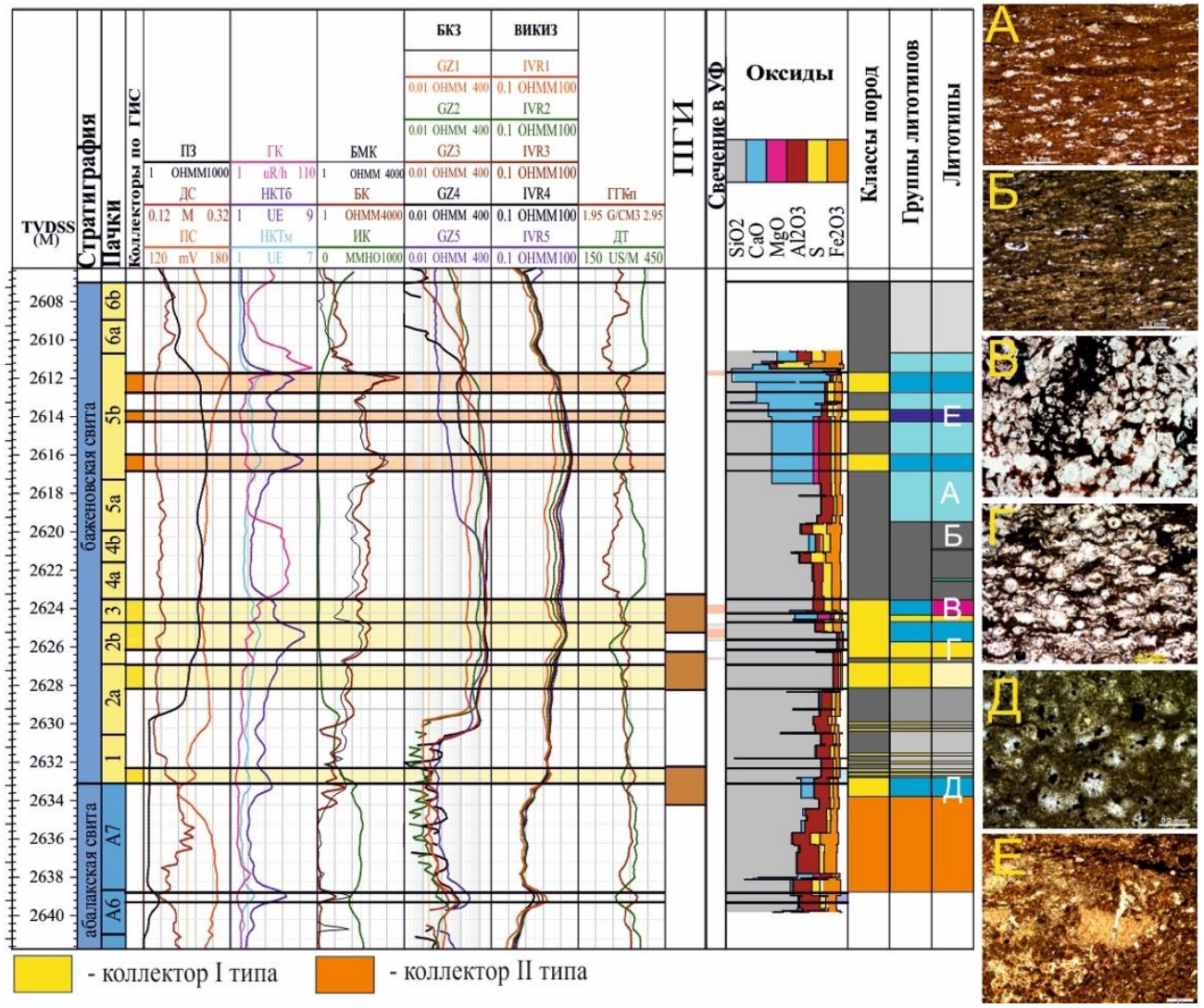


Рис.3.5 Пример разреза баженовской свиты с результатами интерпретации данных ГИС и литогенетической классификации пород

Справа – фотографии шлифов: А - высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы; Б - углеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистые породы; В - доломиты по радиоляритам; Г – радиоляриты; Д - известняки по радиоляритам; Е – известняки пеллоидно-интракластовые.

Состав и свойства класса низкопроницаемых нефтематеринских пород, как показано в главе 2.4, по латерали мало изменчивы, но имеют четкую зональность в разрезе, определенную региональными условиями осадконакопления баженовской свиты. Поэтому по каротажу прокоррелировать интервалы низкопроницаемых нефтематеринских пород можно с большой степенью достоверности. В разрезе баженовской свиты группы пород

низкопроницаемого нефтематеринского класса имеют своё местоположение: в кровле и нижней толще свиты развиты группы литотипов углеродистых глинисто-кремнистых пород, в верхней толще появляется группа литотипов высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых пород.

Породы класса низкоуглеродистых кремнисто-карбонатных пород – потенциальных коллекторов, напротив, могут быть изменчивы по составу и толщинам, часть из них имеет пластовую морфологию (генетический ряд радиоляритов), прослеживаясь на тысячи км, а часть – линзовидную (фосфатно-карбонатные породы). Правомерность корреляции пропластков кремнисто-карбонатных пород можно установить на основе анализа состава вмещающих их низкопроницаемых нефтематеринских пород.

Особое внимание стоит уделять разрезам с частичным размывом отложений, отличающихся отсутствием или резким сокращением толщины одной или нескольких пачек, зачастую корректная корреляция подобных разрезов может быть проведена только с опорой на керновые данные. Подобные разрезы распространены локально в пределах различных территорий с полными разрезами свиты, однако могут иметь и более широкое развитие, как, например, в районе Нижневартовского свода, где повсеместно толщина разреза баженовской свиты сокращена примерно в два раза в связи со значительным размывом верхней толщи.

На основании межскважинной корреляции циклов осадконакопления прослеживается протяженность пластов потенциальных коллекторов, что имеет важное практическое значение.

3.1.4. Построение трехмерной геологической модели на основе куба «литологии»

Суммарная толщина разреза баженовской свиты в ХМАО составляет 15-45 м (в среднем – 20-25 м), при этом в сейсмическом волновом поле ее разрез выглядит как контрастная сейсмическая граница, используемая в качестве опорного отражающего горизонта «ОГ Б». Обычно, при обработке данных сейсморазведки внимание уделяется алеврито-песчаным слоям тюменской свиты и ачимовской толщи, сейсмическим отражением от баженовской свиты приходится в этом случае пренебрегать. Общая толщина свиты находится на грани разрешающей способности сейсморазведки, что затрудняет интерпретацию ее данных в интервале баженовской свиты с целью получения карт сейсмических атрибутов, имеющих физический смысл, отражающих изменчивость эффективных толщин или фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Стоит отметить,

что при значительной изменчивости суммарной толщины баженовской свиты в пределах данных сейсморазведки 3Д можно закартировать границу развития разных типов геологического разреза по форме сейсмической волны. Изменчивость свойств коллекторов баженовской свиты – доказанный промысловыми испытаниями и разработкой факт, поэтому его учет в трехмерной геологической модели имеет важное практическое значение. Существует большое разнообразие авторских технологий сейсмического прогноза свойств баженовской свиты [80, 121, 156, 187, 188], но они не являются общепринятыми до настоящего времени.

Сейсмические данные необходимо использовать для построения структурного каркаса отложений баженовской свиты. Детальный трехмерный структурный каркас должен включать в себя все прокоррелированные слои баженовской свиты. Построение структурного каркаса выполняется путем корреляции опорного отражающего горизонта – ОГ Б – на сейсмических разрезах, получения карты T_0, а затем с использованием скоростных законов, построения структурной карты кровли баженовской свиты. На основании отбивок коррелируемых слоев по ГИС методом послойного заглубления выполняются построения структурных карт всех выделенных слоев свиты (рис.3.6).

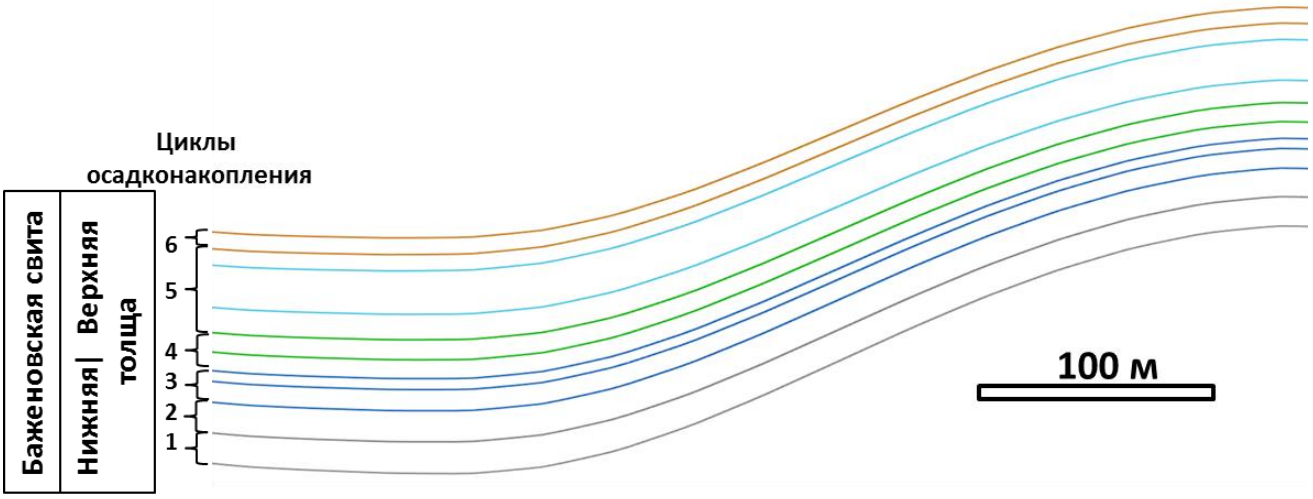


Рис.3.6 Пример разреза структурного каркаса баженовской свиты трехмерной модели Средне-Назымского месторождения

Далее, необходимо перейти к моделированию куба «литологии» (коллектора), который отражает распространение в разрезе и на площади классов пород баженовской свиты. Куб «литологии» включает в себя два класса нефтематеринских пород: (1)

низкопроницаемые породы и (2) породы потенциальных коллекторов (два типа коллекторов, если позволяют фактические данные).

Куб литологии строится путём комплексирования структурного каркаса отложений баженовской свиты и данных интерпретации ГИС и отражает распределение в разрезе и на площади двух классов нефтематеринских пород. Контроль распределения «литологии» в трехмерной модели проводится за счет коррелируемых слоев. Важно отметить, что прямое стохастическое моделирование «литологии» без контроля распределения классов пород с помощью детальной корреляции скважин приводит к нарушению прослеживаемости коллекторов в модели. Последнее противоречит реальному геологическому строению коллекторов, подтвержденному бурением большого количества горизонтальных скважин по протяженным коллекторским пропласткам и результатам гидродинамических прослушиваний, доказавших наличие гидродинамической связи радиоляритовых пропластков в скважинах в пределах одной кустовой площадки (глава 1.3) (рис.3.7, 3.8).

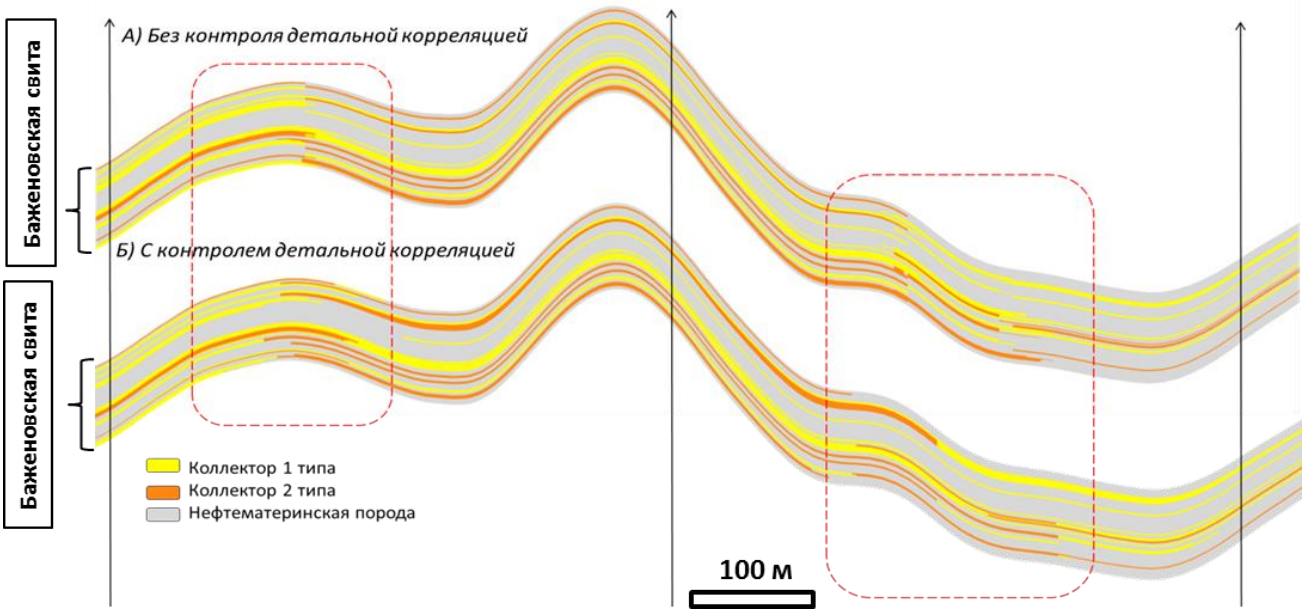


Рис.3.7 Пример разрезов куба «литологии» баженовской свиты, построенных (а) без учета и (б) с учетом детальной межскважинной корреляции (структурного каркаса)

При создании трехмерной геологической модели пластов **терригенных** коллекторов распределяют параметры песчанистости и пористости. Для нефтематеринской баженовской свиты, кроме этого, необходимо создавать кубы геохимических параметров ОВ, позволяющие оценить ресурсы разных видов УВ. Из куба пористости класса пород

потенциальных коллекторов можно рассчитать геологические запасы нефти. Кубы геохимических параметров ОВ позволяют оценить ресурсы УВ разных видов, которые могут быть переведены в запасы в случае использования «новых» технологий разработки толщи, например, с помощью термического или химического воздействия на породы. Данные о пористости и геохимических параметрах ОВ определяют в ходе анализа керна, после чего строятся зависимости типа «керн – ГИС», из которых получается непрерывная характеристика параметров по всему разрезу.

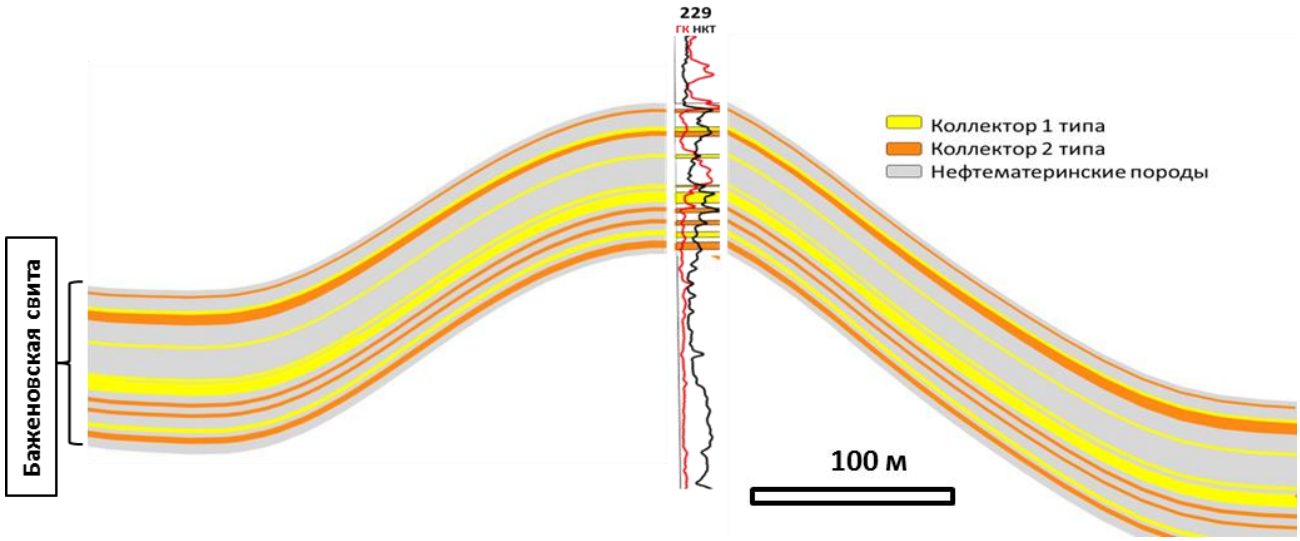


Рис.3.8 Разрез куба литологии баженовской свиты с опорной скважиной и интерпретацией данных ГИС в ней (Средне-Назымское месторождение)

Классы пород обладают контрастными свойствами, поэтому для их распространения в межскважинном пространстве баженовской свиты при трехмерном геологическом моделировании крайне важно использовать куб «литологии», задавая тренды изменения параметров и граничные значения отдельно для класса низкопроницаемых нефтематеринских пород и, при возможности, двух типов потенциальных коллекторов (рис.3.9). Такой подход позволяет существенно повысить качество геологической модели.

На рисунках 3.9 отражено сравнение результатов моделирования, проведенного без учета и с учетом куба «литологии». Результаты моделирования параметров пористости отличаются кардинально в пользу использования дополнительного контроля распределения свойств в виде куба «литологии». Куб параметра пористости показателен, поскольку разобщенность слоев коллекторов приводит к общему занижению пористости в модели.

Поскольку разрешающая способность данных сейсморазведки не позволяет проводить надежный прогноз свойств коллекторов баженовской свиты в межскважинном пространстве, крайне важным является использование обоснованной детальной межскважинной корреляции при построении структурного каркаса и куба «литологии», отражающих послойное развитие низкопроницаемых нефтематеринских пород и пород потенциальных коллекторов, на основе которых можно качественно и обоснованно моделировать свойства пород разреза.

Построение трехмерных геологических моделей баженовской свиты с опорой на литогенетическую классификацию пород позволяет повысить качество модели, оценки запасов и ресурсов нефти, а также планирования разработки свиты.

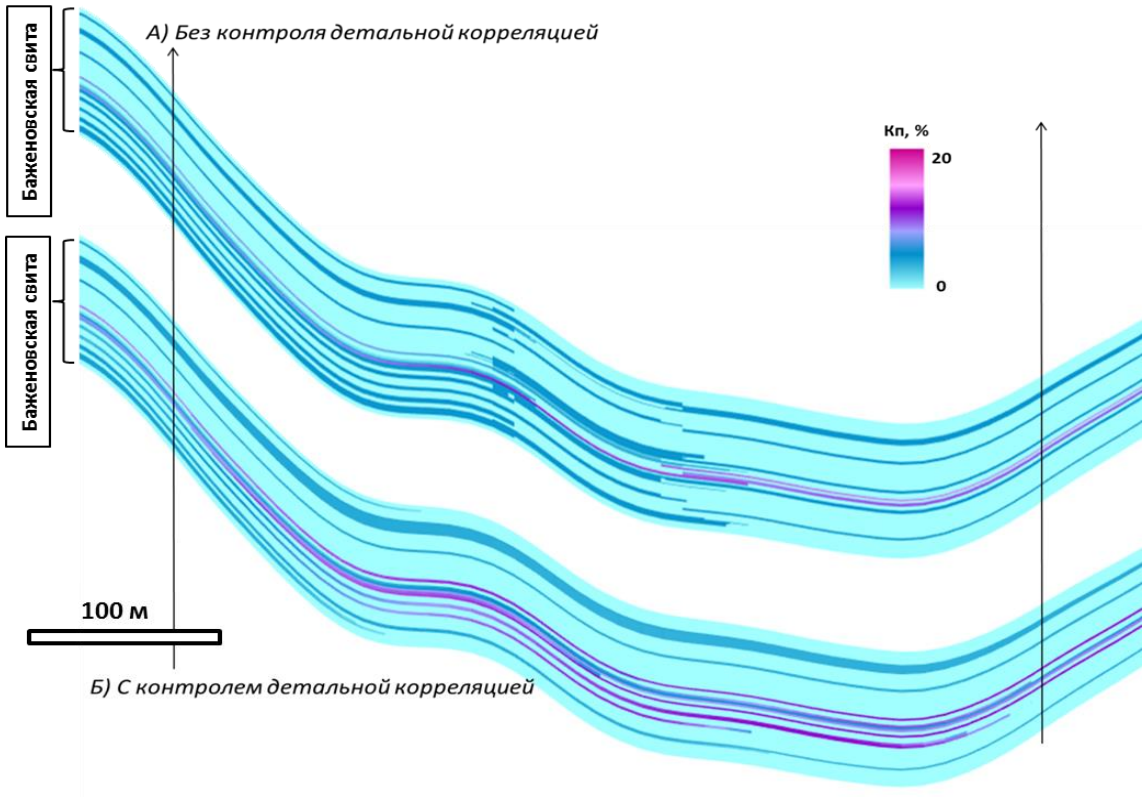


Рис.3.9 Разрезы куба пористости баженовской свиты, построенные (а) без учета и (б) с учетом детальной межскважинной корреляции (структурного каркаса), куба «литологии» (Средне-Назымское месторождение)

3.2. Трехмерная геологическая модель строения баженовской свиты на примере Средне-Назымского месторождения

3.2.1. Построение трехмерной геологической модели отложений баженовской свиты на примере Средне-Назымского месторождения

На основании укрупненных подразделений литогенетической классификации пород баженовской свиты – групп литотипов и классов пород – можно проводить уверенные межскважинные корреляции по данным керна и ГИС, выделять интервалы коллекторов с различными свойствами, строить надежные трехмерные геологические модели, проводить оценку запасов и ресурсов УВ на изученной площади, а также планировать разработку целевых отложений.

Описанная выше схема исследований (рис.3.2) позволяет эффективно использовать результаты изучения керна (прямая геологическая информация) при интерпретации дистанционных методов исследований (ГИС, сейсморазведка) и трехмерном геологическом моделировании строения и свойств целевого объекта. Моделируемые свойства баженовской свиты включают в себя не только фильтрационно-емкостные параметры, как это принято для терригенных коллекторов, но и геохимическую характеристику органического вещества – важнейший параметр при работе с нефтематеринскими толщами. В трехмерной геологической модели присутствуют кубы пористости и содержания разных видов углеводородов, что является основой для оценки запасов и ресурсов нефти, содержащийся в различных литологических типах пород, определяющей перспективы разработки баженовской свиты различными методами.

Трехмерная модель баженовской свиты Средне-Назымского месторождения, на примере которой показана методология создания цифровых моделей свиты, построена под руководством автора данной работы на основании комплексирования материалов сейсморазведки 3Д (в части получения карты То) и скважинных данных (48 наклонно-направленных скважин с ГИС, из них – 19 с керном, 18 скважин с горизонтальным окончанием длиной 1000-1700 м с данными ГК и элементного анализа шлама) (рис.3.10). Аналогичным образом построены трехмерные геологические модели баженовской свиты семи лицензионных участков, благодаря чему методика прошла надежную апробацию.

Керн изучался комплексно, все образцы получали литологическую, петрофизическую, геохимическую характеристику, результаты привязывались к ГИС и сопоставлялись между

собой. Литологическая характеристика включала в себя изучение шлифов с опорой на РФА, РСА, определение литотипов, объединение их в группы литотипов и классы пород.

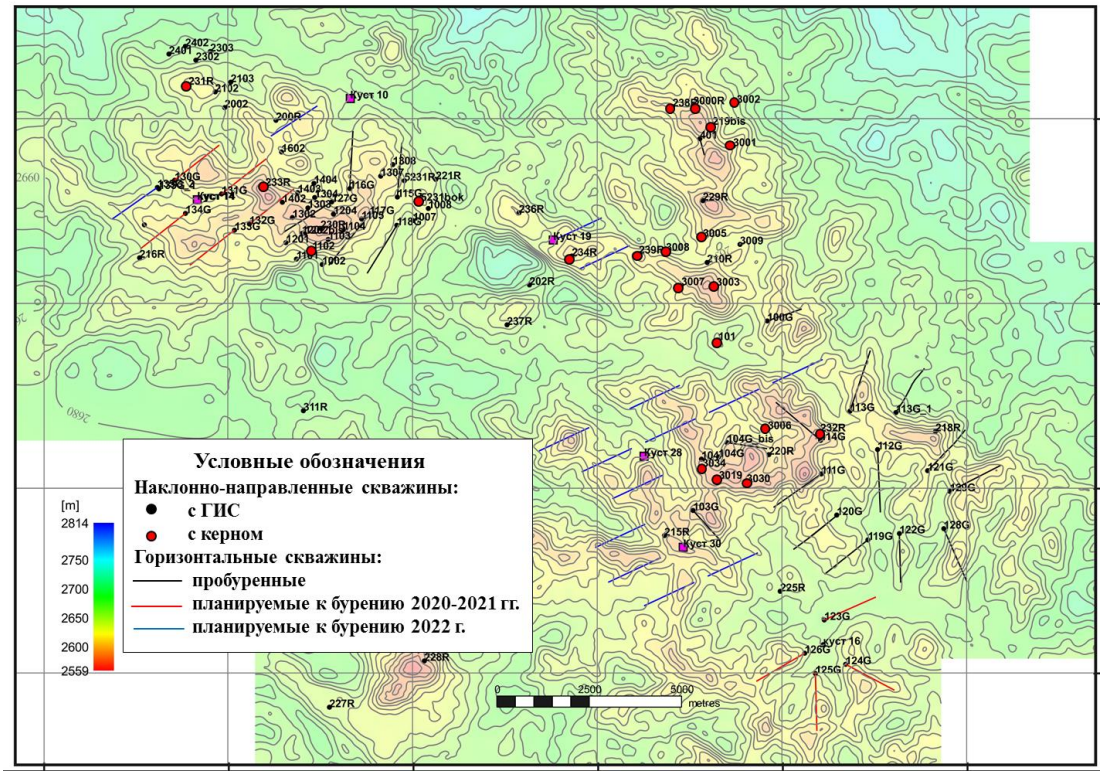


Рис. 3.10 Карта изученности отложений баженовской свиты Средне-Назымского месторождения на структурной основе ее кровли

Характеристика ФЕС получена путем определения пористости и проницаемости на стандартных цилиндрических образцах по газу и керосину до и после экстракции пород, кроме того, определение пористости и проницаемости проведено на единичных кубических образцах по методике насыщения пород люминофором имени К.И. Багринцевой; единичные определения пористости получены методом ЯМР.

Геохимическая характеристика ОВ получена методом пиролиза Rock-Eval (до и после экстракции).

Построение структурного каркаса модели и куба литологии

Для построения структурного каркаса проведена корреляция наклонно-направленных скважин с выделением кровли, подошвы баженовской свиты и 11 коррелируемых интервалов внутри нее (рис.3.11). В горизонтальных скважинах для корректировки структурного каркаса использованы интервалы транспортных стволов (до начала горизонтального участка), а также

точки пересечения кровель коррелируемых слоев горизонтальным стволом скважины. При выделении коррелируемых слоев основное внимание уделялось данным керна, увязанным с ГИС, в горизонтальных скважинах слои выделены с опорой на элементный анализ шлама и каротаж, записанный в стволе после окончания бурения. Коррелируемость слоев определялась минеральным составом групп литотипов класса низкопроницаемых пород.

Структурные поверхности коррелируемых слоев получены методом послойного заглубления от кровли баженовской свиты (рис.3.10), построенной через карту изохрон (То) и интервальных скоростей.

Во всех скважинах на основании комплексирования данных ГИС, керна, испытаний (определения интервалов притока) выделены потенциальные коллекторы двух типов и низкопроницаемые нефтематеринские породы. Поскольку классы пород уверенно различаются не только в шлифах, но и на кривых ГИС, то интерпретация каротажа всех скважин (с керном и без) выполнена по единому алгоритму (см. раздел 3.1.2) (рис.3.12).

На основе структурного каркаса и РИГИС создан куб «литологии» (рис. 3.13), который отражает распределение внутри класса низкопроницаемых нефтематеринских пород пропластков класса пород потенциальных коллекторов, являющихся эффективными нефтенасыщенными толщинами баженовской свиты.

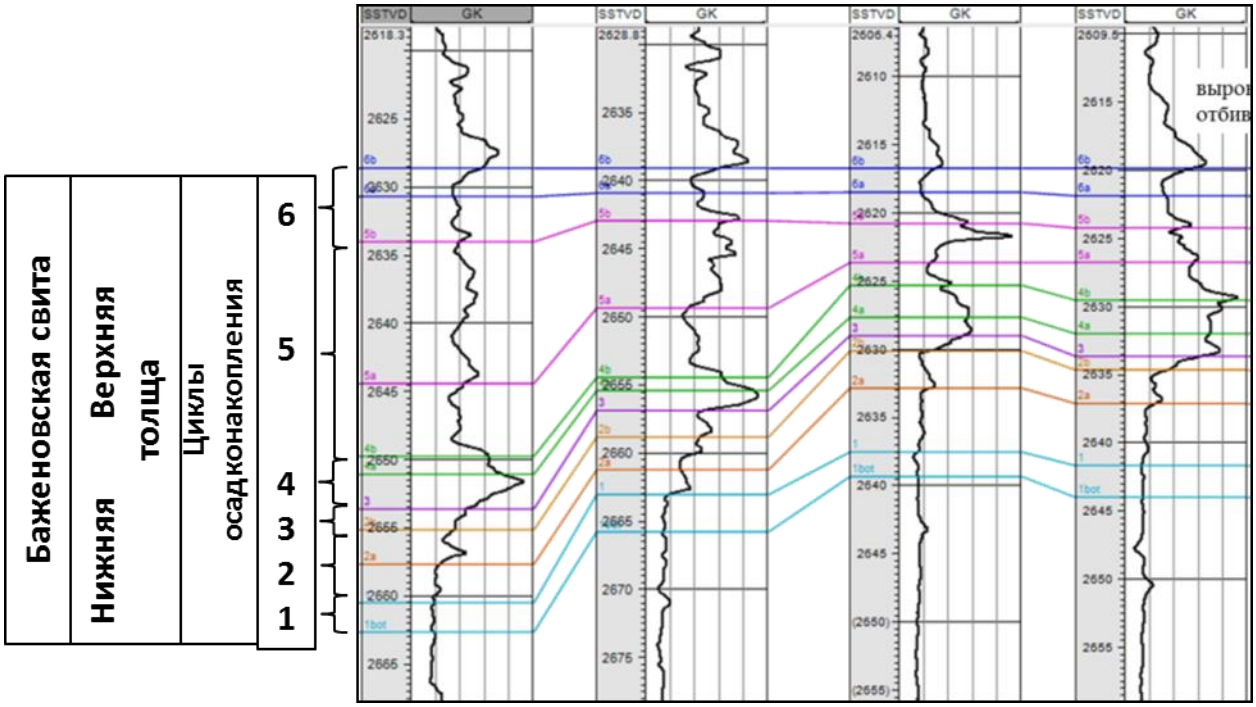


Рис.3.11 Пример детальной попачечной корреляции скважин с запада на восток интервала баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

При моделировании латерального распространения пород класса потенциальных коллекторов учитывался их генезис. В нижней толще развиты вторично преобразованные радиоляриты, имеющие широкое площадное распространение, поэтому в модели отражено именно это их свойство: потенциальные коллекторы являются протяженными телами, имеющими четкое положение в разрезе (приурочены к кровлям коррелируемых интервалов). В верхней толще баженовской свиты радиоляриевые пропластки редки и маломощны (до 0.5 м), основной объем коллекторов ассоциируется с фосфатно-карбонатными породами, тяготеющими к локальным палеоподнятиям и верхним частям палеосклонов, что также отражено в кубе «литологии» (рис.3.13).

Распределение свойств пород строго контролируется кубом «литологии». Пористость пород распределялась только в интервалах развития класса пород потенциальных коллекторов.

Пиролитические параметры ОВ распределены во всём разрезе.

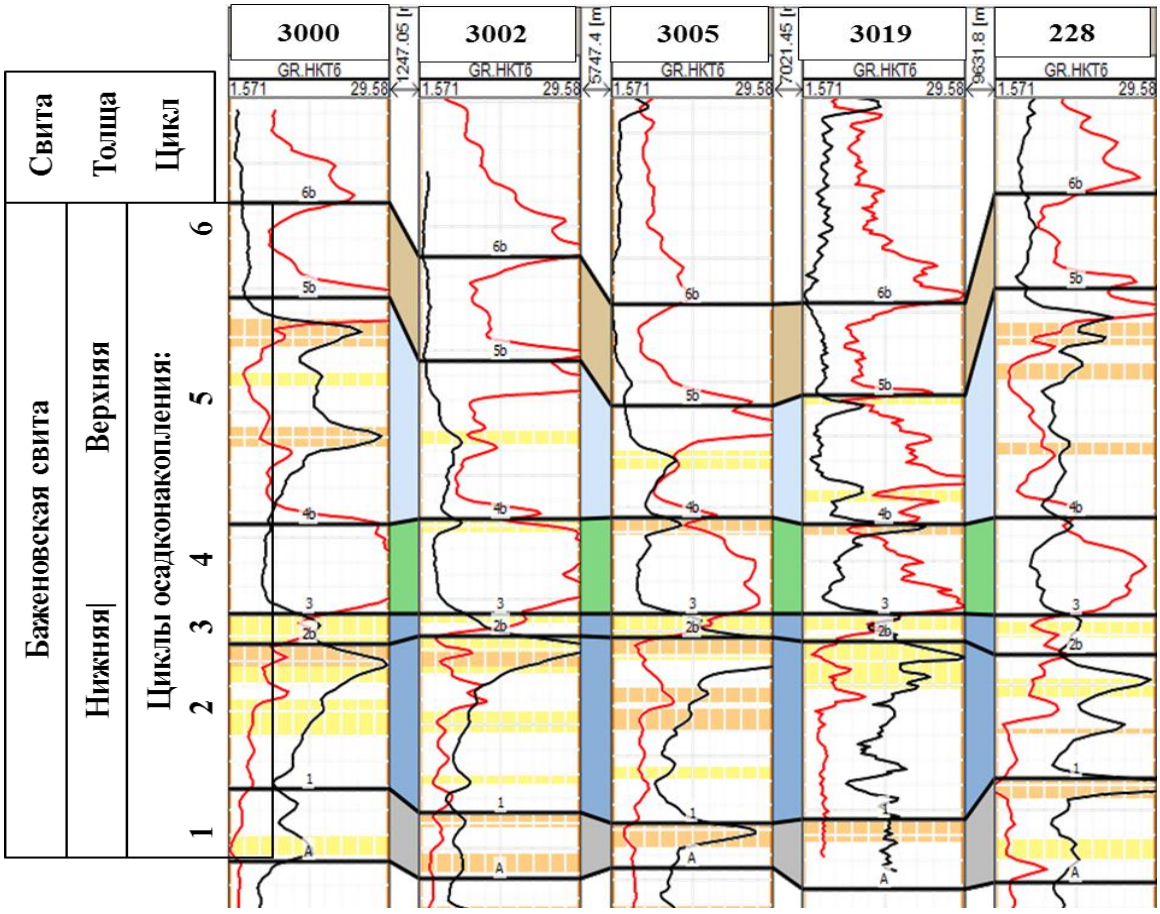


Рис.3.12 Схема корреляции скважин с выделением интервалов пород потенциальных коллекторов (желтые и оранжевые) в баженовской свите Средне-Назымского месторождения (заливка коллекторов: желтая – тип 1; оранжевая – тип 2)

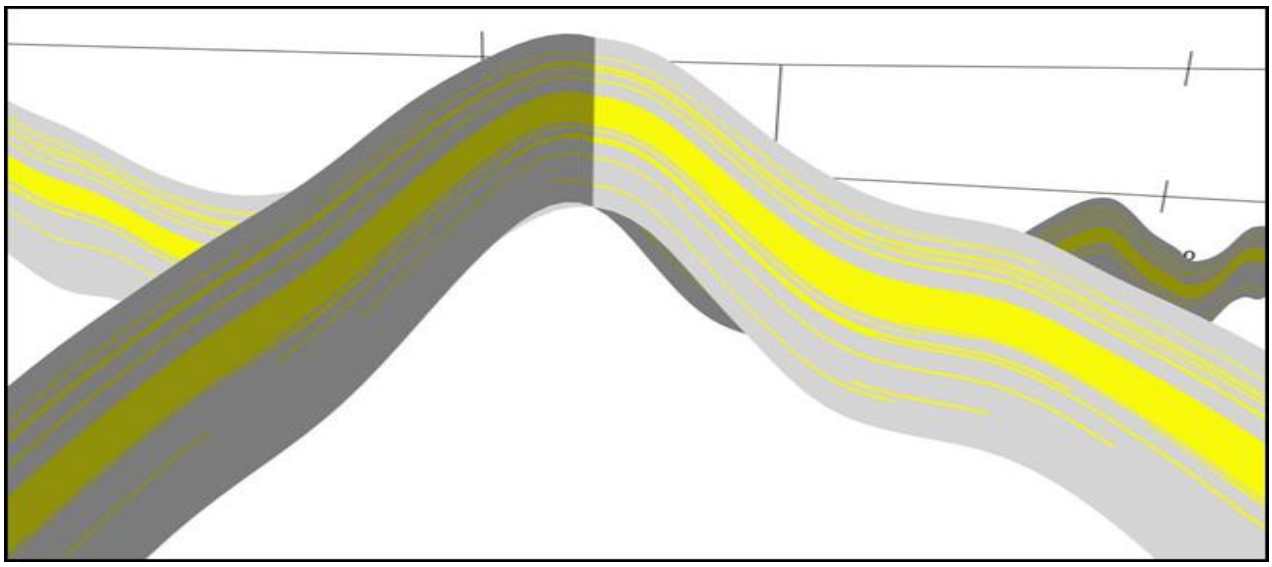


Рис.3.13 Фрагмент куба «литологии» баженовской свиты Средне-Назымского месторождения (серый цвет – неколлекторы; желтый – потенциальные коллекторы)

Определение коэффициента пористости по данным керна и ГИС

Определение коэффициента пористости проведено по керну 19-ти скважин [195, 196]. Увязка данных «керн-ГИС» позволила установить средние значения пористости для коллекторов разных типов и разных литотипов. Для коллекторов, ассоциирующихся с группой литотипов вторично преобразованных радиоляритов, пористость определена стандартным методом на цилиндрических образцах по газу (гелию) после короткой экстракции пород (до 3 суток). Обоснованы средние значения пористости: для коллекторов типа 1 – 12 %; для коллекторов типа 2 – 3% (рис.3.14).

В скважинах без керна значения пористости рассчитаны по данным ГИС только для интервалов потенциальных коллекторов нижней толщи баженовской свиты через зависимость параметров Кп (керн) – НКТ (рис 3.15, 3.16).

Отдельно решалась задача определения пористости для группы литотипов фосфатно-карбонатных пород. Сложность заключалась в тонкой линзовидности пород (размер линз – первые см), в связи с чем, изготовление цилиндрических образцов правильной формы было затруднено. В качестве альтернативного метода определения пористости использовались цилиндирические образцы, в том числе, с небольшими дефектами, изученные методом ЯМР [256]. Разброс значений пористости составил от 0,7-3,63 % (табл.3.1).

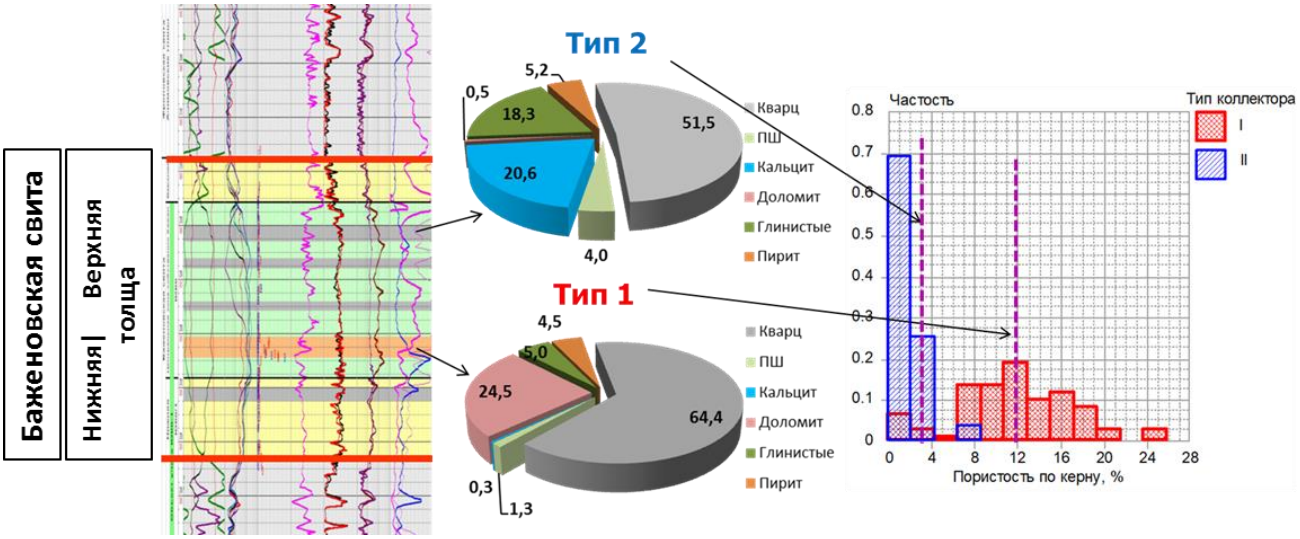


Рис.3.14 Обоснование средних значений пористости в радиоляритовых коллекторах типа 1 и 2 (по В.И. Петерсилье с дополнениями) Средне-Назымского месторождения

Кроме того, проведены исследования кубических образцов, изготовленных из литотипов фосфатно-карбонатных пород методом насыщения люминофором (метод К.И. Багринцевой). В результате исследований емкость трещин составила 1,7 %. (рис.3.17).

При трехмерном геологическом моделировании пористость литотипов фосфатно-карбонатных пород принята в виде константы – обосновано среднее значение пористости, составившее 2,5 %. При этом, важно отметить, что вклад данных пород в запасы УВ баженовской свиты не превышает 5-10 %. Коллекторы данной группы литотипов отнесены ко второму типу (отдают нефть в скважину только после интенсификации притока).

Разрез куба «пористости» баженовской свиты представлен на рисунке 3.18.

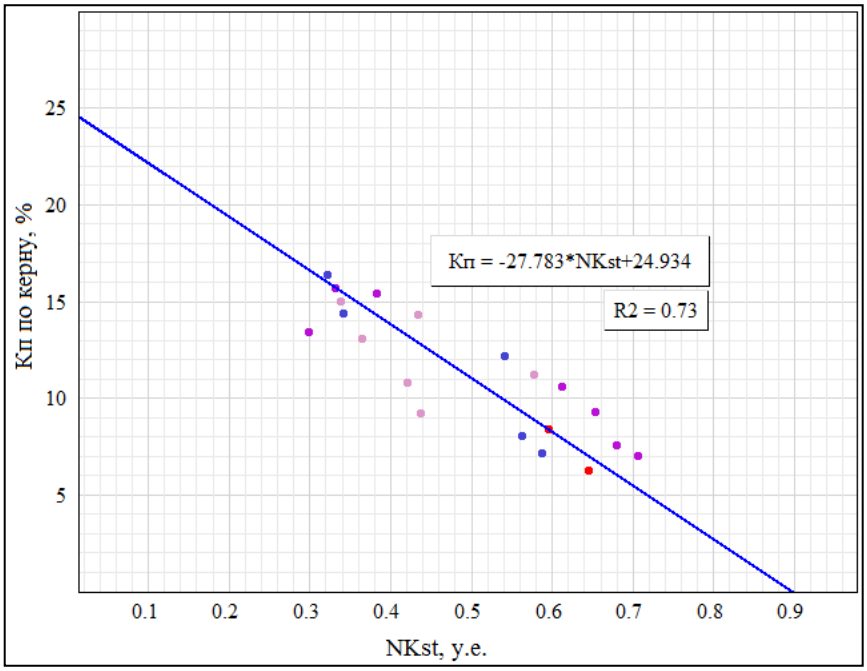


Рис.3.15 Зависимость коэффициента пористости Кп (керн) от значений кривой нормированного нейтронного каротажа по опорным скважинам в интервалах коллекторов Средне-Назымского месторождения

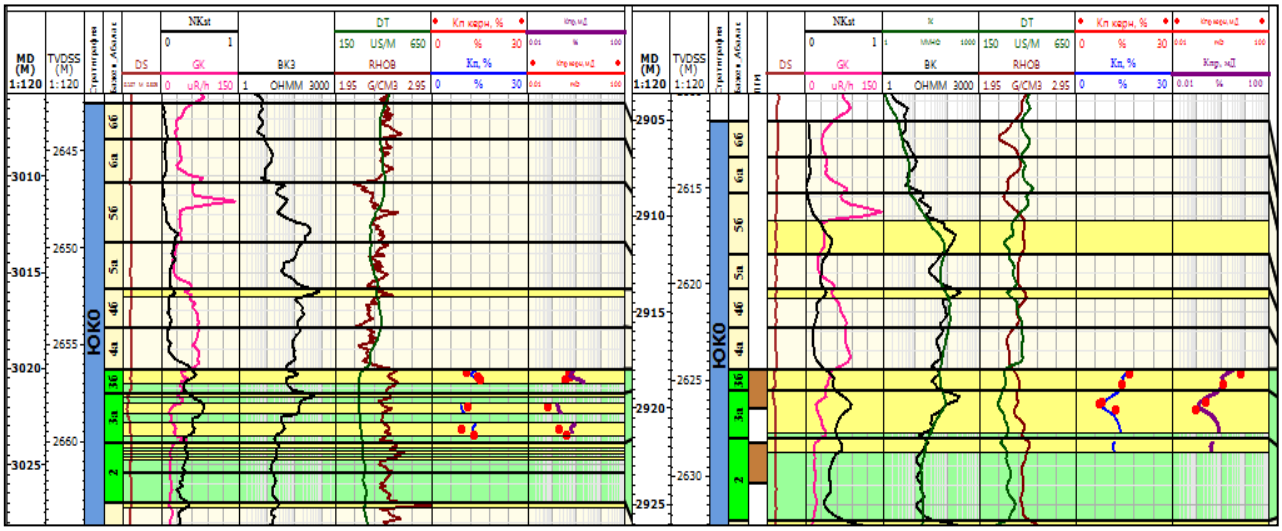
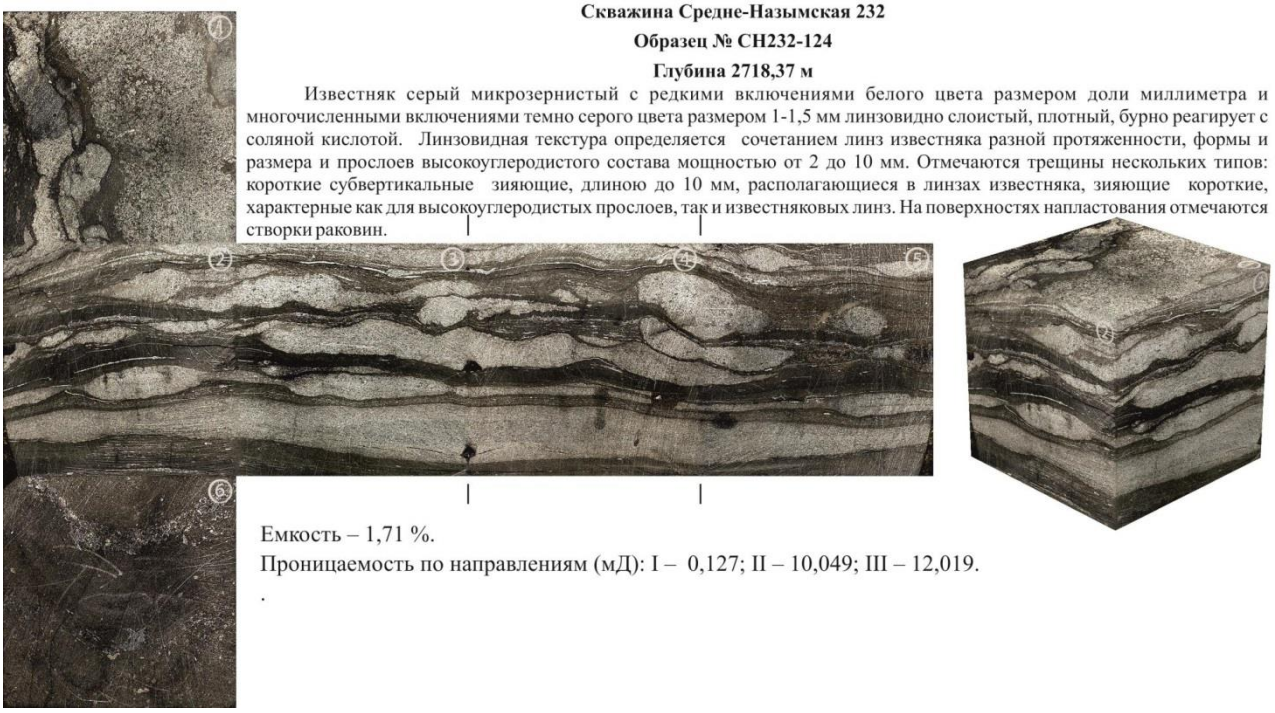


Рис.3.16 Пример результата расчёта пористости по ГИС в интервалах коллекторов баженовской свиты Средне-Назымского месторождения



Скважина Средне-Назымская 232

Образец № СН232-124

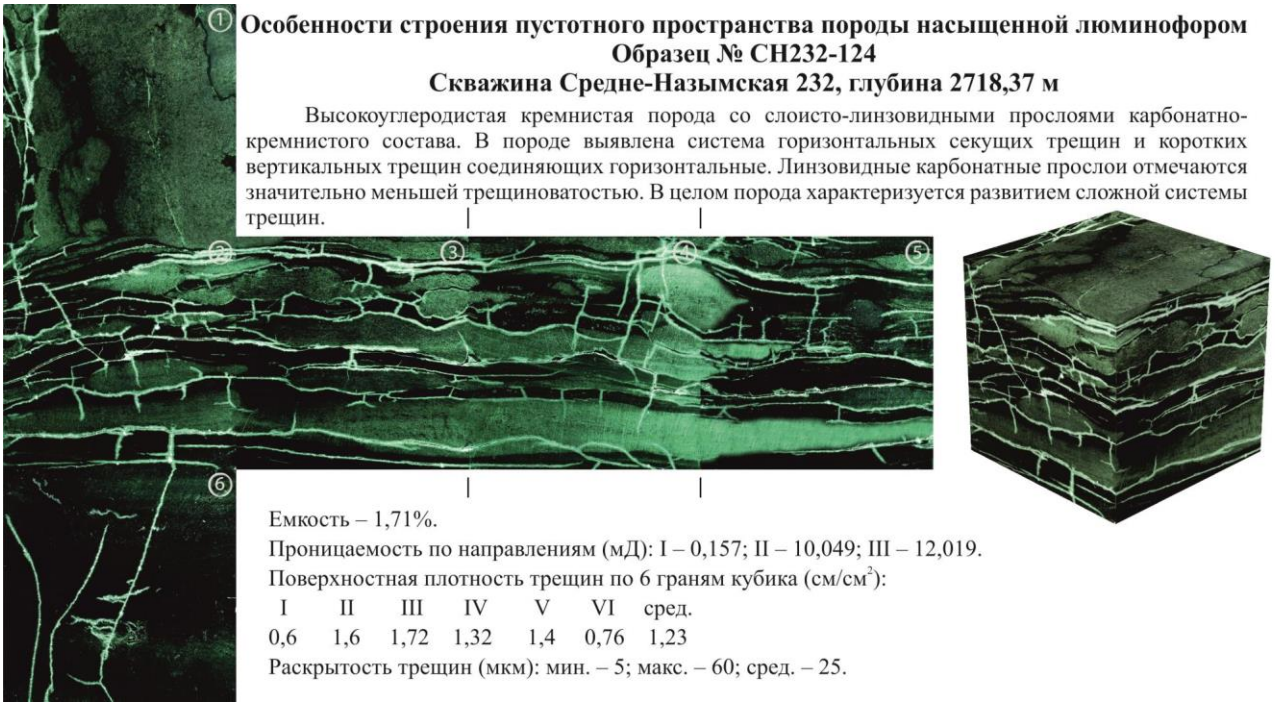
Глубина 2718,37 м

Известняк серый микрозернистый с редкими включениями белого цвета размером доли миллиметра и многочисленными включениями темно серого цвета размером 1-1,5 мм линзовидно слоистый, плотный, бурно реагирует с соляной кислотой. Линзовидная текстура определяется сочетанием линз известняка разной протяженности, формы и размера и прослоев высокоуглеродистого состава мощностью от 2 до 10 мм. Отмечаются трещины нескольких типов: короткие субвертикальные зияющие, длиною до 10 мм, располагающиеся в линзах известняка, зияющие короткие, характерные как для высокоуглеродистых прослоев, так и известняковых линз. На поверхностях напластования отмечаются створки раковин.

Емкость – 1,71 %.

Проницаемость по направлениям (мД): I – 0,127; II – 10,049; III – 12,019.

.



Особенности строения пустотного пространства породы насыщенной люминофором

Образец № СН232-124

Скважина Средне-Назымская 232, глубина 2718,37 м

Высокоуглеродистая кремнистая порода со слоисто-линзовидными прослоями карбонатно-кремнистого состава. В породе выявлена система горизонтальных секущих трещин и коротких вертикальных трещин соединяющих горизонтальные. Линзовидные карбонатные прослои отмечаются значительно меньшей трещиноватостью. В целом порода характеризуется развитием сложной системы трещин.

Емкость – 1,71%.

Проницаемость по направлениям (мД): I – 0,157; II – 10,049; III – 12,019.

Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика (см/см^2):

I	II	III	IV	V	VI	сред.
0,6	1,6	1,72	1,32	1,4	0,76	1,23

Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 60; сред. – 25.

Рис.3.17 Пример результата определения емкостных характеристик трещиноватых пелоидно-интракластовых известняков на Средне-Назымском месторождении методом К.И. Багринцевой

(фотографии в дневном свете и в УФ после пропитки образца люминофором)

Таблица 3.1 Определение пористости фосфатно-карбонатных пород методом ЯМР по керну

Литологическое описание	**Кп по ЯМР, %**
Углеродисто-карбонатно-кремнистая порода с линзами пелоидного известняка	*3.63*
Линза известняка	0.70
Линза известняка	1.53
Углеродисто-карбонатно-кремнистая порода с линзами известняка	2.82

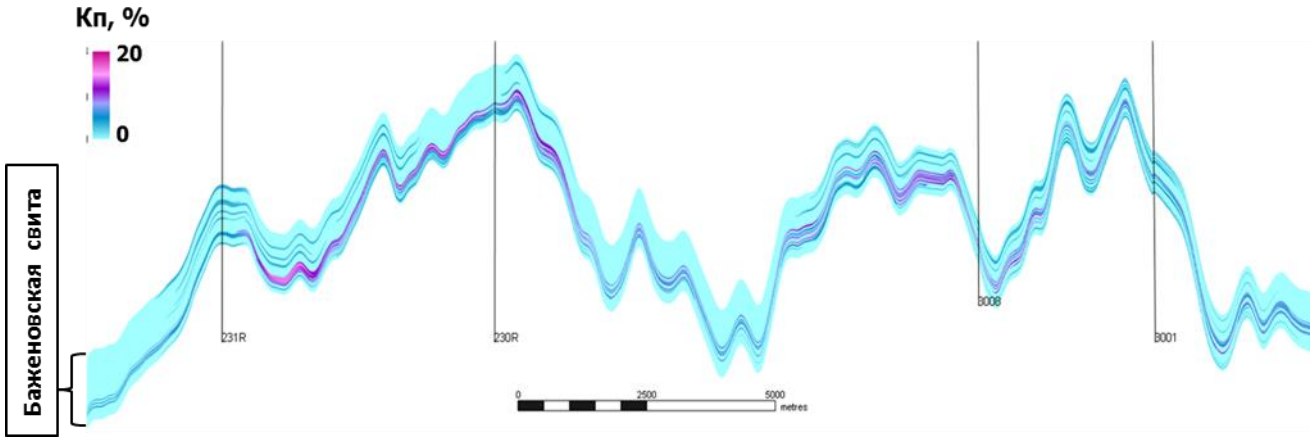


Рис.3.18 Разрез куба «пористости» баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

Ранжирование скважин по степени нефтепродуктивности

Резервуары нефти баженовской свиты являются непрерывными в центральной части ЗС НГБ. Согласно концепции латеральной изменчивости ФЕС коллекторов, описанной в главе 2.6, на Средне-Назымском месторождении существует тренд изменения их ФЕС в зависимости от палеоструктурного плана, обоснованный при совместном анализе керна и истории разработки продуктивных и низкопродуктивных скважин в течение 10 лет.

Согласно данной концепции при переходе от палеоподнятий к палеовпадинам за счет увеличения глинистости уменьшается толщина коллекторов и снижаются их ФЕС. Данное

предположение можно проверить, сопоставив палеоструктурный план с результатами анализа кривых восстановления давления и коэффициентом продуктивности (анализ проведен Д.А. Меттом) (рис.3.19). График на рисунке 3.19 показывает наличие уверенной корреляционной связи между коэффициентом продуктивности скважины и ее относительным расположением на структурном плане, унаследованном от палеоструктурного плана. Коэффициент «структурного фактора» получен путем нормировки структурной карты, где 1 – вершина крупного локального поднятия, 0 – максимальная глубина прилегающей обширной депрессионной зоны. Чем ближе расположение скважины к вершине палеоподнятия, тем выше ее продуктивность.

Аналогичный вывод получен и при анализе длительной истории добычи нефти из эксплуатационных скважин месторождения.

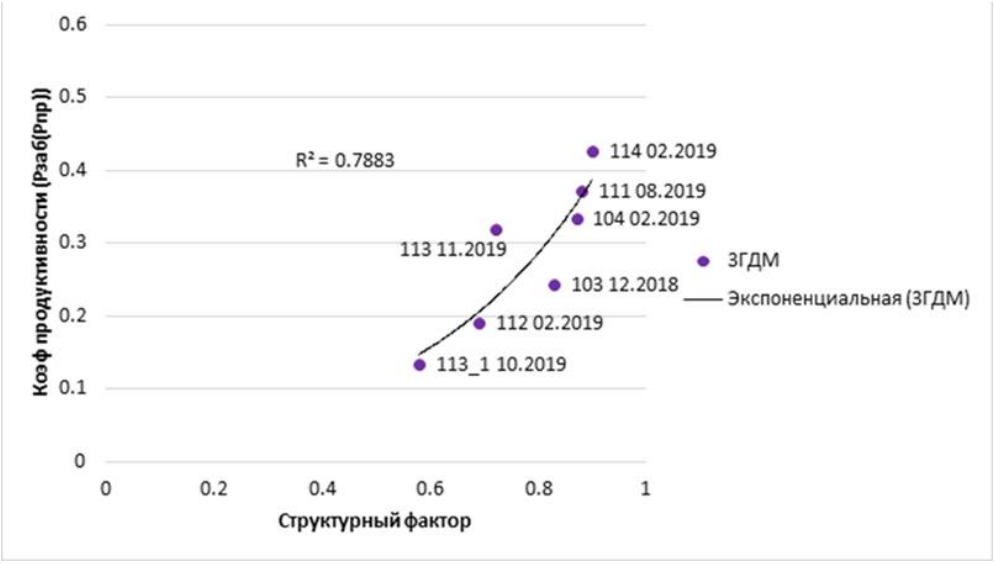


Рис.3.19 Зависимость коэффициента продуктивности скважин от палеоструктурного плана по кровле баженовской свиты Средне-Назымского месторождения (построена Д.А. Меттом)

На Средне-Назымском месторождении добыча нефти из баженовской свиты ведется более 10 лет с помощью наклонно-направленных скважин, с 2018 года в разработку введены скважины с горизонтальным окончанием (в период 2010 – 2018 гг. на месторождении было всего две таких скважины).

Анализ изменений дебита нефти с течением времени позволил на качественном уровне провести ранжирование скважин по продуктивности свиты. При анализе учтены стартовые дебиты, время работы скважин, характер изменения дебита со временем, методы

интенсификации притока. Характерные виды гистограмм среднесуточных дебитов наклонно-направленных скважин, в которых добыча нефти велась строго из баженовской свиты, приведены на рисунке 3.20.

На основании приведенных гистограмм, разрезы скважин разделены на высоко-, средне- и низкопродуктивные (рис.3.20). Каждая из групп скважин обладает своими характерными особенностями.

Высокопродуктивные скважины (типы 1а, 1б, 2б на рис.3.20; рис.3.21) характеризуются высокими среднесуточными дебитами от 30 до 50 т/сут. Вызов притока в скважинах данного типа осуществлялся сменой бурового раствора на техническую воду, компрессированием скважины, применялись соляно-кислотные обработки призабойной зоны, проводили ГРП. Высокие среднесуточные дебиты в 40 – 60 т/сут постепенно снижаются за 1,5 – 2 года до 20 – 30 т/сут, после технических мероприятий, проведенных на скважинах, притоки нефти снова значительно увеличиваются. Установленная закономерность впоследствии повторяется. Как правило, подключение в скважине ЭЦН (насоса) приводит к значительному увеличению среднесуточных притоков нефти и устойчивой работе скважин в

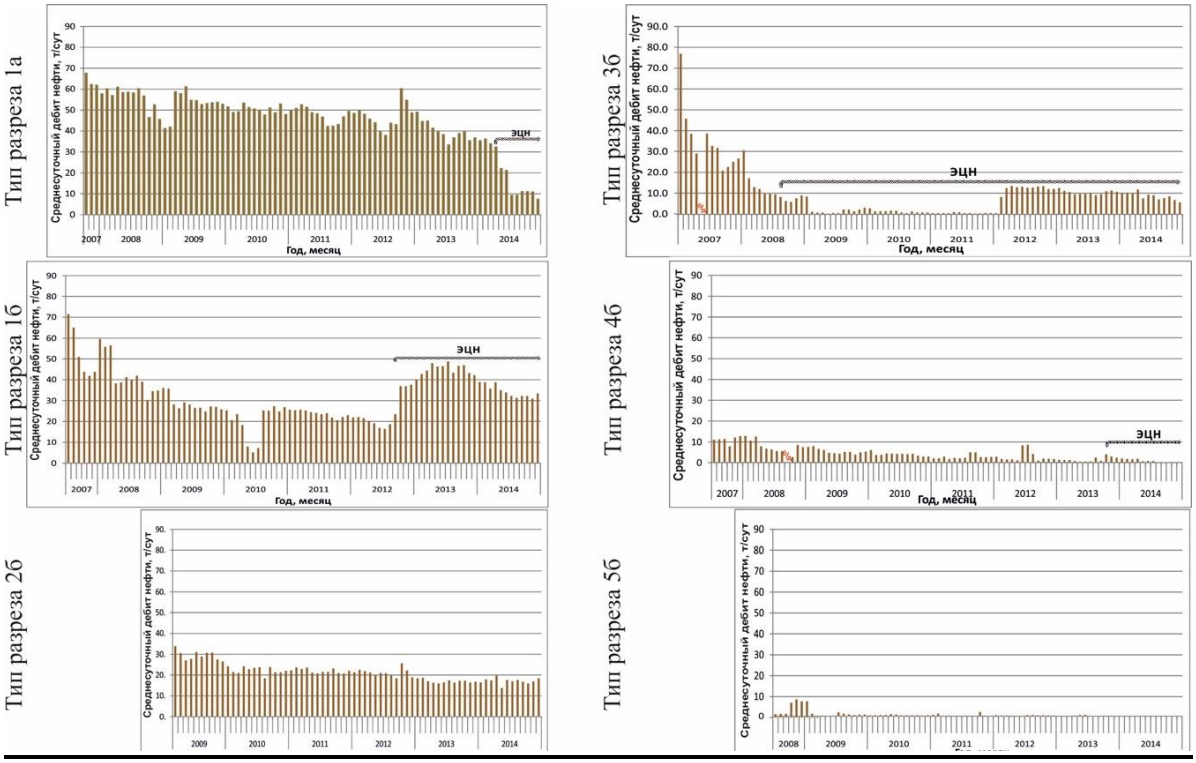


Рис.3.20 Примеры гистограммы среднесуточных дебитов за месяц в наклонно-направленных скважинах баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

последующие годы. Фактическая накопленная добыча нефти таких скважин составляет 10 – 80 тыс т за 10 лет (рис.3.20). Скважины данного типа располагаются на локальных поднятиях, где развиты коллекторы с максимальной для баженовской свиты Средне-Назымского месторождения емкостью и трещинноватостью.

В среднепродуктивных скважинах (типы 3б, 4б на рис 3.20, рис. 3.22) среднесуточный дебит за весь рассматриваемый период (8 – 10 лет) – от 10 до 20 т/сут. Для данного типа характерны стабильные притоки нефти при невысоких начальных дебитах в 10 – 20 т/сут, а в случае более высоких первоначальных притоков порядка 30 – 50 т/сут в первые полтора года работы скважины отмечается резкое снижение притоков. Скважины данного типа практически весь период эксплуатируются с применением насосов. Фактическая накопленная добыча по скважинам составляет 1,5 – 8 тыс.т. за 10 лет. Данный тип скважин приурочен к склоновым зонам и структурным носам, характеризуется развитием естественных коллекторов с низкой емкостью, единичными тонкими пропластками с высокими значениями пористости.

Низкопродуктивные скважины (тип 5б на рис.3.20, рис. 3.23). Среднесуточный дебит за весь рассматриваемый период 0,5 – 1 т/сут. Отмечаются длительные промежутки бездействия, консервация скважин. Проведение ГРП и кислотных обработок не приводит к заметным результатам. Накопленная добыча за 10 лет составляет менее 1 тыс тонн нефти. Подобные скважины располагаются в погруженных частях территории, где преобладают тонкие пропластки коллекторов.

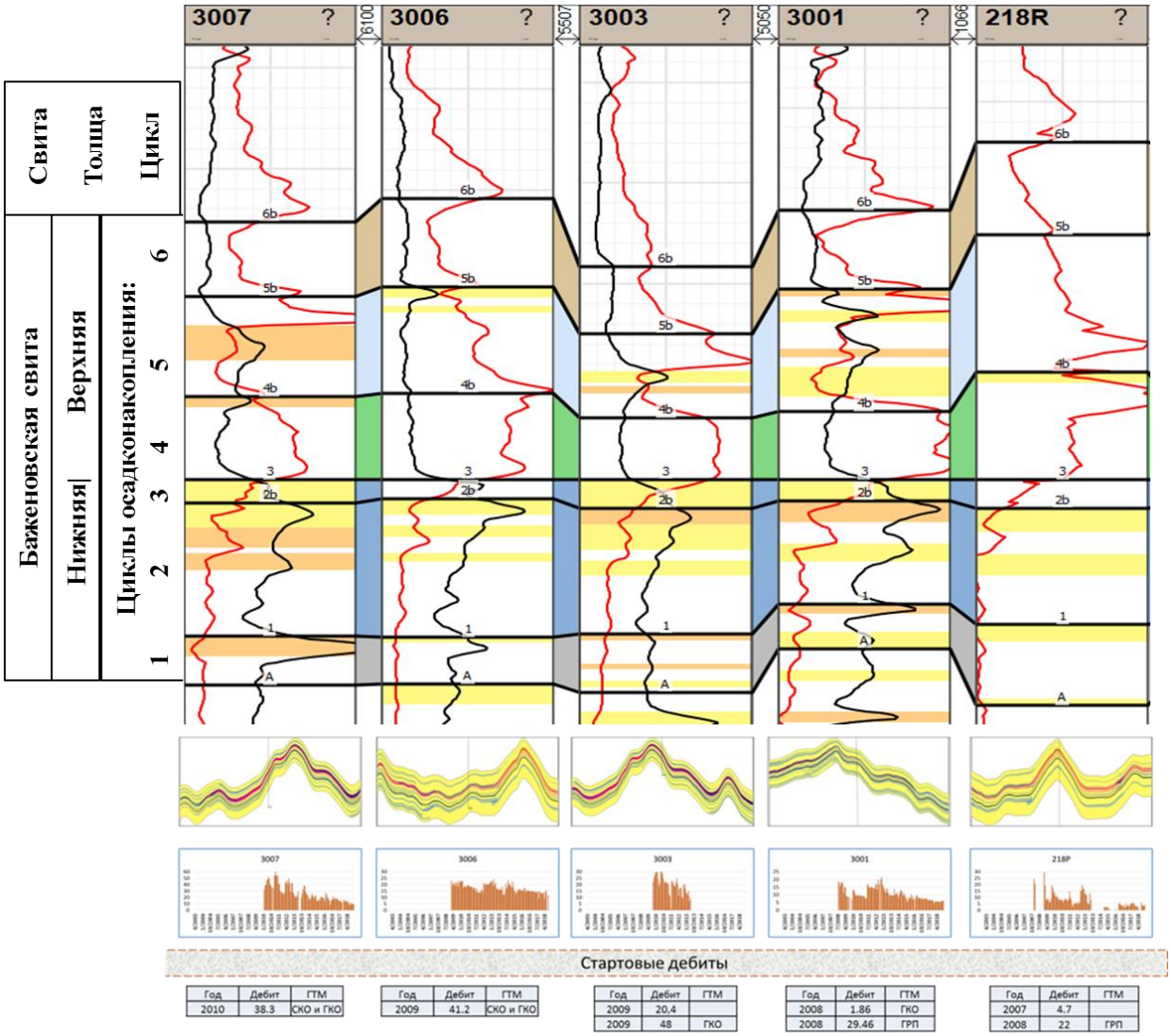


Рис.3.21 Ранжирование скважин №№ 3007-3006-3003-3001-218R по продуктивности баженовской свиты Средне-Назымского месторождения (заливка коллекторов: желтая – тип 1; оранжевая – тип 2)

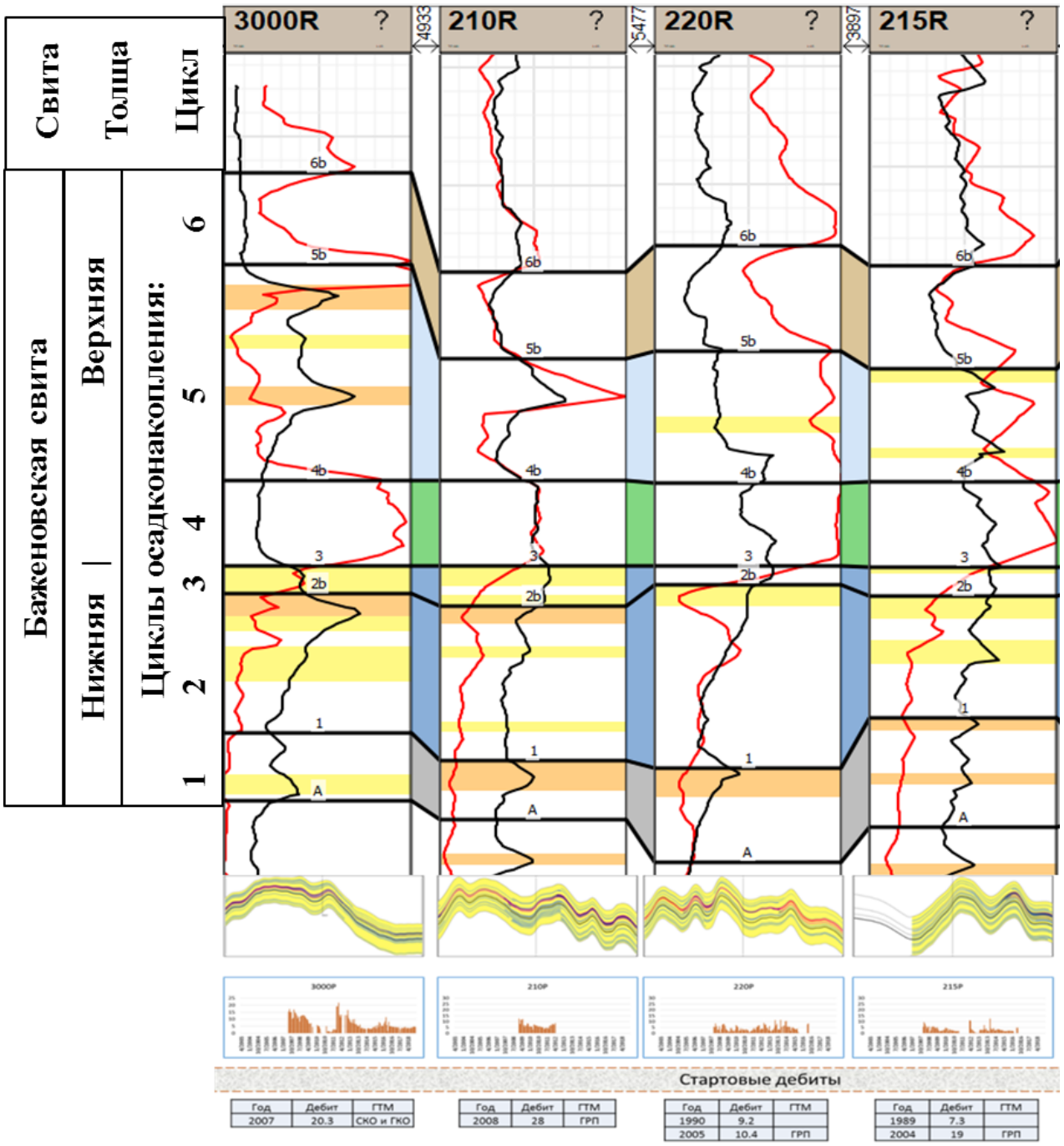


Рис.3.22 Ранжирование скважин №№ 3000R-210R-220R-215R по продуктивности баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

(заливка коллекторов: желтая – тип 1; оранжевая – тип 2)

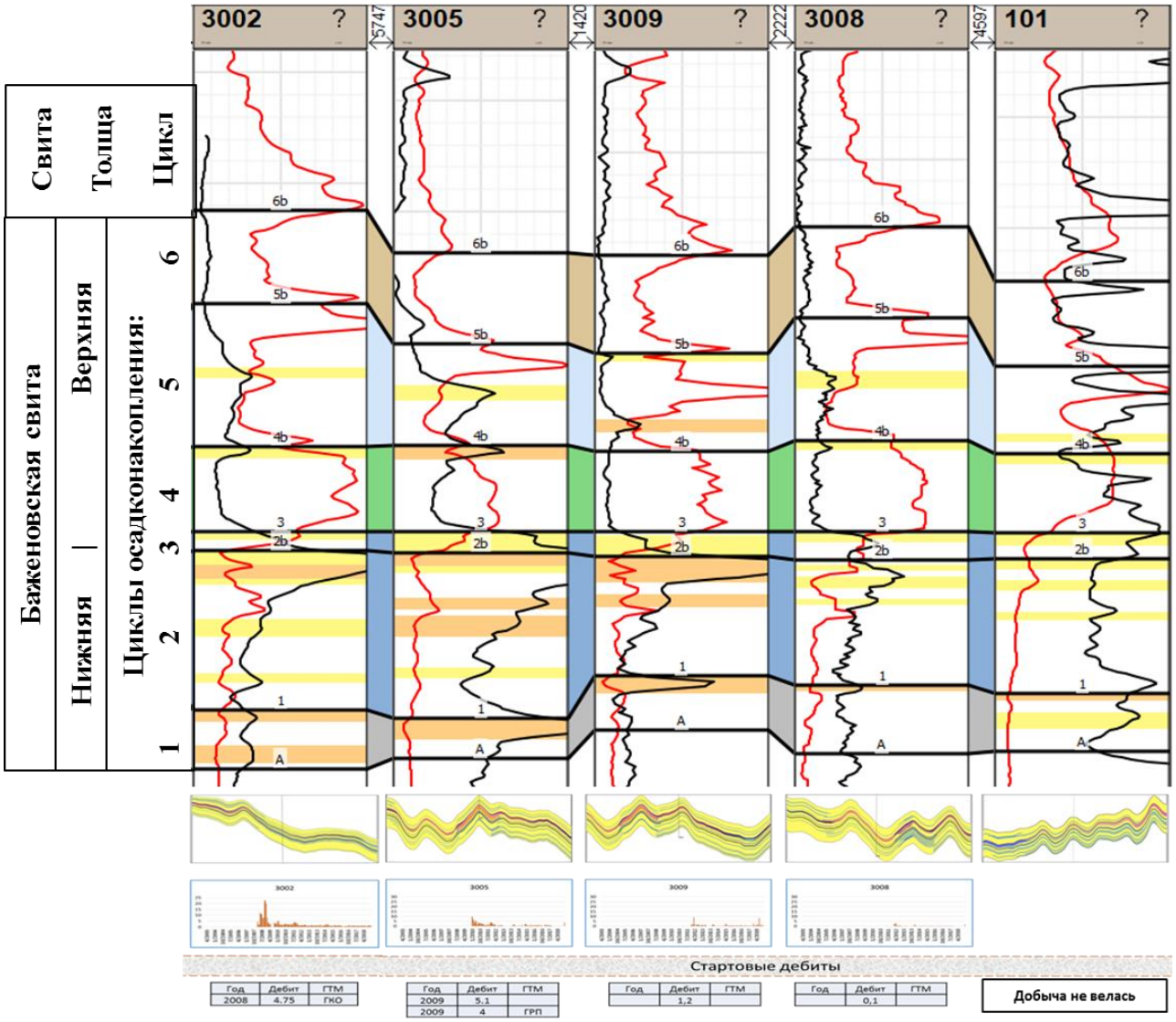


Рис.3.23 Ранжирование скважин №№ 3002-3005-3009-3008-101 по продуктивности баженовской свиты Средне-Назымского месторождения
(заливка коллекторов: желтая – тип 1; оранжевая – тип 2)

Ранжирование территории по степени продуктивности баженовской свиты

Важно отметить, что современный рельеф баженовской свиты Средне-Назымского месторождения во многом является унаследованным и повторяет палеорельеф дна в период существования баженовского моря.

Двумя основными реперами смены палеогеографических обстановок являются подошва баженовской свиты и подошва кокколитофоридового интервала разреза. Выравнивание современного рельефа на эти реперные поверхности позволяет проанализировать палеорельеф и провести на качественном уровне прогноз развития толщин

радиоляритовых коллекторов (нижняя толща) и пелоидно-интракластовых известняков (кокколитофоридовый интервал).

На Средне-Назымском месторождении в современном рельефе баженовской свиты обособляются два крупных поднятия: восточное и западное. Анализ палеорельефа в период накопления нижней толщи позволил установить зональность свойств радиоляритового интервала: восточное поднятие являлось более контрастным, чем западное, где радиояриты в большей степени «разбавлены» глинистыми прослоями. В период формирования верхней толщи свиты восточное поднятие испытало погружение и постепенно стало палеодепрессионной зоной, где толщины пелоидно-интракластовых известняков значительно меньше, чем на западе. Последнее указывает на существование на западе территории палеоподнятия в период накопления известняков «кокколитофоридового» интервала разреза.

Важно отметить, что основной вклад в продуктивность баженовской свиты вносят именно радиоляритовые прослои нижней толщи. Скважины с различной продуктивностью отличаются современными абсолютными отметками кровли баженовской свиты, которые являются унаследованными от палеорельефа кровли нижней толщи, что позволяет на качественном уровне провести ранжирование территории месторождения по степени продуктивности свиты (Рис.3.24).

Построение кубов пористости и геохимических параметров ОВ в трехмерной модели

Распределение параметра пористости в трехмерной геологической модели проведено на основе куба «литологии» только в пропластках потенциальных коллекторов. В районе скважин с керном учитывались фактически полученные результаты определения Кп, а в межскважинном пространстве распределение контролировал тренд плавного снижения значений пористости от палеоподнятий к палеодепрессиям (глава 2.6).

Кроме куба пористости, который является стандартным для трехмерных моделей строения пластов **терригенных** коллекторов, для нефтематеринской баженовской свиты построены также кубы геохимических параметров ОВ.

В настоящее время основным массовым методом изучения органического вещества (ОВ) является пиролиз, с помощью которого определяются параметры ОВ нефтематеринских пород (содержание Сорг, генерационный потенциал, тип ОВ и стадия катагенеза и др.). Важными показателями состава ОВ высокоуглеродистых формаций являются параметры S1 –

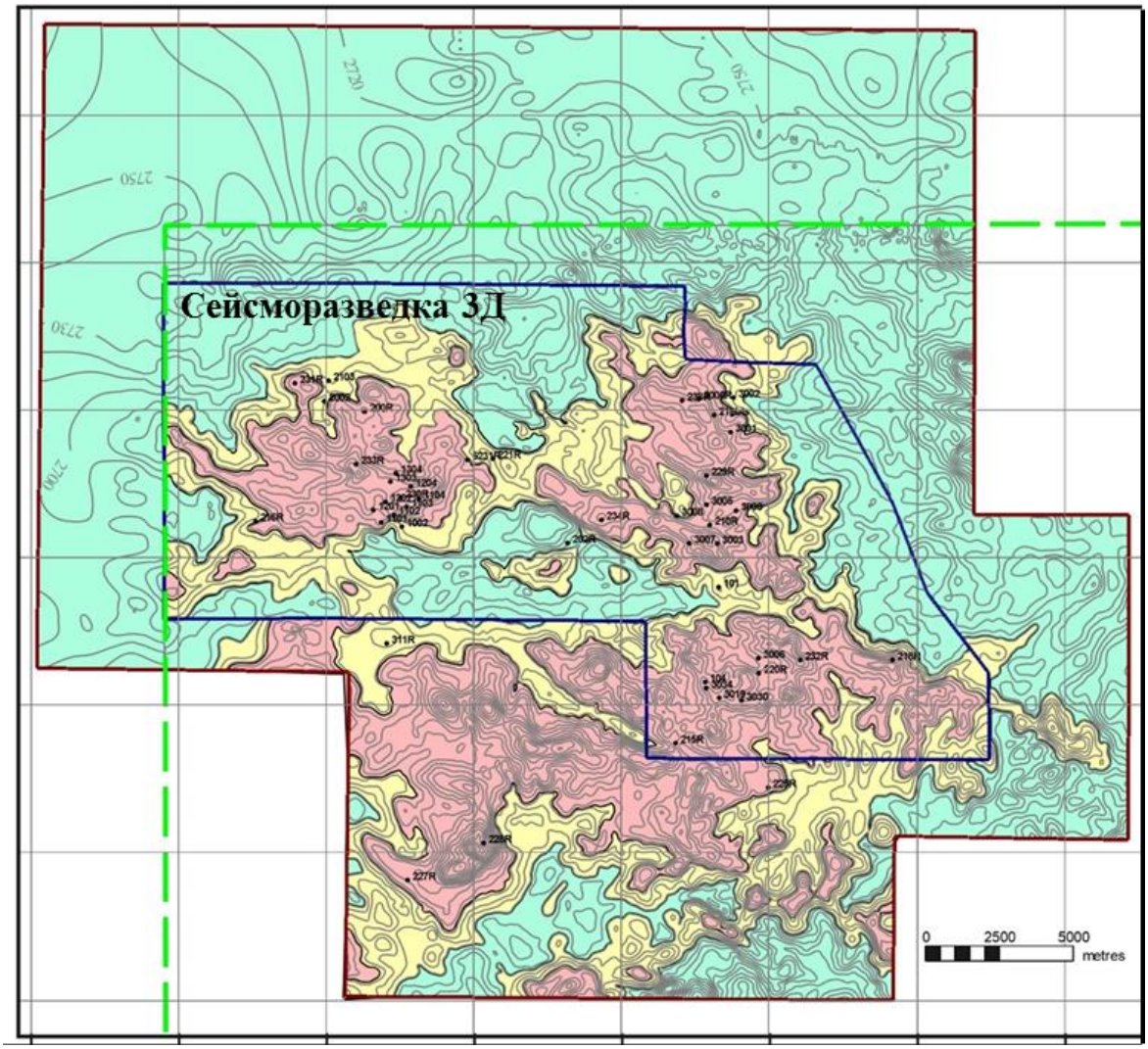


Рис.3.24 Прогнозная карта Средне-Назымского месторождения с ранжированием баженовской свиты по степени продуктивности
(наилучшая зона – красная, зеленая – с низкими ФЕС)

содержание свободных углеводородов и S2 – остаточный углеводородно-генерационный потенциал керогена. В составе параметра S2 могут присутствовать углеводороды, не связанные с деструкцией автохтонного керогена, а представляющие сорбированные смолисто-асфальтеновые вещества миграционного или параавтохтонного битумоида (ΔS2) [103, 136]. Для определения количества таких компонентов («тяжелой нефти»), а также корректного определения остаточного генерационного потенциала керогена (S2ex), стадии зрелости ОВ используется сравнение результатов пиролитического анализа керна до и после экстракции пород.

Результаты пиролитических исследований, использованные в данной работе, получены в разные годы в лабораториях ВНИГНИ, МГУ им. М.В. Ломоносова, филиале «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгорадНИПИморнефть» на приборах Rock-Eval 6 Standart (фирмы VINCI Technologies), «Сколковского института науки и технологий», в филиале «ПермНИПИнефть» на приборах HAWK (фирмы WILDCAT Technologies).

Для поиска зависимостей основных геохимических параметров ОВ (содержание Сорг, S1, ΔS2, S2) от каротажных данных по типу «керн-керн» и «керн-ГИС» использовались результаты пиролиза до экстракции, выполненного на 883 образцах керна баженовской свиты из 19-ти скважин Средне-Назымского месторождения (рис.3.25), и результаты по 496 образцам керна после экстракции (для определения ΔS2) из 9-ти скважин. Данные, полученные в разных лабораториях и в разные годы, имеют хорошую сопоставимость между собой, поэтому использованы как единый массив, а также увязаны с результатами литологических исследований и данными ГИС.

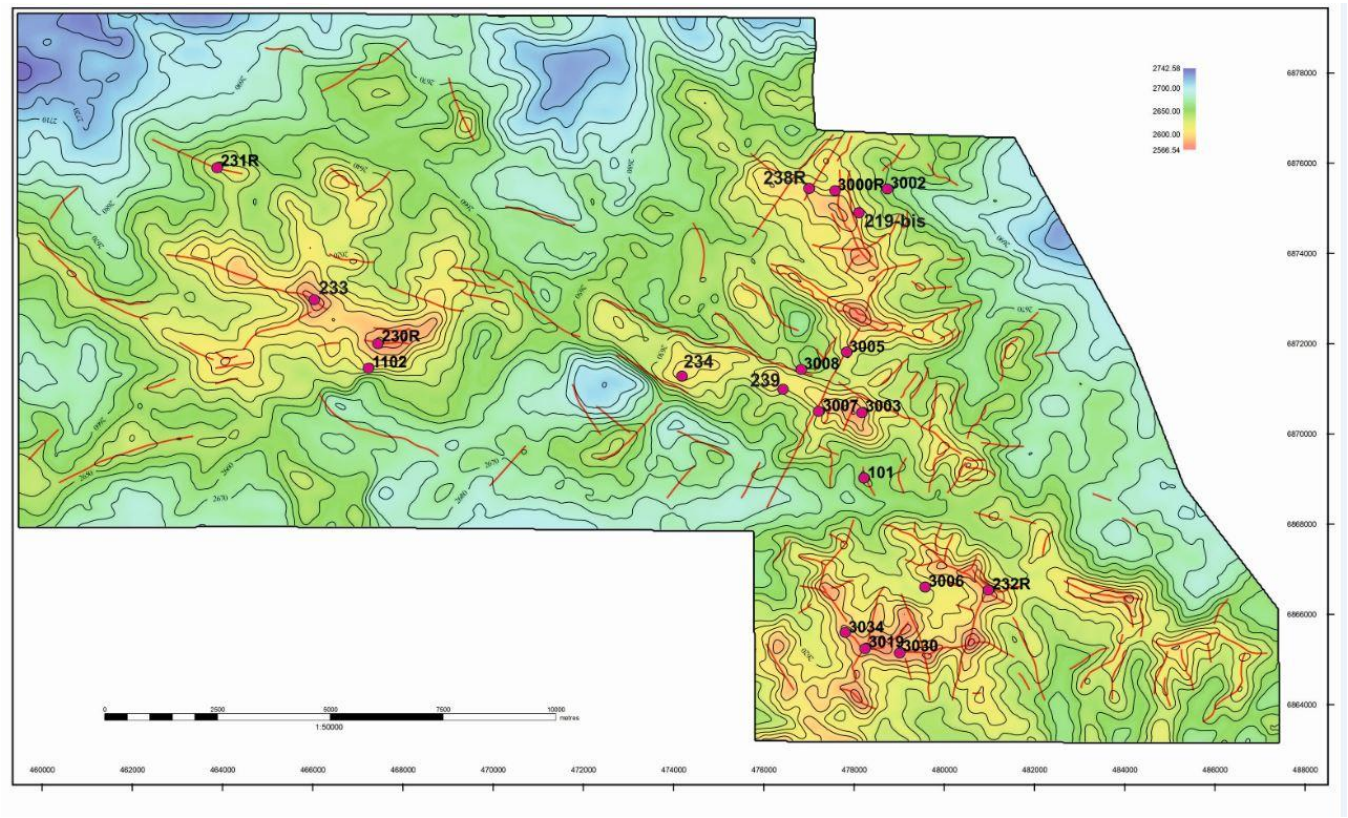


Рис.3.25 Расположение скважин Средне-Назымского месторождения, в которых проведены геохимические исследования керна баженовской свиты

По результатам пиролитических исследований установлено, что концентрации органического углерода распределены крайне неравномерно по разрезу баженовской свиты и варьируют в широких пределах - от 0,5% до 25,8%. В среднем содержание Сорг в баженовской свите Средне-Назымского месторождения составляет 6-8%. Но это именно средние значения, которые сильно меняются в разрезе в зависимости от литотипа.

Лучшими коэффициентами корреляции отличаются зависимости (по типу «керн-ГИС») содержания Сорг (определенным по керну) от показаний плотностного (ГГК-п) или радиоактивного (ГК) каротажа, так как именно эти методы наиболее чувствительны к изменению содержания органического вещества (рис.3.26).

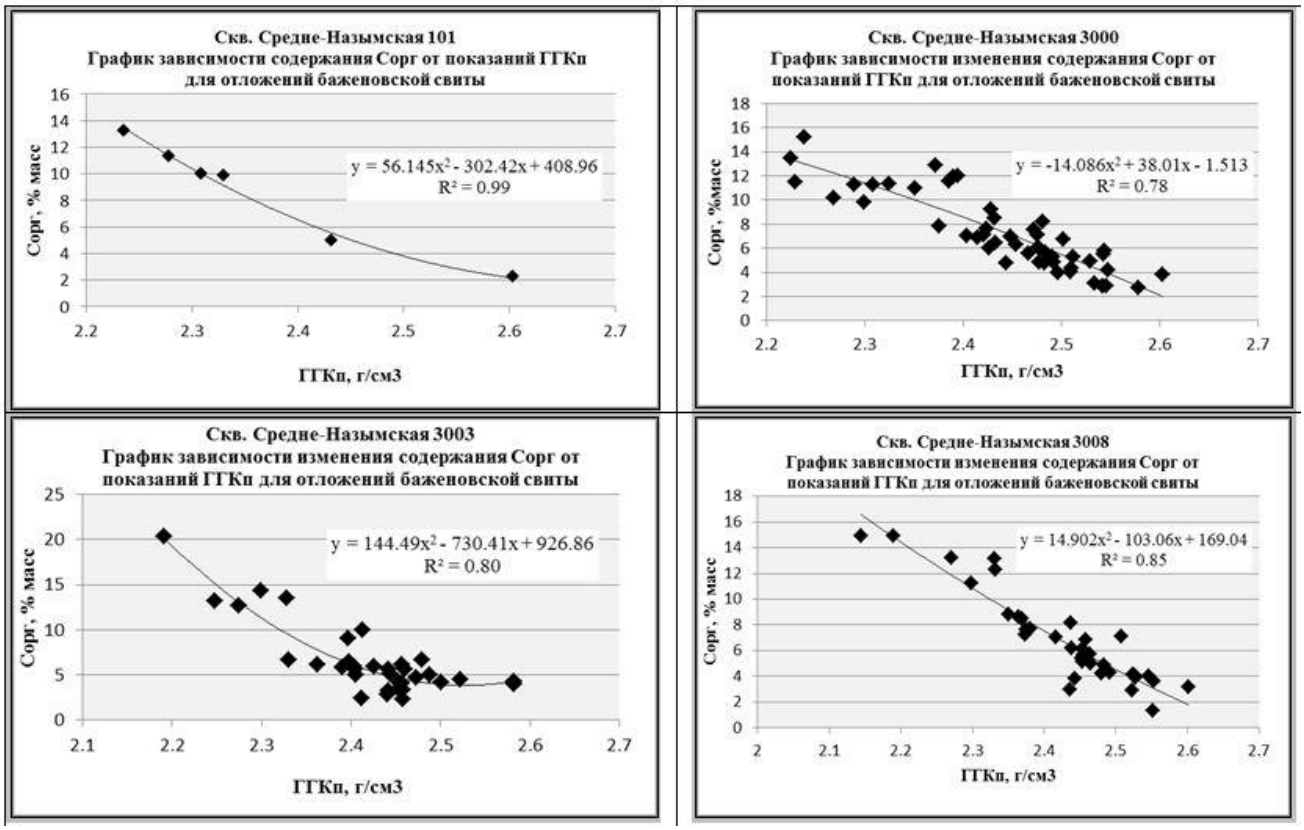


Рис.3.26 График зависимости параметра Сорг от показаний ГГК-п для отложений баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

Наилучший коэффициент корреляции между содержанием ОВ и каротажными кривыми ГГКп и ГК получен для класса низкопроницаемых нефтематеринских пород. Содержание ОВ (Сорг) в породах потенциальных коллекторов имеет небольшой диапазон значений и может быть принят, как константа (рис.3.27). Например, в одной из скважин

месторождения доломитизированные радиоляриты содержат 2,2-4,2 % масс органического вещества, в среднем – 3,2 % масс.

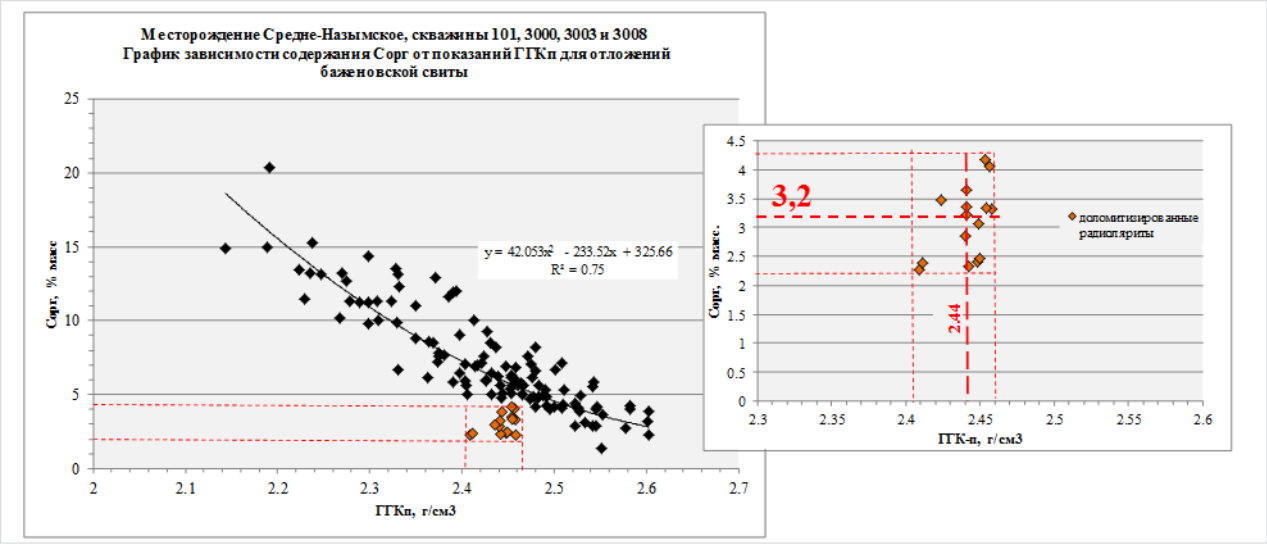


Рис.3.27 Общая зависимость содержания Сорг от показаний ГГК-п в отложениях баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

По установленной зависимости керн – ГИС проведен расчет непрерывных кривых Сорг для всех скважин с ГИС во всем интервале разреза баженовской свиты. Для контроля распределения параметра Сорг внутри разных классов пород в межскважинном пространстве трехмерной геологической модели использовался куб «литологии».

Куб параметра Сорг построен методом интерполяции данных в межскважинном пространстве и имеет удовлетворительную прогнозную способность, проверенную по результатам бурения с отбором керна после построения трехмерной модели и сравнения расчетной кривой Сорг с фактическими данными, полученными на новом керне (рис.3.28).

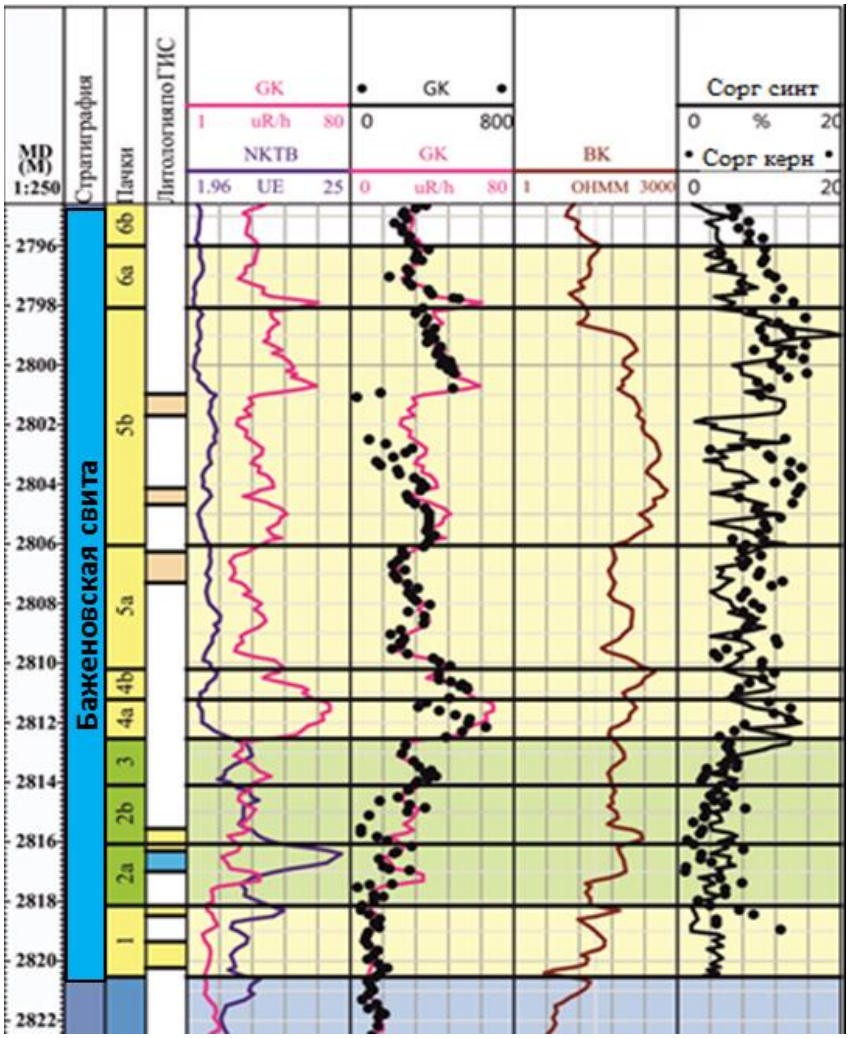


Рис.3.28 Пример сходимости синтетической кривой Сорг, рассчитанной из данных ГИС, с результатами новых керновых исследований, полученными после построения трехмерной модели отложений баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

Параметр S2 имеет прямую зависимость от Сорг (рис.3.29). В скважинах с керном значения параметра S2 получены в ходе пиролиза, в скважинах без керна рассчитаны через выявленную зависимость Сорг – S2 через непрерывные кривые Сорг. Таким образом, построен куб параметра S2, основанный на данных изучения керна в 19-ти скважинах.

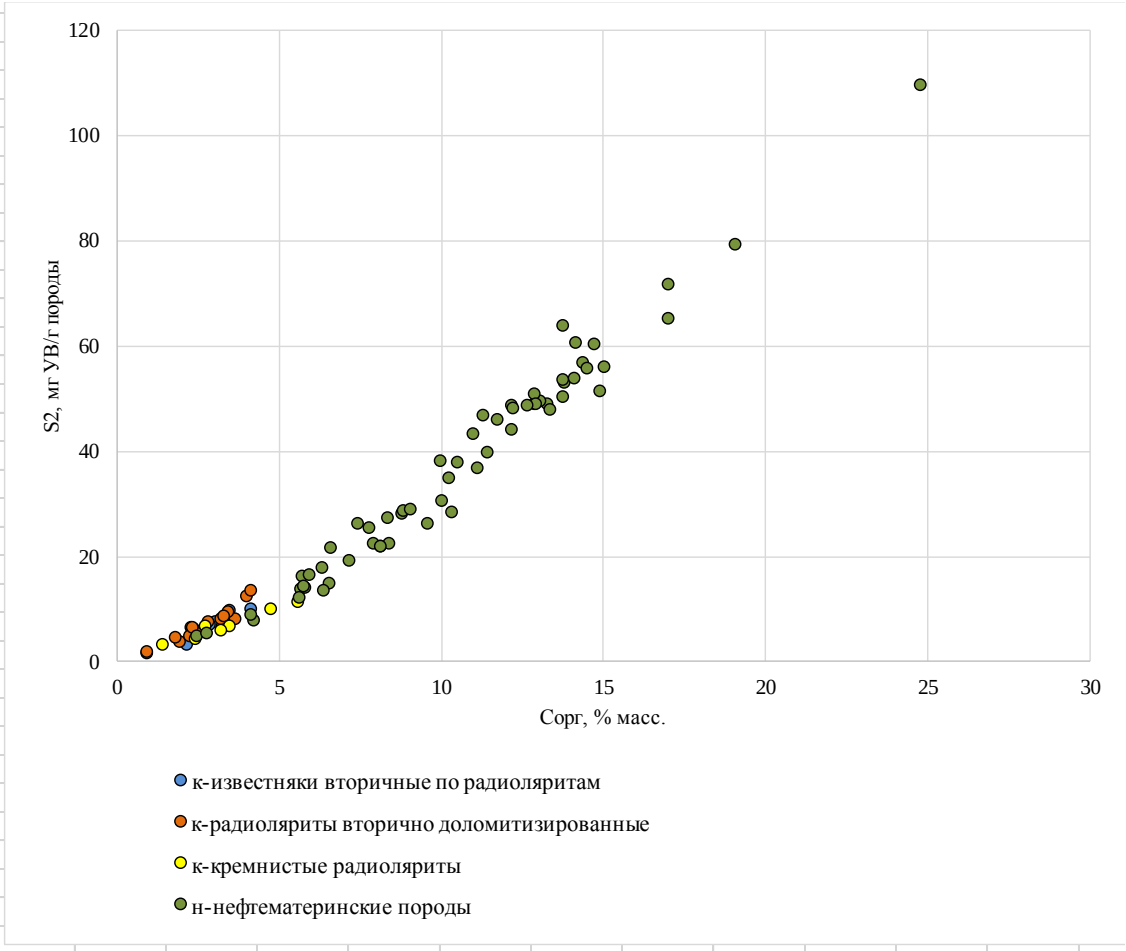


Рис.3.29 Зависимость параметра S2 от содержания органического углерода для разных классов пород баженовской свиты, Средне-Назымское месторождение

Сложнее обосновать распределение параметров S1 и ΔS2, которые имеют прямую зависимость от Сорг и S2 только для низкопроницаемых нефтематеринских пород, а в интервалах развития класса пород потенциальных коллекторов аналогичные зависимости отсутствуют.

Для класса низкопроницаемых нефтематеринских пород по керновым данным получены корреляционные зависимости параметра S1 («легкая нефть») от содержания Сорг по типу «керн – керн» для 15-ти скважин (рис.3.30) и параметра ΔS2 («тяжелая нефть») от содержания Сорг по типу «керн – керн» для 5-ти скважин (рис.3.31).

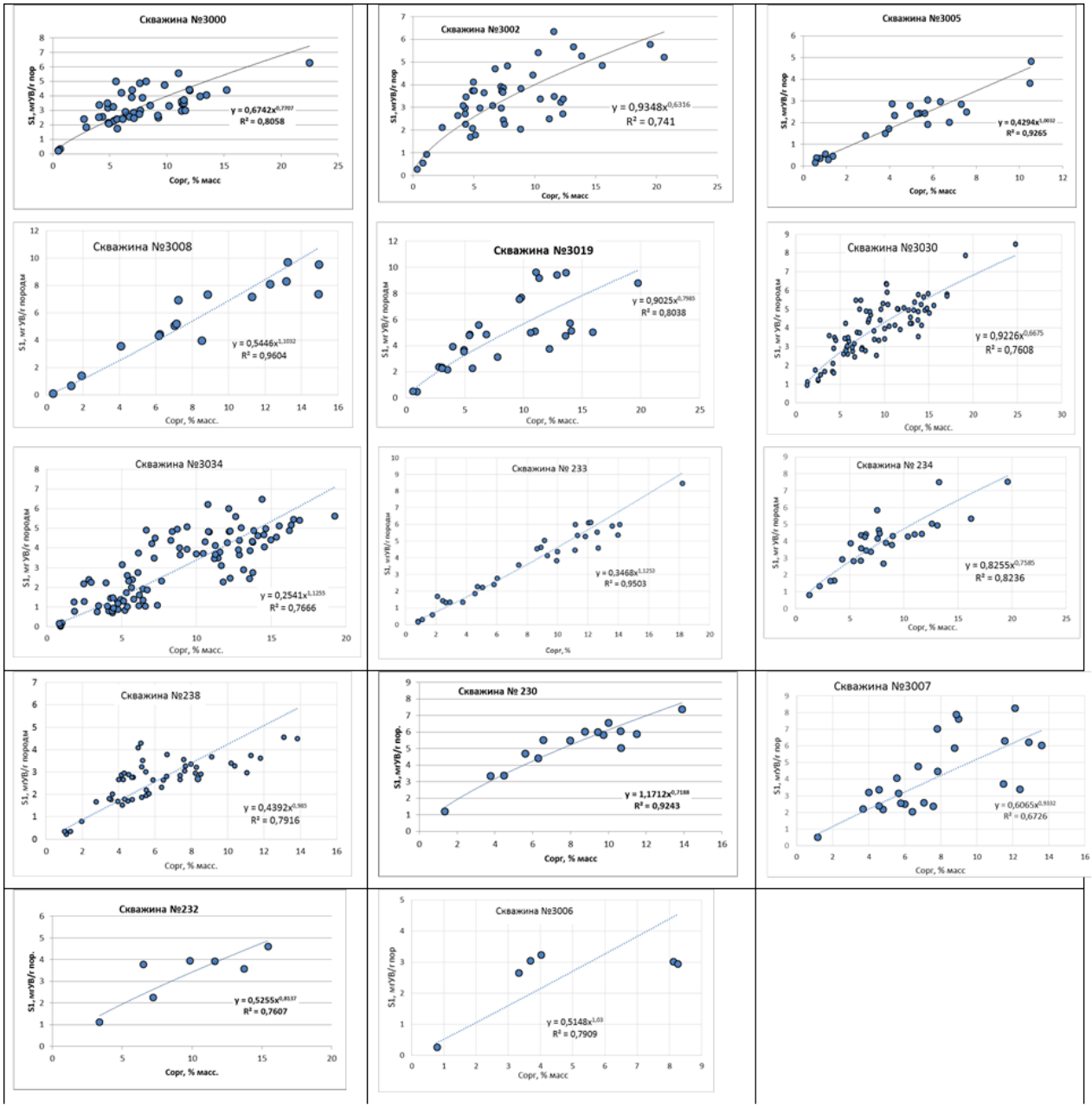


Рис.3.30 Корреляции параметра S1 от содержания органического углерода для класса низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

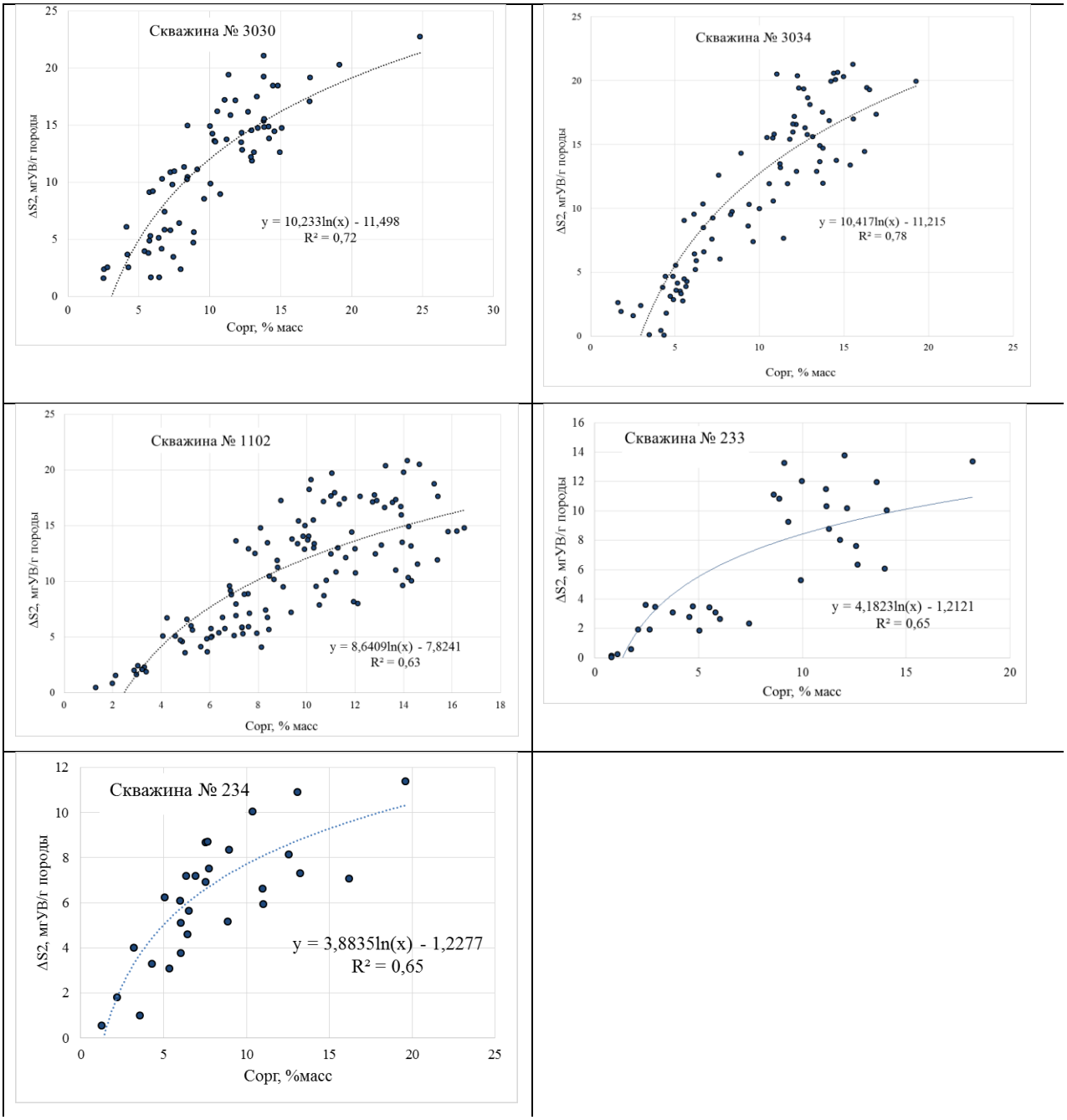


Рис.3.31 Корреляции параметра ΔS2 (количество преимущественно высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых компонентов) от содержания органического углерода для класса низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

На основании анализа всего массива данных для корректного распределения в геологической модели пиролитических параметров внутри интервалов развития класса низкопроницаемых нефтематеринских пород заданы ограничения для максимального значения параметра S1 < 10 мг УВ/г породы (рис.3.32, 3.33).

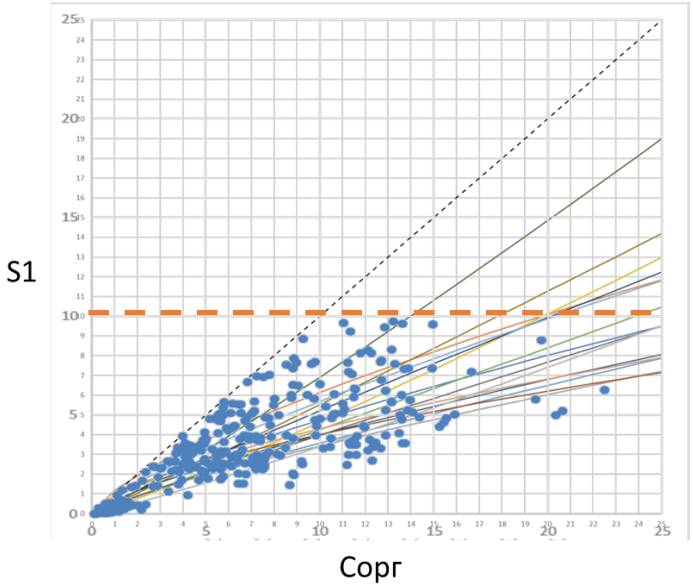


Рис.3.32 Сопоставление полученных уравнений зависимости параметра S1 от Corg в разрезе разных скважин баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

На основании зависимостей параметров S1 («легкая нефть») и ΔS2 от Corg по типу «керн-керн» для низкопроницаемых нефтематеринских пород рассчитаны кубы соответствующих параметров с использованием кубов «литологии» и Corg.

Показателем нефтенасыщенности пород может служить аномально высокое содержание свободных УВ (S1 или сумма S0+S1) по отношению к содержанию Corg (индекс OSI – Oil Saturation Index ≥100), нарушающее закономерную связь между этими параметрами, что связано с присутствием в породах миграционных УВ [103, 136] (рис.3.34). Образцы с аномально повышенным содержанием S1 приурочены к породам потенциальных коллекторов, которые представлены преимущественно радиоляритами, вторичными доломитами и известняками по радиоляритам (реже) (глава 2.3).

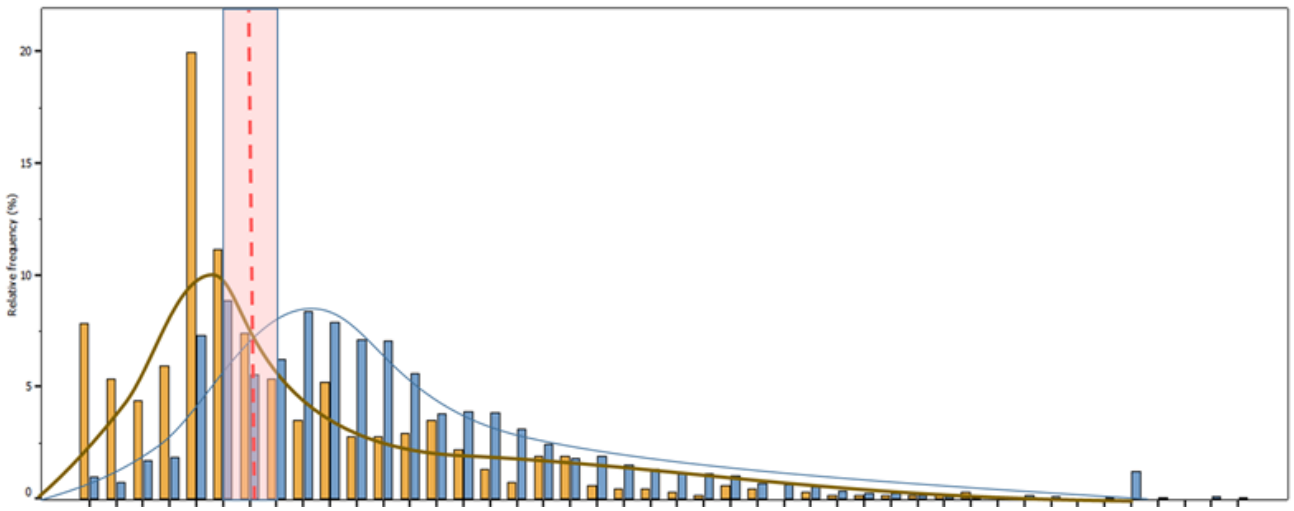


Рис.3.33 Гистограммы распределения содержания Сорг для 2-х классов пород баженовской свиты: потенциальных коллекторов (желтые) и низкопроницаемых нефтематеринских пород (синие)

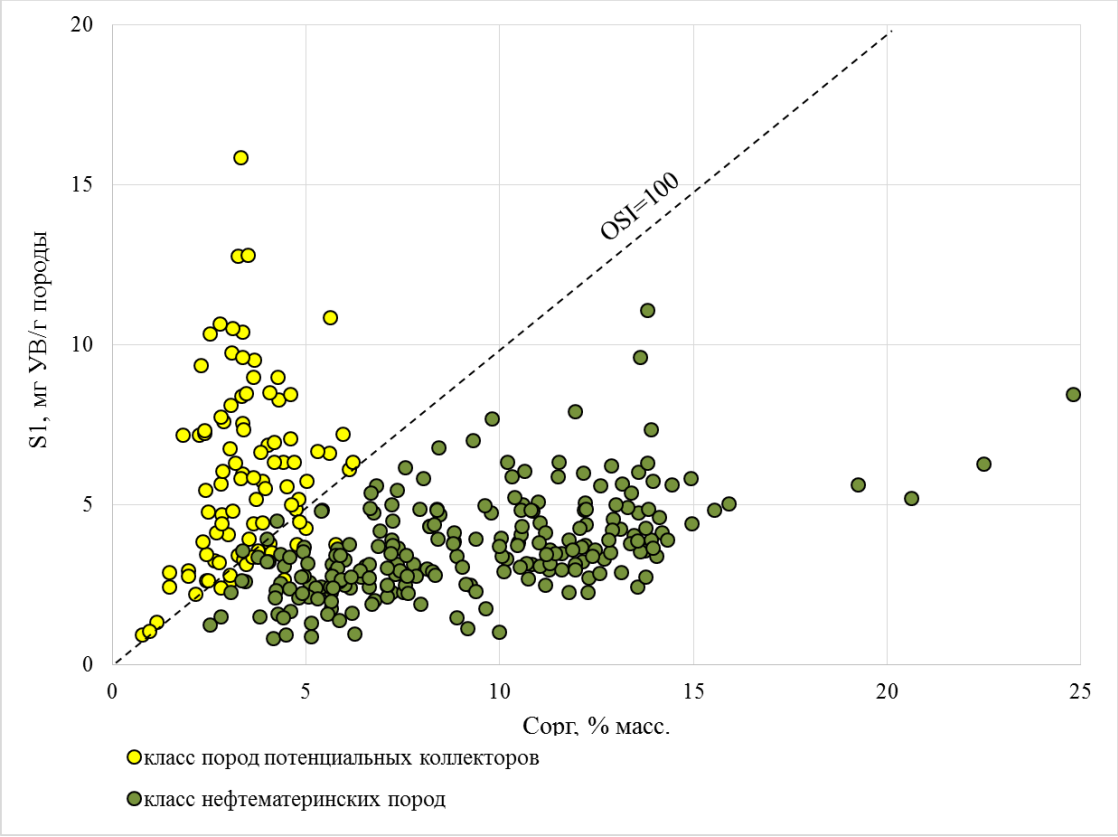


Рис.3.34 Корреляция параметров S1 от содержания Сорг для двух классов пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

Ввиду отсутствия зависимостей параметров S1 и ΔS2 от содержания ОВ (Сорг) для пород потенциальных коллекторов, при распределении в геологической модели данных параметров использовались их средние значения, обоснованные по результатам пиролитических исследований керна для каждого литотипа (таблица 2.2).

Наибольшее содержание свободных жидких УВ (S1) отмечается в литотипе вторичных доломитов по радиоляритам: среднее значение составляет 7,2 мг УВ/г породы, характеризующейся высокими ФЕС. Среднее содержание «тяжелой нефти» (параметр ΔS2) – 3,8 мг УВ/г породы. В литотипе радиоляритов количество свободных жидких УВ в среднем составляет 5,0 мг УВ/г породы, «тяжелой нефти» - 3,5 мг УВ/г породы. Данные литотипы относятся к коллекторам 1 типа.

В литотипах силицитов (радиоляритовых) и вторичных известняков по радиоляритам количество «легкой нефти» примерно в два раза меньше и в среднем составляет 2,7 и 2,9 мг УВ/г породы соответственно, «тяжелой нефти» - 3,5 и 2,6 мг УВ/г породы. Также для литотипа известняков пелоидно-интракластовых определено количество «легкой нефти», составляющее в среднем 0,9 мг УВ/г породы, «тяжелой нефти» - 1,6 мг УВ/г породы. Эти породы отнесены к коллекторам 2 типа.

Таким образом, кубы геохимических параметров – Сорг, S1, ΔS2, S2 – построены на основании куба «литологии» и непрерывных кривых параметров Сорг и S2 для всего разреза баженовской свиты. Параметры S1, ΔS2 для класса низкопроницаемых нефтематеринских пород построены через куб Сорг на основании установленной зависимости «керн-керн» S1, ΔS2 от Сорг. Для класса пород потенциальных коллекторов при моделировании использовались средние значения параметров S1 и ΔS2, определенные по керну, которые присваивались соответствующей группе литотипов.

Фрагменты кубов геохимических параметров представлены на рис.3.35.

Созданная детальная трехмерная геологическая модель содержит параметры, на основании которых можно провести оценку запасов нефти и ресурсов УВ, а также построить гидродинамическую модель для обоснования эффективного размещения скважин.

Запасы коллекторов можно рассчитать через куб пористости, оценить ресурсы УВ баженовской свиты можно через кубы геохимических параметров ОВ (S1 (*без учета «потерь» при дегазации керна и др.), ΔS2, S2-ΔS2). Построенная трехмерная геологическая модель строения баженовской свиты используется при гидродинамическом моделировании процессов ее разработки с помощью различных технологий, включая тепловые [176].

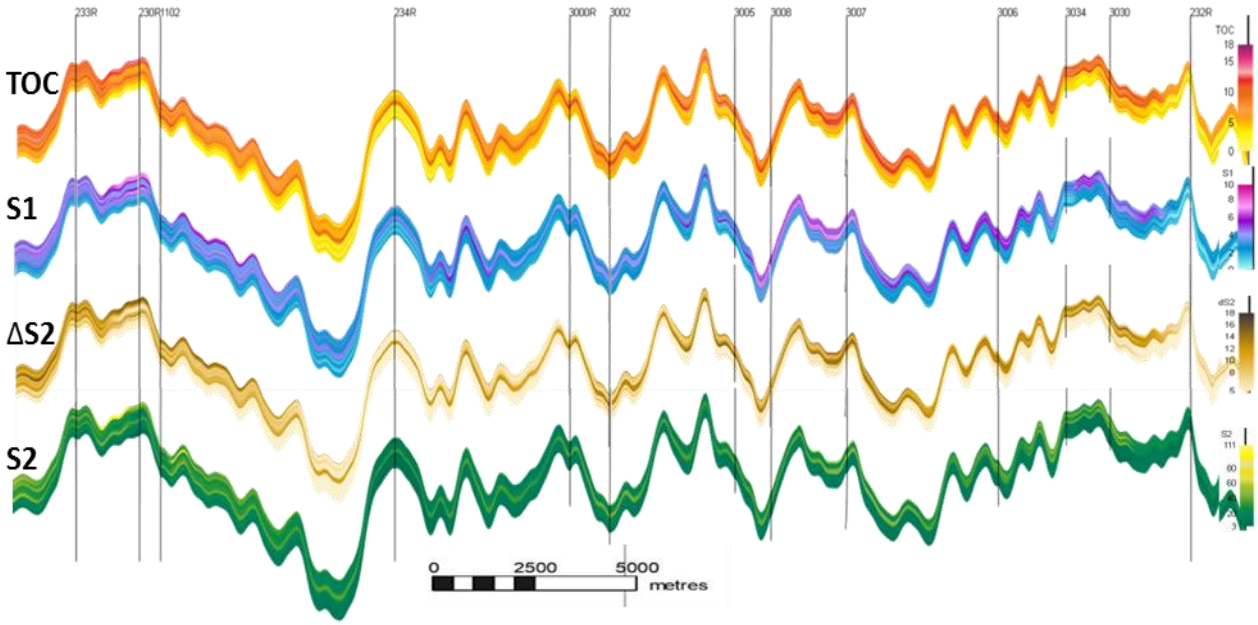


Рис. 3.35 Разрезы кубов геохимических параметров ОВ баженовской свиты в трехмерной геологической модели Средне-Назымского месторождения

Фрагменты кубов:
TOC - общее содержание органического углерода в породах, % масс;
S1 - количество сгенерированных УВ - продуктов термического испарения до температуры 300 ^{0}C, мг УВ/г породы;
ΔS2 - количество сорбированных высокомолекулярных УВ, преимущественно смолисто-асфальтеновых компонентов, рассчитанное как разница параметра S2 до и после экстракции, мг УВ/г породы;
S2 - количество УВ, образованных в процессе крекинга керогена и смолисто-асфальтеновых веществ при температуре 300-650 ^{0}C, мг УВ/г породы

3.2.2. Оценка запасов нефти баженовской свиты объемным методом

История вопроса

Запасы нефти баженовской свиты сосредоточены в породах потенциальных коллекторов, оценку которых можно провести с помощью общепринятого объемного метода [98, 99, 100, 175]. Углеводороды, которые содержатся в классе низкопроницаемых нефтематеринских пород, можно отнести лишь к ресурсам.

Одна из первых работ по подсчету запасов нефти и растворенного газа баженовской свиты была проведена для Салымского месторождения [69, 266, 366].

В связи с высокой степенью изменчивости продуктивности баженовской свиты и неопределенностью методик локализации и картирования свойств коллекторов, многие годы подсчет запасов УВ в баженовской свите велся на основании методики с условно принятыми коэффициентами: эффективная толщина определялась, как треть общей толщины свиты, коэффициент пористости принимался равным 8%, нефтенасыщенности –

0.95; плотность нефти и пересчетный коэффициент обосновывались данными исследований глубинных проб нефтей [175].

Многие исследователи работали над ранжированием типов запасов и ресурсов УВ и методикой их подсчета в баженовской свите с использованием, в частности, геохимических данных [69, 70, 103, 258, 259, 260, 261].

Калмыков Г.А. [129] с соавторами предложил методику оценки объема подвижной нефти; объема УВС, сорбированных твердой фазой, и объема УВС, которые можно получить из керогена при его деструкции. В основе методики лежит совместный анализ петрофизических и геохимических параметров. В работе Калмыкова Г.А. предлагается следующее ранжирование УВ на запасы и ресурсы. Свободная подвижная нефть в объеме динамической пористости отнесена к подвижным геологическим запасами нефти. Все остальные УВ соединения, находящиеся в поровом пространстве, отнесены к ресурсам [129]. К запасам предлагается отнести объем подвижной нефти, притоки которой получены в результате испытаний или опытной эксплуатации без специальных воздействий на пласт. К ресурсам первого типа будут относиться объемы подвижной нефти, притоки которой получены из пластов технически стимулируемых коллекторов БС при ГТМ. Объемы высвобождаемой нефти (ресурсы второго типа) - представляют собой сорбированные УВ и запечатанную ими свободную нефть. Объемы «синтетической» нефти (остаточный генерационный потенциал) можно получить при деструкции керогена – это ресурсы третьего типа [129].

С 1 января 2018 года введено в действие «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции», созданное коллективом авторов под руководством В.А. Шпильмана [71] (далее ВМР). В качестве основного метода подсчета запасов принят объемный, а также рассматривается возможность использования результатов пиролиза и материального баланса.

ВМР предложен принцип определения эффективной толщины баженовской свиты на основе литологических исследований с выделением литотипов радиоляритов, доломитов, известняков, относимых к коллекторам, остальные породы разреза коллекторами не являются. Предложены принципы определения Кп, Кн, геометризации категорий запасов, КИН, учет при подсчете запасов результатов пиролитических исследований.

ВМР принято на 1.5 года с продлением периода апробации и его доработкой еще на 2 года (до 2021 года). В период апробации ВМР научные и производственные коллективы, занимающиеся данной проблематикой, предлагали свои подходы к проведению подсчёта

запасов УВ баженовской свиты [3, 99, 100, 101, 103, 129, 136, 230, 257]. В итоге ключевые эксперты ГКЗ и специалисты нефтяных компаний объединились в рабочую группы при ГКЗ для совершенствования методики подсчета запасов УВ в баженовской свите.

Оценка запасов УВ баженовской свиты на примере Средне-Назымского месторождения

Для проведения оценки запасов и ресурсов УВ баженовской свиты под руководством автора данной работы создана трехмерная геологическая модель (глава 3.2) целевых отложений Средне-Назымского месторождения. Модель построена с опорой на результаты исследований керна, включая литогенетическую классификацию пород, интепретацию данных ГИС и сейсморазведки. Модель учитывает обоснованные индивидуальные для верхней и нижней толщ свиты тренды фациальной изменчивости коллекторов в зависимости от палеоструктурного плана. Оценка запасов и ресурсов УВ свиты проведена на основе принципов, выработанных рабочей группой ГКЗ, в состав которой входил автор работы.

Подсчетные параметры для оценки запасов нефти в интервалах коллекторов 1 и 2 типа определены следующим образом: Кп – как средневзвешенное значение в геологической модели для каждого типа коллектора; Кн принят в соответствии с ВМР; Кпер и плотность нефти определены при исследовании глубинных проб нефтей, отобранных на Средне-Назымском месторождении.

Объём нефтенасыщенных пород определен умножением эффективных толщин на площадь подсчета запасов. Последняя определена по структурной карте кровли баженовской свиты по изолинии, ниже которой отмечается резкое ухудшение ФЕС коллекторов и продуктивности скважин. Для Средне-Назымского месторождения обоснована абс.отм. -2673.5 м (УПУ – уровень потенциальной продуктивности), выше которой развита область доказанной продуктивности свиты [367]. Данный подход был принят в ГКЗ при защите оперативных подсчетов запасов УВ баженовской свиты на Средне-Назымском и Галяновском месторождениях, реализованных под руководством эксперта ГКЗ И.С. Гутмана в 2018 году в период апробации ВМР [367].

Авторская оценка запасов УВ проведена под руководством автора работы на основе результатов трехмерного геологического моделирования в пределах развития высоко- и среднепродуктивных типов разреза баженовской свиты Средне-Назымского месторождения, оконтуренных изогипсой, соответствующей подошве нижнего коллектора испытанной и продуктивной скважины. Скважины, в которых кровля баженовской свиты

располагается ниже данной отметки, при опробовании оказались низко продуктивными или «сухими».

В результате оценки, геологические запасы нефти в коллекторах баженовской свиты Средне-Назымского месторождения составили 91,3 млн т; из них – в коллекторах выше УПУ – 76,4 млн т, а в потенциальных коллекторах с низкими ФЕС, развитыми ниже УПУ, содержится еще 14,9 млн т нефти (табл.3.2).

Таблица 3.2 Оценка запасов нефти баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

	Площадь (тыс.м2)	Эфф. мощность, м	Кп, %	Кн, д.е.	Кпер., д.е.	Плотность нефти, г/см3	Нач. геол. Запасы, (млн.т.)
Зона выше УПУ	**398 335**	**4.47**	**7.7**	**0.85**	**0.791**	**0.829**	**76.4**
Зона ниже УПУ	**201 546**	**2.70**	**4.9**	**0.85**	**0.791**	**0.829**	**14.9**
Сумма							**91.3**

3.2.3. Оценка извлекаемых запасов нефти баженовской свиты (при существующих технологиях добычи)

Геологические запасы нефти коллекторов баженовской свиты Средне-Назымского месторождения составляют около 91.3 млн т для площади около 400 кв км. Если взять *коэффициент извлечения нефти (КИН) 5%*, рекомендованный ГКЗ на основании анализа мирового опыта разработки «сланцевых» формаций, то извлекаемые запасы нефти данного месторождения составят 4.6 млн т – *плотность извлекаемых запасов нефти около 11,4 тыс т/кв км*. Такой объем нефти крайне сложно назвать «потенциалом наращивания добычи всей Западной Сибири».

Вопрос целесообразности разработки баженовской свиты лежит в плоскости технологий и их рентабельности. В настоящее время разработка свиты с применением технологии ГРП ведется с помощью наклонно-направленных (компания Сургутнефтегаз) и горизонтальных скважин (компании Газпромнефть, ЛУКОЙЛ, Роснефть). Оценить реальные КИН от использования данных технологий станет возможным в ближайшее время по первым скважинам, запущенным в работу.

На Средне-Назымском месторождении, согласно прогнозной карте продуктивности баженовской свиты (см. рис.3.24), площадь развития коллекторов с лучшими ФЕС едва достигает 15 % площади месторождения; площадь зоны развития коллекторов со

средними ФЕС – 30 %. Бурение наклонно-направленных скважин на остальной части площади месторождения крайне рисковано, поскольку там развиты маломощные коллекторы с низкими ФЕС, что подтверждается уже пробуренными на баженовскую свиту вертикальными скважинами.

Похожая статистика – около 50% «сухих» скважин на месторождении, – существует на Салымском месторождении [179] и на площадях Сургутнефтегаза, где активно эксплуатируется баженовская свита. Таким образом, бурение наклонно-направленных скважин обосновано только на части площади месторождения. Однако и в этой области отмечается высокая степень изменчивости свойств баженовских отложений, в связи с чем, высок риск бурения низкопродуктивных скважин. При таких условиях промышленная разработка баженовской свиты с помощью дорогостоящих наклонно-направленных скважин выглядит перспективной только как возвратного объекта – при наличии в разрезе и других продуктивных пластов.

Логичен переход к бурению скважин с горизонтальным окончанием, которые будут обладать обширной зоной дренирования за счет проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), что позволит нивелировать риск попадания скважины в низкопродуктивную зону, обеспечив длительное получение значимых притоков нефти. Данная технология используется во всем мире для разработки низкопроницаемых пластов.

На Средне-Назымском месторождении пробурено 18-ть горизонтальных скважин в рамках опытно-промышленных работ с целью оценки потенциала накопленной добычи скважин, расположенных в различных геологических условиях.

По графикам падения добычи нефти горизонтальных скважин проведена оценка ожидаемой накопленной добычи нефти на 1 скважину (рис.3.36). Тренд падения дебита нефти принят по данным горизонтальной скважины с МГРП, находящейся в разработке более пяти лет – скважины 100Г (длина ствола 1000 м) (рис.3.37).

Диапазон накопленной добычи одной скважины за 10 лет оценивается для зоны развития (рис. 3.37):

- высокоемких коллекторов в 30-60 тыс т (выше УПУ),
- коллекторов со средними ФЕС в 20-30 тыс т (выше УПУ),
- коллекторов с низкими ФЕС в 5-10 тыс т (зона ниже УПУ).

Бурение горизонтальных скважин с ГРП в низкопродуктивную зону имеет максимальные экономические риски с точки зрения рентабельности разработки.

На основании оценки потенциальной накопленной добычи нефти горизонтальных скважин в зонах различной естественной продуктивности баженовской свиты, специалистами ООО «РИТЭК» проведены экономические расчеты необходимой

пороговой стоимости строительства одной скважины для вывода технологии в зону рентабельности. Экономические расчеты показали, что строительство кустовой площадки с 4-мя скважинами с длиной горизонтальной части ствола 1500 м, с 15-ю портами ГРП, может быть рентабельным в текущих условиях, учитывающих реальные затраты на бурение и эксплуатацию, при накопленной добыче нефти на одну скважину выше 50 тыс т. Это указывает на возможность рентабельного бурения скважин Средне-Назымского месторождения на баженовскую свиту в зоны, расположенные выше УПУ.

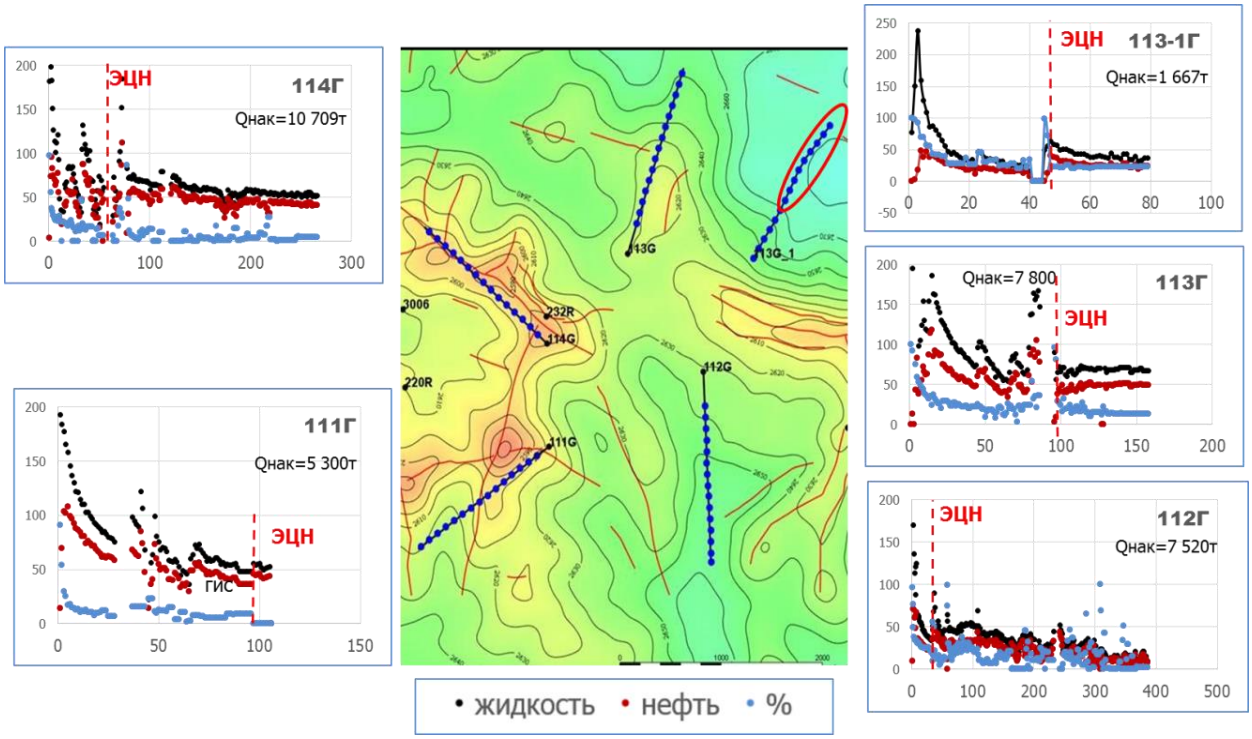


Рис.3.36 Графики фактического падения добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием и положение скважин на фрагменте структурной карте по кровле баженовской свиты Средне-Назымского месторождения
(ЭЦН – перевод скважины на эксплуатацию с помощью насоса)

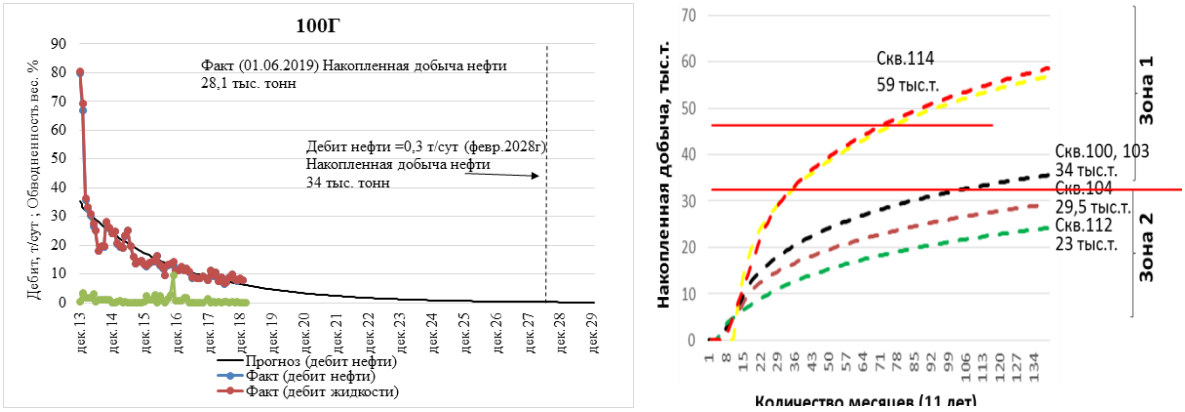


Рис.3.37 Прогноз падения добычи нефти на 10 лет в скважинах, пробуренных в зонах различной продуктивности Средне-Назымского месторождения

Расчеты отражают прогнозную добычу нефти по скважинам, расположенным в зонах с различной продуктивностью баженовской свиты для Средне-Назымского месторождения, которая ведется уже сегодня с помощью известных технологий. При увеличении коэффициента извлечения нефти, например, за счет поддержания пластового давления в коллекторах, извлекаемые запасы баженовской свиты Средне-Назымского месторождения могут быть больше.

Оцененные в данном разделе запасы нефти аккумулированы только в коллекторах баженовской свиты – пропластках групп литотипов вторично преобразованных радиоляритов и фосфатно-карбонатных пород.

К ресурсам УВ свиты можно отнести запасы коллекторов с низкими ФЕС, развитыми в районах палеодепрессионных зон «баженовского моря», на прогнозной карте нефтепродуктивности баженовской свиты Средне-Назымского месторождения описанная область занимает обширную площадь (рис.3.24 – зеленая зона). Технологии извлечения УВ данной области аналогичны применяемым в зонах высокой и средней продуктивности, однако накопленная добыча скважин пока не позволит окупить понесенные затраты на бурение и эксплуатацию скважин (разработка зон ниже УПУ пока не рентабельна).

Кроме запасов нефти потенциальных коллекторов свиты, в ее разрезе содержатся УВ, определяемые при пиролизе, которые можно отнести к неизвлекаемым ресурсам, поскольку технологии их добычи отсутствуют.

3.2.4. Оценка ресурсов УВ баженовской свиты через пиролитические параметры

Высокий ресурсный потенциал баженовской свиты отмечался многими исследователями [1, 2, 13,18, 21, 33, 75, 86, 89, 141, 145, 201, 265, 363].

Корректная оценка ресурсного потенциала УВ нефтематеринских пород крайне сложна с методической точки зрения. В реальности, технологии извлечения данной нефти из баженовской свиты находятся на стадии разработки: на уровне идей, лабораторных экспериментов, единичных экспериментов на промысле.

Ресурсы, которые могут перейти из категории неизвлекаемых в извлекаемые, а затем – в категорию запасов, будут определяться технологией. В настоящее время можно лишь провести общую оценку всех ресурсов УВ, которые содержатся в баженовской свите на конкретном месторождении, для сравнения с запасами коллекторов и понимания общего потенциала технологий будущего.

Оценка ресурсов УВ проведена автором работы для разных групп литотипов на основе кубов пиролитических параметров S1 и ΔS2, S2 трехмерной геологической модели

для всей территории Средне-Назымского месторождения без деления на области выше и ниже УПУ.

Для оценки ресурсов УВ использованы формулы, аналогичные приведенным в работе И.С. Гутмана с соавторами [100]:

$$Q_н\ S1 = F*h_{кп}*\rho_п*S1,$$

$$Q_н\ \Delta S2 = F*h_{кп}*\rho_п*\Delta S2,$$

$$Q_н\ (S2-\Delta S2) = F*h_{кп}*\rho_п*(S2-\Delta S2),$$

где F – площадь месторождения, тыс. $м^2$;

$h_{кп}$ – суммарная толщина класса пород в разрезе, м;

$\rho_п$ – плотность пород, $т/м^3$;

S1 – количество сгенерированных УВ - продуктов термического испарения до температуры 300 ^{0}С, мг УВ/г породы;

ΔS2 – количество сорбированных высокомолекулярных УВ, преимущественно смолисто-асфальтеновых компонентов, мг УВ/г породы;

(S2-ΔS2) – остаточный генерационный потенциал керогена, мг УВ/г породы.

На основе результатов трехмерного геологического моделирования, оценены объемы ресурсов УВ баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.

Наибольшим потенциалом для перехода из ресурсов в запасы обладают УВ, определяемые параметром S1, коллекторских и низкопроницаемых нефтематеринских пород. Важно отметить, что пиролитический параметр S1, полученный в ходе лабораторных исследований и характеризующий содержание жидких сорбированных УВ, оценивался без учета потерь части летучих/легких УВ при подъеме керна на дневную поверхность, хранении и пробоподготовки/ дроблении. Таким образом, в некотором приближении можно принять, что часть жидких УВ, утраченная при дегазации керна, соответствует объему связанных пор пород коллекторов, определенных на цилиндрических образцах газоволюметрическим методом (по гелию) без экстракции. То есть, параметр S1 позволяет оценить объем сорбированных жидких УВ в породах, практически не внося вклад в их коллекторские свойства. Поэтому его можно учитывать при оценке ресурсов УВ не только в низкопроницаемых нефтематеринских породах, но и в породах потенциальных коллекторов, не считая это «двойным» учетом с определением пористости [103].

Величина ресурсов жидких сорбированных УВ, рассчитанная через параметр S1, для низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты Средне-Назымского

месторождения составляет 81 млн т, для пород потенциальных коллекторов – 37 млн т (табл.3.3).

Величина ресурсов сорбированных высокомолекулярных УВ, преимущественно смолисто-асфальтеновых (САВ) компонентов, оцененных через параметр ΔS2, для низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения составляет 299.7 млн т, для пород потенциальных коллекторов – 21.9 млн т.

Величина ресурсов остаточного генерационного потенциала керогена, оцененного через параметр (S2-ΔS2), для низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения составляет 598.3 млн т, а для пород потенциальных коллекторов – 25.97 млн т.

Суммарные неизвлекаемые ресурсы различных видов УВ, оцененные для баженовской свиты Средне-Назымского месторождения через пиролитические параметры составляют 1,055 трлн т, из них сорбированные жидкие УВ и САВ составляют 440 млн т.

Поскольку суммарные геологические запасы нефти потенциальных коллекторов всей площади месторождения составляют 91.3 млн т, то ресурсы УВ свиты, оцененные только через параметры S1 и ΔS2, превышают запасы почти в 4 раза.

Приведенные данные носят оценочный характер, однако в целом, могут быть информативны для понимания соотношения запасов УВ коллекторов и ресурсов различных видов УВ баженовской свиты.

Таблица 3.3 Оценка ресурсов УВ, проведенная через пиролитические параметры пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

	S1, тыс т	**ΔS2, тыс т**	**S2-ΔS2, тыс т**
Углеродистые породы	46 125	98 166 305	185 186 933
Высокоуглеродистые	81 917 749	201 538 441	413 222 054
Суммарные запасы нефтематеринских пород	81 963 874	299 704 747	598 408 987
Потенциальные коллекторы (без учета потерь)	37 096 355	21 884 426	25 970 478
Суммарные ресурсы баженовской свиты, оцененные через пиролитические параметры	119 060 229	321 589 172	624 379 464

Выводы по главе 3

Разработана и апробирована на семи месторождениях ЗС НГБ методология построения трехмерных геологических моделей, оценки запасов и ресурсов разных видов УВ баженовской свиты с опорой на литогенетическую классификацию пород.

Выделение в разрезах баженовской свиты классов пород и групп литотипов способствует надежному обоснованию межскважинной корреляции, позволяя уверенно сопоставлять между собой как полные разрезы, так и разрезы с частичным размывом отложений, что затруднительно сделать только по данным ГИС.

Куб «литологии» (коллекторов) трехмерной геологической модели позволяет использовать индивидуальные зависимости или константы внутри каждого класса пород при распределении моделируемых параметров. Такой подход способствует значительному повышению качества итоговой трехмерной модели.

На основании предложенного подхода описан процесс создания детальной трехмерной геологической модели баженовской свиты Средне-Назымского месторождения, отражающей распределение параметров (ФЕС, пиролитические данные), позволивших провести оценку запасов и неизвлекаемых ресурсов УВ. Данная модель обладает высокой прогнозной способностью, подтвержденной результатами бурения.

Проведенная на примере Средне-Назымского месторождения оценка запасов нефти баженовской свиты в породах потенциальных коллекторов, показала, что запасы весьма ограничены, их нельзя рассматривать в качестве источника долгосрочного поддержания добычи нефти в Западной Сибири, хотя ее разработка имеющимися технологиями способна временно сохранить добычу нефти в регионе на текущем уровне.

В противовес этому, ресурсный УВ потенциал баженовской свиты кратно превышает ее геологические запасы, и может быть объектом стратегического значения, при условии появления технологий их разработки, которые в данный момент развиваются.

.

Глава 4. Разработка подходов к оценке эффективности технологий извлечения УВ баженовской свиты – анализ техноморфизма

4.1. Теория техногенеза, техноморфизма

Литогенез – совокупность природных процессов образования и постседиментационных изменений осадочных горных пород. Все вопросы, рассмотренные в данной работе в глава 1-3, относятся к процессам литогенеза. Природные процессы протекают в естественных условиях, а задачей исследователя является изучение современного облика породы, расшифровка процессов ее постседиментационных преобразований и восстановление исходных условий осадконакопления.

Со временем появляются новые задачи: человек активно влияет на мир и недра своей деятельностью, в частности, в процессе добычи полезных ископаемых. Всё большее развитие получают механические и химические методы воздействия на породы с целью повышения эффективности разработки. Изучение преобразований пород при искусственном воздействии служит развитию технологий разработки, минимизации негативных последствий для окружающей среды и становится всё актуальнее. В этой связи, можно предложить выделить еще одну стадию преобразований горных пород – «техногенез» (техно - искусство; генезис – происхождение) или «**техноморфизм»** (техно- искусство; морфос – форма) – совокупность процессов преобразований горных пород под воздействием техногенных процессов [185]. Важно отметить, что термин «техногенез» имеет широкое толкование и устоявшееся значение в геоморфологии.

Техногенные процессы могут быть конструктивными и служить увеличению добычи полезных ископаемых, либо деструктивными, когда техногенное воздействие приводит к таким изменениям горных пород, которые создали опасную ситуацию для человека или окружающей среды, в связи с чем, необходимы исследования изменений пород для минимизации неблагоприятных последствий. В отличие от естественных природных процессов, техногенное воздействие отличается относительной краткосрочностью и агрессивностью, приводящей к значительным изменениям органо-минеральных компонентов породы, емкостного пространства и других ее свойств.

4.1.1. Сущность и история понятия «техногенез»

В отечественной литературе термин «**техногенез**» впервые использовался академиком А. Е. Ферсманом (1934 г). Изучая геохимию и условия эксплуатации рудных месторождений, А.Е. Ферсман обратил внимание, что в результате горнодобывающей деятельности человека, на поверхности по разным причинам происходит рассеивание рудной минерализации в самых различных видах. Вначале происходит разубоживание

рудной массы в очистных горных выработках, в результате часть рудной минерализации попадает в массу, так называемых, пустых пород, которые складируются на поверхности земли, занимая нередко большие площади. Потери наблюдаются и при транспортировке руды от шахт до обогатительной фабрики. В результате инженерной деятельности человека в районе рудных месторождений на поверхности, по представлению А.Е. Ферсмана, формируются, так называемые, «техногенные геохимические ландшафты». К этому следует добавить, что рассеивание рудной минерализации происходит не только в твердой фазе, но и в растворенном виде. При этом часть рудной минерализации вместе с рудничными водами выносятся на поверхность [282].

Совокупное проявление техногенных процессов рассеивания рудной минерализации на поверхности А.Е. Ферсман назвал **техногенезом.** Система техногенеза, в понимании А.Е. Ферсмана, характеризуется геохимическим последствием деятельности человека в области добычи и переработки полезных ископаемых. Вместе с тем А. Е. Ферсман подчеркивал, что техногенез может быть сформирован и в других направлениях хозяйственной деятельности человека [282].

В Геологическом словаре приводится несколько иная трактовка: «**техногенез** — совокупность геоморфологических процессов, вызванных производственной деятельностью человека» [74]. В этой формулировке научного понятия учитывается главным образом влияние горнодобывающей промышленности на формирование так называемого техногенного рельефа, как фактора прямого воздействия инженерной деятельности человека на геоморфологическое изменение поверхности земли.

Такое коренное изменение природного рельефа можно было бы назвать техногенным географическим ландшафтом [76], понимая под этим совокупное проявление техногенных процессов существенного нарушения не только гидрогеологических и инженерно-геологических, но и естественных геоморфологических условий района. Это понятие также можно отнести и к другим видам инженерной деятельности человека (например, эксплуатация гидротехнических, ирригационных и других объектов, добыча и транспортировка нефти и газа по сети магистральных трубопроводов и т.д.) [227, 277].

Таким образом, понятие «**техногенез**» определяет совокупность различных процессов, протекающих на поверхности Земли или в верхней части литосферы, где интенсивно проявляется производственная деятельность человека, приводящая к изменению состояния и свойств геологической и нередко окружающей среды в целом.

С точки зрения инженерной геологии С.Д. Воронкевич выделяет **техногенный литогенез**, в результате проявления которого возникает специфическое новообразование – искусственные грунты. Процесс искусственной литификации представляет собой

сложное природно-техногенное явление, возникающее в верхних слоях литосферы под воздействием техногенных значений физических (давление, температура), физико-химических и других параметров. В связи с тем, что искусственные грунты стали играть заметную роль в гражданском и промышленном строительстве, можно выделить специфическую разновидность техногенеза [277].

Рассеяние вовлеченных в техногенез элементов представляет часто побочный процесс (выбросы техногенных веществ в атмосферу, загрязнение почв и водоемов промышленными стоками, твердыми отходами промышленного производства, выбросы при различного рода аварийных ситуациях и др.). Наряду со стихийным рассеянием существует заранее запланированное рассеяние продуктов техногенеза: внесение химических удобрений, ядохимикатов, орошение сточными водами и компостами с полей орошения и др. Все эти вещества кроме положительного эффекта, предусмотренного технологией сельскохозяйственного производства, имеют и побочное действие.

В геохимическом аспекте с точки зрения М.А. Глазовской **техногенез** включает в себя [79]:

1) извлечение химических элементов из природной среды (литосферы, атмосферы, гидросферы) и их концентрацию;

2) перегруппировку химических элементов, изменение химического состава соединений, в которые эти элементы входят, а также создание новых химических веществ;

3) рассеяние вовлеченных в техногенез элементов в окружающей среде.

Отрицательное действие техногенеза М.А. Глазовская объединяет понятием загрязнение природной среды.

Техногенез по своему содержанию представляет собой довольно сложный процесс преобразования литосферы в качественно новое ее состояние — техно(гео)сферу [79].

Техногенез – это процесс загрязнения природной (окружающей) среды, движущей силой которого выступает антропогенез, а результатом техногенеза и антропогенеза, в глобальном измерении, являются – загрязнения, отходы производства, материальные ценности: здания, сооружения, машины, станки, приборы, оборудование, т.е. продукты эволюции всего современного общества, объединяемые общим понятием - «техносфера» [31].

Техногенная миграция – наиболее сложный вид миграции. В ноосфере происходит грандиозная миграция вещества. Ежегодно перемещаются миллиарды тонн угля, нефти, руд и стройматериалов, рассеиваются месторождения полезных ископаемых, накопленные природой за миллионы лет.

По О.П. Добродееву, масштабы многих процессов техногенеза превышают природные: ежегодно из недр извлекается больше металлов, чем выносится с речным стоком: Pb – почти в 70 раз, Cr – в 35, Cu – в 30, Fe, Mn – в 10, Zn – в 5, Al – в 3 раза.

Энергетика техногенеза. В ноосфере используется текущая солнечная энергия и солнечная энергия былых биосфер, заключенная в ископаемом топливе: в углях, нефти, горючих газах, сланцах. Используется и энергетический источник, чуждый биосфере, – атомная энергия. Поэтому для техногенных ландшафтов характерна еще большая неравновесность, чем для природных.

Техногенные процессы могут быть *постоянными, периодическими, катастрофическими*, систематизируются по объемам выбросов, источникам загрязнения, химическому составу выбросов, стоков.

По мере развития человеческого общества в техногенез вовлекается все большее число химических элементов. В древности использовались лишь 18 элементов, в XVIII в. – 28, в XIX в. – 62, в 1915 г. – 71, в настоящее время – все известные на Земле элементы и, кроме того, неизвестные в природных условиях нептуний, плутоний и другие трансураны, а также радиоактивные изотопы многих элементов [217].

Масштабы ежегодной добычи колеблются от миллиардов тонн для углерода (уголь, нефть) до десятков тонн для Tl, Pt, Th, Ga, In, т. е. различаются в сотни миллионов раз. Эти различия связаны со свойствами элементов (их ценностью для хозяйства), технологией получения, способностью к концентрации в земной коре, т.е. с кларком. Например, исключительная роль в истории цивилизации Fe объясняется не только его свойствами, но и большим кларком.

Характеристикой интенсивности извлечения и использования химических элементов является **технофильность** – отношение ежегодной добычи или производства элемента в тоннах к его кларку в литосфере [217]. Многие химические элементы-аналоги с разными кларками и размерами добычи обладают одинаковой или близкой технофильностью. Например, Cd и Hg, Ta и Nb, U и Mo, Ti и Zr. Технофильность – динамичный показатель. Так, за счет увеличения добычи нефти и газа продолжается рост технофильности углерода.

Техногенный геохимический барьер – это участок, где происходит резкое уменьшение интенсивности техногенной миграции и, как следствие, концентрирование элементов. Как и в природных ландшафтах, здесь образуются аномалии. Искусственные барьеры образуются на пути движения техногенных потоков для локализации загрязнения. Например, известковые валы служат для осаждения металлов из кислых рудничных вод или содержащихся в водах ядохимикатов [79].

Добыча полезных ископаемых является одним из наиболее мощных видов техногенеза. Площади почти полного уничтожения природных ландшафтов огромны, занятые скважинами, шахтами, карьерами, отвалами пород, отходами первичного обогащения руд, угольными терриконами, транспортными магистралями и др. Здесь формируются особые техногенные ландшафтно-геохимические системы – **горнопромышленные ландшафты**. Их основная геохимическая черта – слабо контролируемое рассеяние больших масс веществ с аномально высоким содержанием элементов, которые негативно воздействуют на ландшафт. Специфическая особенность таких ландшафтов – наложение техногенного загрязнения на природные геохимические аномалии – вторичные ореолы и потоки рассеяния месторождений в почвах, растениях, поверхностных и подземных водах [79]. Добыча и использование горючих полезных ископаемых – наиболее интенсивный источник загрязнения окружающей среды.

Существует также понятие «**литотехногенез**» – формирование новых техногенных пород, техногенно-измененных грунтов, техногенно-минеральных месторождений, возникающих в результате производственной деятельности человечества [88, 275]. Данное понятие больше относится в основном к геоморфологическим процессам, протекающим в самой верхней части литосферы.

Таким образом, ***термины «техногенез» и «литотехногенез» в современной науке отражают процессы изменения ландшафтов, перераспределения элементов в земной коре и на поверхности земли, где активно происходят техногенные процессы, включающие также и загрязнение окружающей среды. Чаще всего термины упоминаются в работах по геоморфологии, инженерной геологии, археологии.***

4.1.2. Техноморфизм – определение, задачи, методы исследований

Понятие техногенез можно рассмотреть и в более узком смысле, – для определения стадии изменений горных пород в пластовых условиях при техногенном воздействии, в таком случае, чтобы не путать понятия, можно использовать другой термин – «техноморфизм».

Техноморфизм предлагается понимать, как **процесс преобразований горных пород в пластовых условиях при определенном техногенном воздействии**.

Данный процесс отличается агрессивностью воздействия и значительными изменениями минерально-компонентного состава пород, их емкостного пространства и

других свойств в реальном времени. В зависимости от типа воздействия одна и та же порода может приобретать совершенно различные свойства.

В геологии целью техногенного воздействия, чаще всего, является повышение эффективности разработки пород, содержащих полезные ископаемые или вовлечение в разработку новых объектов.

Главной целью изучения процессов техноморфизма является повышение эффективности добычи полезных ископаемых путем прогноза изменений свойств породы при определенном техногенном воздействии на нее.

Задачи, решение которых способствует исследованию процессов техноморфизма:

- изучение исходной породы;
- определение цели техногенного воздействия;
- подбор условий и агентов воздействия на породу для достижения цели;
- тестирование выбранного воздействия на модели породы или реальной породе в лабораторных условиях, моделирующих пластовые;
- анализ изменений, произошедших в породе, оценка влияния на породу выбранного воздействия;
- прогноз результатов выбранного техногенного воздействия на породу – определение изменений, которые претерпит порода, установление ее приобретенных свойств;
- оценка эффективности техногенного воздействия – проверка достижения поставленной перед технологией цели.

Данное направление исследований не является новым, однако в текущее время оно востребовано в связи с задачами, которые ставит разработка месторождений. Уже применяются методы исследований пород в условиях, моделирующих пластовые. Например, тестирование различных вытесняющих жидкостей, подбор проппантов, кислотных составов, бурового раствора и многие другие эксперименты на реальном керне. Особенно широко развиты фильтрационные эксперименты [45].

Появление лабораторного оборудования для экспериментов с породами в условиях, моделирующих пластовые, в значительной степени способствует развитию данного направления. Однако важно понимать, что в методическом плане данные работы мало регламентированы, особенно в части способов корректного сравнения свойств пород до и после воздействия. Таким образом, тема является актуальной и мало проработанной с точки зрения методологии исследований.

Если рассмотреть техноморфизм с позиций задач нефтяной геологии, то подобный анализ может ставить перед собой следующие цели: (1) увеличение нефтеотдачи; (2)

развитие новых технологий вовлечения в разработку ранее не разрабатываемых ресурсов УВ – перевод их в запасы.

(1) Методы увеличения нефтеотдачи делятся на 4 группы:

- гидродинамические (заводнение, изменения направлений потоков, форсированный отбор флюидов);

- физико-химические (заводнение с применением активных примесей);

- газовые (водогазовое, газовое воздействие);

- тепловые (вытеснение горячей водой, паром, внутрипластовое горение).

(2) Вовлечение в разработку новых нефтяных объектов связано, в частности, с технологиями добычи трудноизвлекаемых запасов, к которым относится широкий спектр отложений с различными характеристиками как пород, так и самих углеводородов (низкопроницаемые, сложнопрогнозируемые, обводненные, высоковязкие и многие другие запасы и ресурсы УВ).

Для баженовской свиты исследования техноморфизма актуальны как для (1) увеличения нефтеотдачи пород класса потенциальных коллекторов (например, за счет оптимизации технологии ГРП или развития методов поддержания пластового давления), а также для (2) развития новых технологий, позволяющих вовлечь в разработку класс низкопроницаемых нефтематеринских пород (неколлекторов), содержащих в себе огромные (до сих пор) неизвлекаемые ресурсы УВ.

На примере изучения отложений баженовской свиты можно подчеркнуть, что при решении перечисленных задач крайне важен корректный выбор литотипа породы для исследований: если речь идет о воздействии, направленном на повышение нефтеотдачи с помощью уже имеющихся технологий, необходимо выбирать образцы пород класса потенциальных коллекторов, воздействие на которые осуществляется в настоящее время на промысле. Если задача заключается в подборе новой технологии для извлечения УВ из класса низкопроницаемых нефтематеринских пород, то основное внимание стоит уделить образцам именно этих пород.

Эффективность оптимизации и разработки технологии напрямую зависит от качества исследований техноморфизма – данный путь видится автору оптимальным для развития вопроса, как с точки зрения финансовых затрат на эксперименты, так и времени их проведения до получения результата. Лабораторные исследования всегда будут кратно дешевле промысловых, а при качественной их организации, информативность может быть сопоставима. Важно понимать и прогнозировать, какие свойства должны приобрести породы и содержащиеся в них углеводороды для их вовлечения в разработку, в этом случае, задача подбора методов воздействия будет решаться оптимальным образом.

4.2. Анализ техноморфизма отложений баженовской свиты при воздействии технологией ГРП

Для эффективной разработки объектов с ухудшенными фильтрационными характеристиками, к которым относятся нефтематеринские породы баженовской свиты, широко используются методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Среди них можно выделить технологии ГРП, закачки различных газов, тепловые методы.

Гидроразрыв пласта – один из самых распространенных и эффективных современных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока УВ к скважинам за счет создания высокопроводящей трещины в целевом пласте. В настоящее время видов агентов для ГРП и пропантов огромное количество, технология постоянно совершенствуется с целью создания не только отдельных протяженных трещин, но и разветвленных объемных сетей трещин. ГРП проводится как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах [27, 47, 133, 171, 270, 293].

Применению технологии закачки углеводородного газа в сочетании с заводнением посвящено большое количество работ [7, 10, 11, 12]. Исследования и испытание газовых методов воздействия в СССР начали проводить с 50-х годов 20-го столетия. Повышенный интерес к газовым методам в России появился только в последние годы [32, 33, 34, 35, 40, 41]. Экспериментальному изучению особенностей фильтрации трехфазных смесей в процессах водогазовой репрессии посвящены работы отечественных и зарубежных исследователей [138, 139, 140, 141].

Рассмотрению возможности применения тепловых методов воздействия посвящено большое количество публикаций и монографий российских и зарубежных исследователей, среди которых М.Л. Сургучев, Д.Г. Антониади, В.Г. Ишханов, А.А. Боксерман, Ю.П. Желтов [54, 63, 64, 65, 85, 108, 126, 163, 180, 271].

В 1980 годы впервые во ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова была проведена серия экспериментальных исследований возможности извлечения нефти из баженовской свиты тепловыми методами воздействия, в том числе термогазовым (ТГВ). В результате этих экспериментов обоснована возможность эффективного вытеснения нефти из пустотного пространства низкопроницаемой битуминозной породы [142].

Форвардами эксперимента в условиях Средне-Назымского месторождения по термогазовому воздействию на породы баженовской свиты являются А.А. Боксерман, В.И. Грайфер, Н.М. Николаев, В.И. Кокорев, В.И. Дарищев, В.Б. Карпов [1, 2, 36, 37, 39].

Когда речь идет о технологиях извлечения нефти из баженовской свиты, зачастую специалисты говорят о разных вещах. Одни компании в качестве базовой технологии используют наклонно-направленные скважины на режиме естественного истощения,

рассматривая баженовскую свиту в качестве «возвратного» объекта разработки. Другие делают ставку на совершенствование технологии гидроразрыва пласта в горизонтальных стволах скважин с целью создания максимально возможной сети связанных трещин - каналов фильтрации. Третьи – ставят своей целью внедрить в разработку тепловые или химические методы воздействия. Важно понимать, что объем доступных для извлечения запасов УВ будет зависеть не только от геологических условий пласта, но и от способа техногенного воздействия на породы.

Анализ техноморфизма отложений баженовской свиты при воздействии технологией ГРП

Технология ГРП увеличивает область дренирования скважин за счет создания протяженных трещин в коллекторах, подключая к разработке зоны, значительно удаленные от скважины (вплоть до сотен метров).

Подключение к разработке при ГРП удаленных зон коллекторов баженовской свиты сомнений не вызывает. Однако, и в низкопроницаемых породах баженовской свиты, как показано в главе 3, также содержится большой объем жидких УВ, в связи с чем, становится актуальным вопрос: какую их часть можно перевести из ресурсов в запасы за счет технологии ГРП. Низкая суммарная накопленная добыча нефти по всем месторождениям в баженовской свите за 60 лет ее разработки указывает на необходимость целенаправленного обоснования возможности вовлечения в активную добычу низкопроницаемых нефтематеринских пород свиты с помощью ГРП.

С целью изучения данного вопроса проведено большое количество экспериментов с породами баженовской свиты в лаборатории и на промысле.

На Средне-Назымском месторождении к 2020 году пробурено и запущено в разработку восемнадцать скважин с горизонтальным окончанием длиной 1000-1700 м, в которых проведен многостадийный ГРП (расстояние между портами составляет около 100 м). Порты ГРП отличаются друг от друга расположением на абсолютных отметках рельефа, положением в разрезе баженовской свиты, приуроченностью к определенному классу пород – пропласткам потенциальных коллекторов или низкопроницаемых нефтематеринских пород. Созданные в баженовской свите Средне-Назымского месторождения трещины ГРП в среднем имеют ширину 3-8 мм, вертикальную высоту 50-80 м, полудлину около 500 м (по данным расчетов на геомеханической модели).

В ряде скважин для контроля за разработкой проведена закачка меченного пропанта: в трещины каждой стадии ГРП закачаны высокоточные индикаторы пластового флюида, которые долгое время сохраняются в пласте и постепенно выходят из трещины в

скважину вместе с пластовыми флюидами, пробы которых отбираются с определенной частотой на устье скважины и передаются в лабораторию для определения количественного распределения маркеров каждого кода (для каждой стадии ГРП свой уникальный код). Такой анализ позволяет в течение 1-1.5 лет проводить мониторинг работы всех портов ГРП горизонтальной скважины, наблюдая за тем, какие порты дают наибольшие притоки нефти и работают дольше [210].

Отмечена тенденция получения наибольших притоков нефти из удаленных от основного ствола скважины портов, расположенных обычно в наиболее погруженных зонах рельефа, а затем их быстрое снижение и подключение к разработке портов ГРП, расположенных в зонах наличия разрывных нарушений, на склонах и в верхних частях современных поднятий (рис.4.1). Порты ГРП, расположенные в пропластках, сложенных породами низкопроницаемого класса, хуже всего приобщаются к разработке: в них наиболее сложно инициировать развитие трещины ГРП, которая быстро смыкается. Эти данные косвенно указывают на то, что низкопроницаемые нефтематеринские породы, вероятно, не вносят значительного вклада в разработку баженовской свиты с помощью технологии ГРП, но точного ответа на этот вопрос не дают.

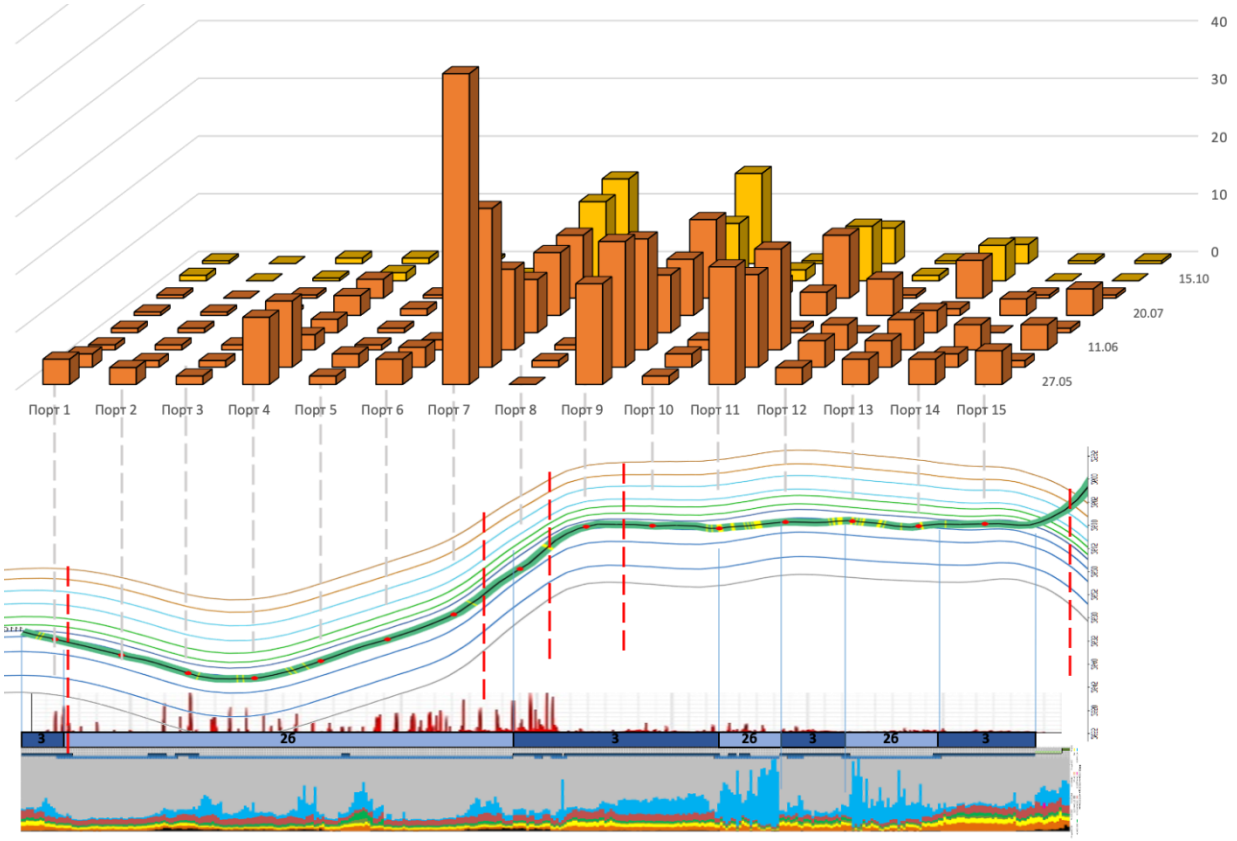


Рис.4.1 Пример профиля горизонтального ствола скважины Средне-Назымского месторождения, расположенного в кровле нижней толщи баженовской свиты с данными по (снизу) минеральному составу шлама

(серый цвет – кремнезем, голубой – карбонаты), определенному в процессе бурения скважины; (сверху) результатам определения притока нефти из разных портов в различное время по данным анализа проб меченного пропанта

В настоящее время вся добытая нефть баженовской свиты извлечена путем создания перепада давления между пластовыми условиями и внутри скважинными. По данным анализа притока (ПГИ, термометрии) нефть поступает в скважину преимущественно из класса пород потенциальных коллекторов, поскольку они обладают жестким минеральным скелетом, связанным поровым и трещинным емкостным пространством, содержащим подвижные, миграционно способные УВ. Пористость и проницаемость данных пород соответствует, в основном, низко- и средне-проницаемым коллекторам. А сопоставление битумоидов с нефтями показывает, что свойства нефтей максимально близки к свойствам битумоидов из пород потенциальных коллекторов (вторичных доломитов, радиоляритов) (см. раздел 2.3). Таким образом, все имеющиеся фактические данные свидетельствуют, что именно породы класса потенциальных коллекторов поставляют нефть баженовской свиты в скважины.

Класс низкопроницаемых нефтематеринских пород обладает крайне низкой проницаемостью и по данным определения интервалов притока (ПГИ, термометрия, раздельные испытания) не отдает нефть в скважины.

Для оценки техноморфизма класса низкопроницаемых нефтематеринских пород при создании трещины ГРП и перепада давления проведен лабораторный эксперимент, моделирующий влияние на низкопроницаемую породу сброса давления в условиях, приближенных к пластовым. Цель данного эксперимента – смоделировать условия извлечения нефти из низкопроницаемых нефтематеринских пород при создании трещиноватости в ходе гидроразрыва пласта (ГРП) и последующего снижения пластового давления.

Идея данных лабораторных экспериментов принадлежит автору, который подбирал образцы пород необходимых литотипов. Лабораторный эксперимент реализован специалистами «Сколковского института науки и технологий» по заказу ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «РИТЭК».

Для проведения эксперимента выбрана порода, насыщенная органическим веществом, – высокоуглеродистая глинисто-кремнистая, состоящая из тонкого линзовидного переслаивания растворенных и переотложенных на месте кремневых скелетов радиолярий, органического вещества, играющего роль цемента, и терригенной примеси глинистых минералов, единичных алевритовых зерен кварца и полевых шпатов.

Согласно данным пиролиза, содержание в породе ОВ составляет 17 % (ТОС), пиролитические параметры S1 – 3.1, S2 – 72.3 мг УВ/г породы, Tmax – 445^{0}С. Порода практически непроницаемая с пористостью около 0,04 % (рис.4.2). Торец образца «моделировал» поверхность трещины ГРП.

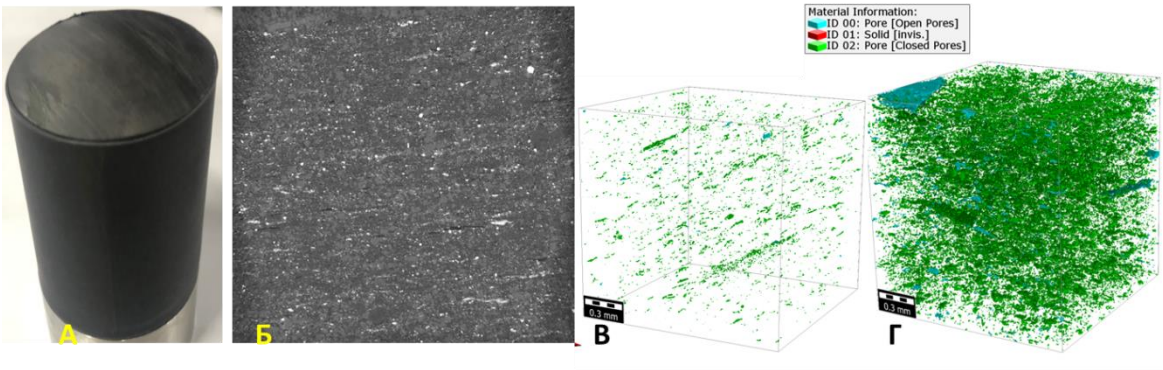


Рис.4.2 Характеристика образца высокоуглеродистой глинисто-кремнистой породы, на которой проведен эксперимент по сбросу давления в условиях, приближенных к пластовым

А – общий вид образца; б – томографическое изображение; объемное распределение открытых (голубой цвет) и закрытых (зеленый цвет) пор до (в) и после (г) эксперимента

Образец класса низкопроницаемых нефтематеринских пород помещался в манжету, собиралась лабораторная установка с емкостью высокого давления, заполненной водой, давление флюида поднималось до 10 МПа, установка помещалась в термостат и прогревалась до 107°С, что соответствует современной пластовой температуре в баженовской свите Средне-Назымского месторождения. Система выдерживалась при условиях, близких к пластовым: давлении обжима 41 МПа и температуре 107 °С, несколько часов. Далее, выполнялся сброс давления обжима до атмосферного; снятие ловушки и оценка результатов эксперимента [368].

В результате эксперимента из образца высокоуглеродистых пород углеводороды извлечены не были, их десорбция от керогена и миграция не произошли (рис.4.3), что подтверждает промысловые данные, указывающие на отсутствие притока нефти из низкопроницаемых нефтематеринских пород в скважинах по данным ПГИ [197]. При этом, образец подвергся значительному растрескиванию с образованием многочисленных закрытых пор, а также открытых пор, объем последних составил около 1%. Изменений в составе органо-минеральной массы породы не произошло, что логично, поскольку воздействие носило механический характер.

Для подтверждения полученного вывода проведена серия аналогичных экспериментов на низкопроницаемых нефтематеринских породах с различным

содержанием органического вещества. Результат всех экспериментов одинаков: в близких к пластовым условиях за счет перепада давления не удалось получить жидкие УВ из низкопроницаемых пород, хотя сами породы подверглись механической деформации. Вероятно, это связано с прочными сорбционными силами, удерживающими молекулы жидких УВ на керогене. Стоит отметить, что аналогичный эксперимент при нагреве в диапазоне температур 250-400 °С позволил извлечь нефть из подобных пород при сбросе давления (глава 4.3.3) [322].

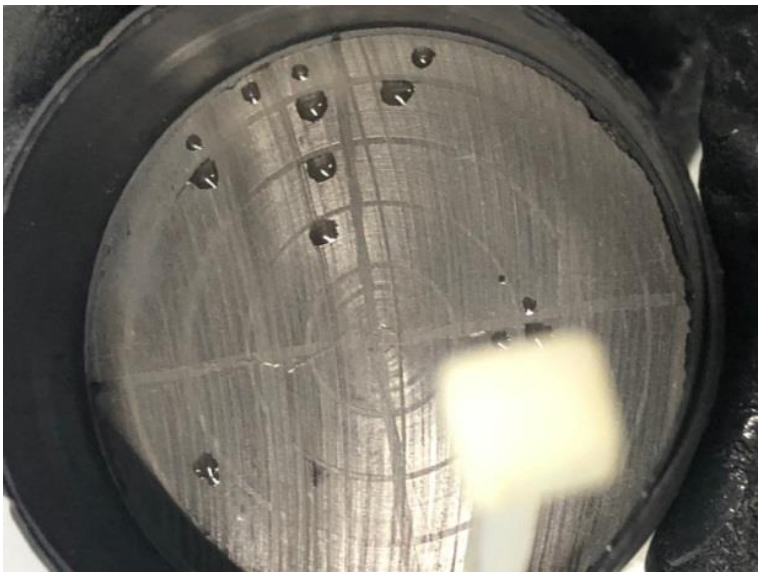


Рис.4.3 Результат эксперимента по сбросу давления в условиях, приближенных к пластовым, выход УВ не зафиксирован (присутствуют капли технической воды) [368]

Анализ техноморфизма низкопроницаемых нефтематеринских пород при ГРП показал, что при таком виде техногенного воздействия данные породы не меняют свой минеральный состав, но в них образуются многочисленные тончайшие субгоризонтальные трещины, суммарной емкостью около 1%, органическое вещество пород не затрагивается воздействием, его состав также не трансформируется, дополнительной десорбции УВ не происходит. Всё это указывает на невозможность получения за счет ГРП значимой добычи нефти, молекулы которой в низкопроницаемых нефтематеринских породах сорбированы керогеном.

На основе данного анализа сделан вывод, что в модификации, применяемой на Средне-Назымском месторождении, **технология ГРП не позволяет вовлечь в промышленную разработку низкопроницаемые нефтематеринские породы**. И это лишний раз объясняет тот факт, что за 60 лет истории разработки баженовской свиты из них добыто всего 11 млн. тонн нефти по всей Западной Сибири. Важно отметить, что и в мировой практике добыча нефти из «нефтематеринских формаций» ведется именно из

склонных к растрескиванию карбонатно-кремнистых или песчано-алевритовых хрупких пород, прилегающих к нефтематеринским толщам [129].

Для вовлечения в разработку собственно низкопроницаемых нефтематеринских пород необходимо совершить такое техногенное воздействие, которое позволит не только создать каналы фильтрации для УВ, но и преодолеть сорбционные силы, удерживающие молекулы уже сгенерированных жидких УВ на керогене.

Обобщая вышесказанное следует отметить, что класс низкопроницаемых нефтематеринских пород содержит жидкие УВ, сорбированные керогеном, которые в пластовых условиях в режиме реального времени в значимых объёмах не выходят в коллектор и скважину при создании системы трещин при ГРП и существенном перепаде давления. Анализ техноморфизма, проведенный в лабораторных условиях, моделирующих трещину ГРП и перепад давления, показал, что для извлечения УВ из низкопроницаемых нефтематеринских пород необходимо решить задачу десорбции жидких УВ от керогена. На первый взгляд, это можно сделать с помощью температурного воздействия по примеру пиролиза, или растворителя, которые используются для экстракции пород в лабораторных условиях, как часть пробоподготовки.

4.3. Анализ техноморфизма отложений баженовской свиты при термогазовом воздействии

4.3.1. Промысловые эксперименты по закачке воздуха в баженовскую свиту

Как отмечалось в главе 1.3, на Средне-Назымском месторождении с 2009 года идут испытания технологии термогазового воздействия (ТГВ) на баженовскую свиту с целью вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород. Подробно предпосылки применения данного метода и результаты лабораторных и промысловых исследований отражены в докторской диссертации В.И. Кокорева [142], монографии В.А. Юдина [310], кандидатской диссертации К.А. Щеколдина [303] и многих других работах. Промысловый эксперимент в компании РИТЭК проводился под руководством профессора А.А. Боксермана и основателя компании профессора В.И. Грайфера [1, 2, 222, 223, 224, 264].

В 2013-2014 гг опубликованы статьи В.Ю. Алекперова, В.И. Грайфера, Н.М. Николаева с соавторами [1, 2], в которых перечислены особенности термогазового способа разработки баженовской свиты и приведены результаты опытно-промышленных работ (ОПР) на первом участке ТГВ. Большой вклад в развитие технологических подходов и реализацию их в условиях промысла внес главный геолог ООО «РИТЭК» к.т.н. В.Б. Карпов и замдиректора по науке к.т.н. В.И. Дарищев.

На данном месторождении сформировано три участка опытно-промышленных работ, состоящих из одной нагнетательной скважины и нескольких добывающих для тестирования технологии закачки воздуха в баженовский пласт. Организован постоянный контроль за составом газов и УВ добывающих скважин. Спустя 6 лет закачки воздуха проведен отбор керна пород, через которые прошел фронт горения в пластовых условиях, с их последующим разносторонним анализом.

Основной объем промысловых испытаний реализован на участке ОПР-1, который состоит из 5 скважин (219Р, 401Г, 3000, 3001, 3002). Четыре скважины субвертикальные, скважина 401Г с горизонтальным окончанием.

До начала реализации ТГВ залежь нефти баженовской свиты разрабатывалась на естественном режиме. Расположенная в центре участка скважина 219Р выбрана в качестве нагнетательной для обеспечения наибольшего охвата пласта воздействием. Накопленная добыча нефти к началу опытных работ (октябрь 2009 г) составила 82,4 тыс т. По состоянию на 01.07.2019 г накопленная добыча нефти по участку составляла 145,6 тыс т, общий дебит нефти скважин участка в июне 2019 г равен 9 т/сут, работали 3 добывающие скважины.

Скважина 219Р введена в эксплуатацию в апреле 2003 г с начальным дебитом после ГРП 146 т/сут; закачка воздуха в нее велась в 2009 года. В 2015 г скв.219Р ликвидирована по техническим причинам. В 2016 году на расстоянии 70 м от скв.219Р пробурена нагнетательная скважина-дублер 219бис, в которую в конце июля началась закачка воздуха. Динамика показателей работы нагнетательных скважин 219Р и 219бис представлена на рисунках 4.4, 4.5. По состоянию на 01.07.2019 накопленная закачка воздуха в пласт составляет: в скв.219бис. – 8,7 млн м^3, в скв. 219Р – 7,29 млн м^3 воздуха (на этапе пробной эксплуатации закачено 3,15 млн м^3).

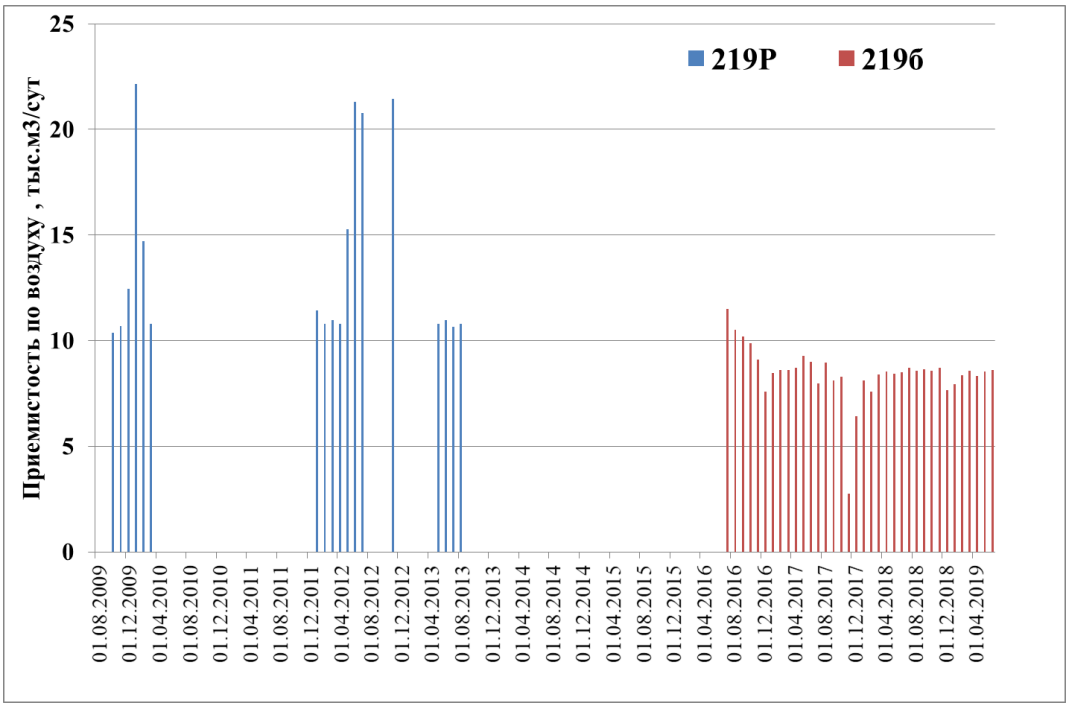


Рис.4.4 Динамика приемистости по воздуху нагнетательных скважин 219Р и 219б

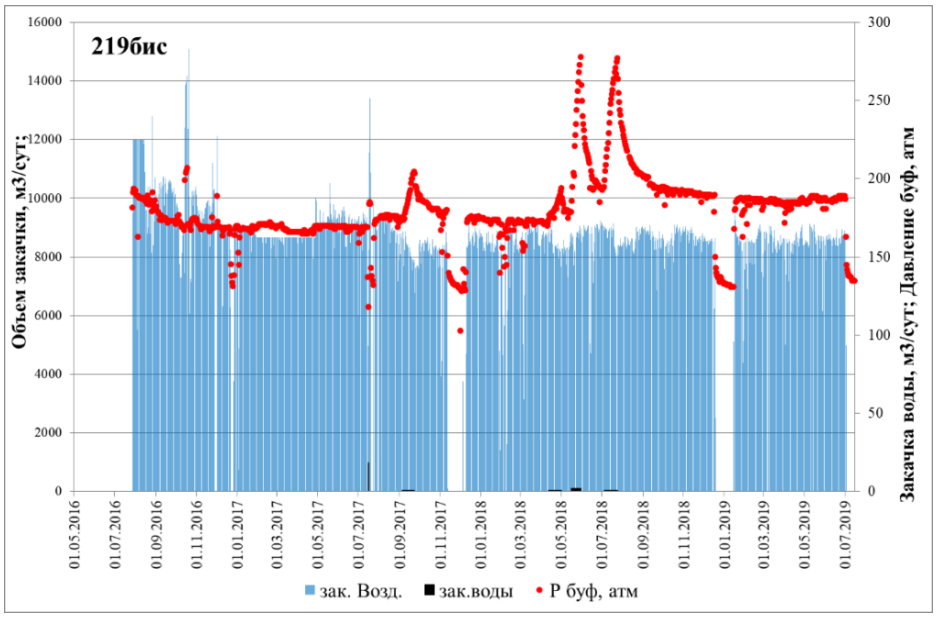


Рис.4.5 Динамика показателей работы нагнетательной скважины 219б

Динамика показателей работы добывающих скважин представлена за весь период на рисунке 4.6. Промысловые данные по динамике закачки воздуха, добыче нефти, газового фактора и состава газа по добывающим скважинам представлены на рисунках 4.7-4.9.

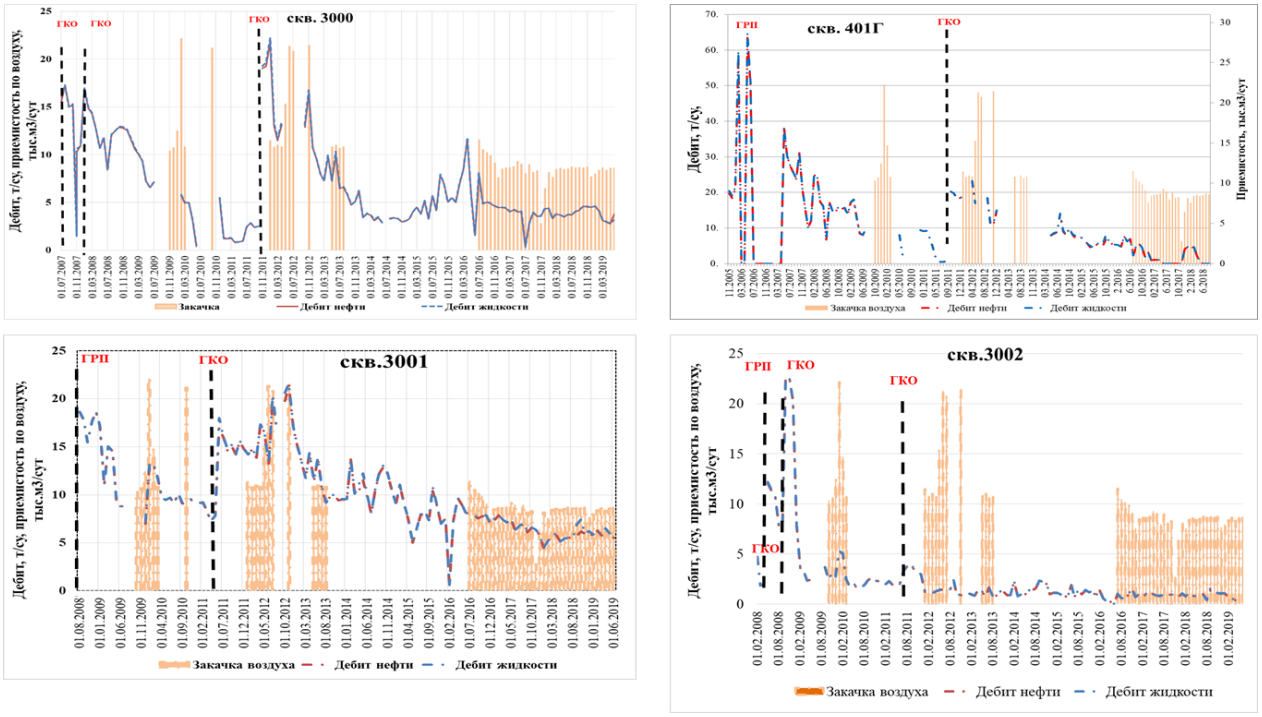


Рис.4.6 Динамика изменения дебитов добывающих скважин и приёмистости по воздуху за весь период работы

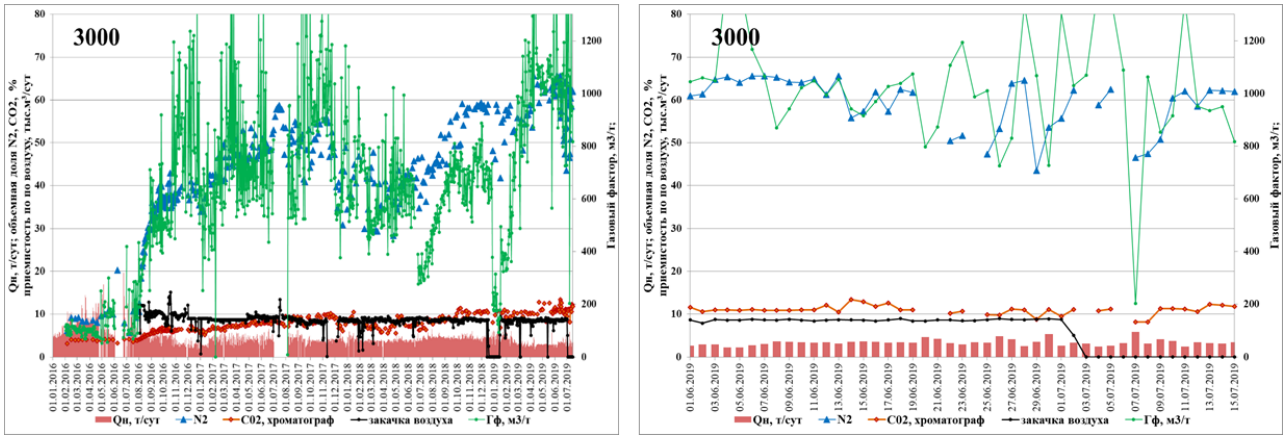


Рис.4.7 Промысловые данные по динамике закачки воздуха, добыче нефти, газового фактора и состава газа по добывающей скважине 3000

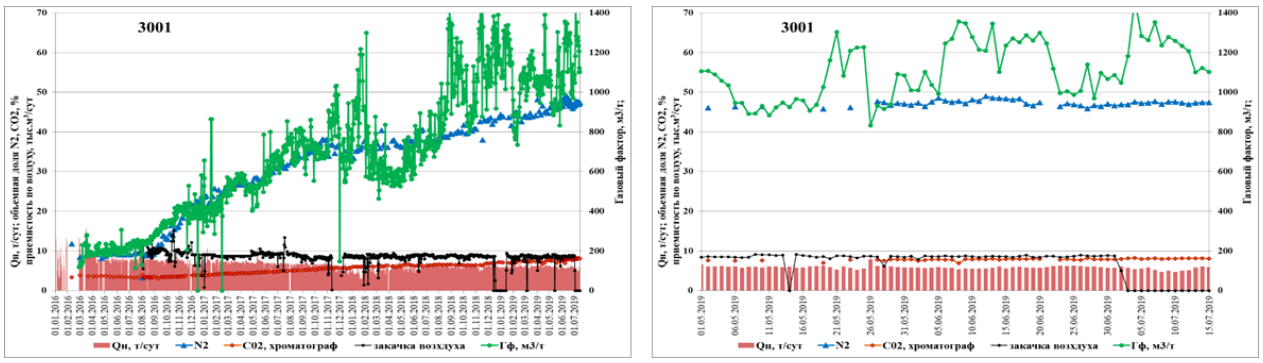


Рис.4.8 Промысловые данные по динамике закачки воздуха, добыче нефти, газового фактора и состава газа по добывающей скважине 3001

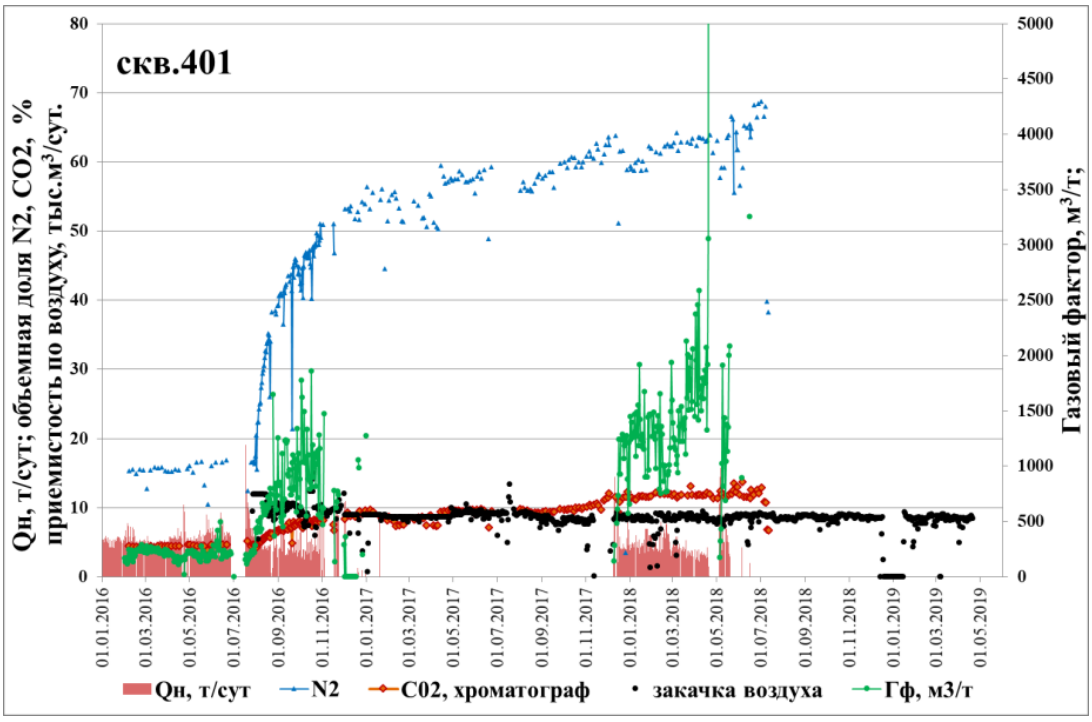


Рис.4.9 Промысловые данные по динамике закачки воздуха, добыче нефти, газового фактора и состава газа по добывающей скважине 401

В статье А.А. Боксермана и др. [38] рассмотрены промысловые исследования внутрипластовых окислительных процессов при термогазовом воздействии, отмечено, что при закачке воздуха в добываемых газах увеличиваются доли азота и углекислого газа, а также практически отсутствует кислород. Формирование оторочки смешивающегося вытеснения подтверждено существенным увеличением легких фракций в составе добываемой нефти, что приводит к снижению ее вязкости и плотности (рис. 4.10-4.13).

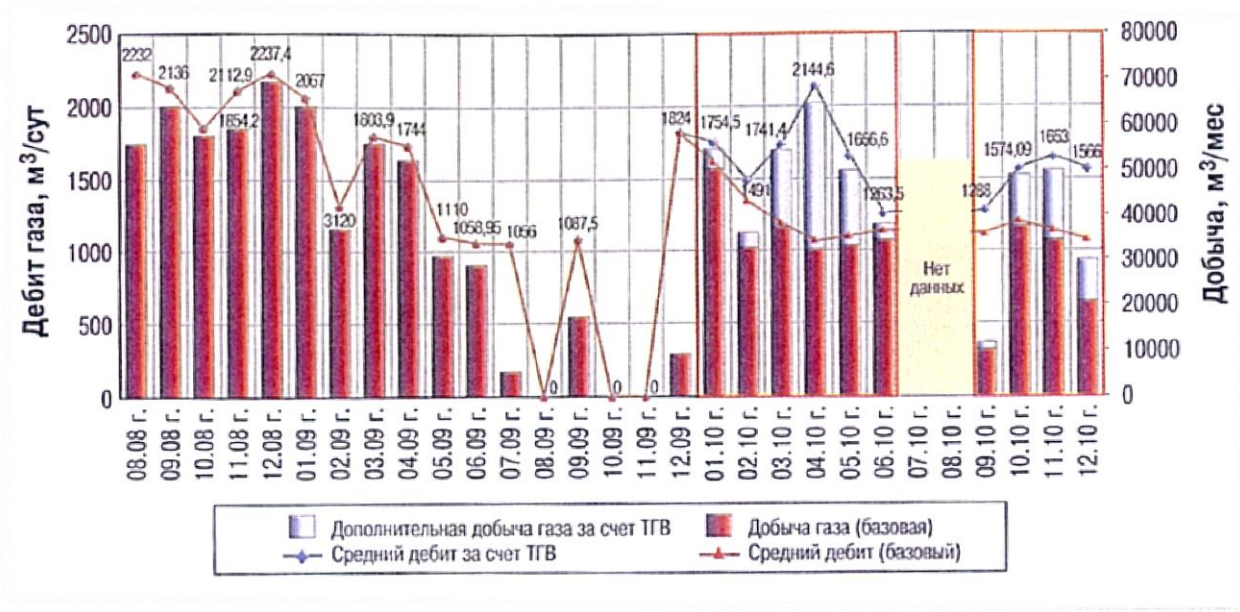


Рис.4.10 Прирост дебита газа с момента начала закачки воздуха на опытном участке Средне-Назымского месторождения [38]

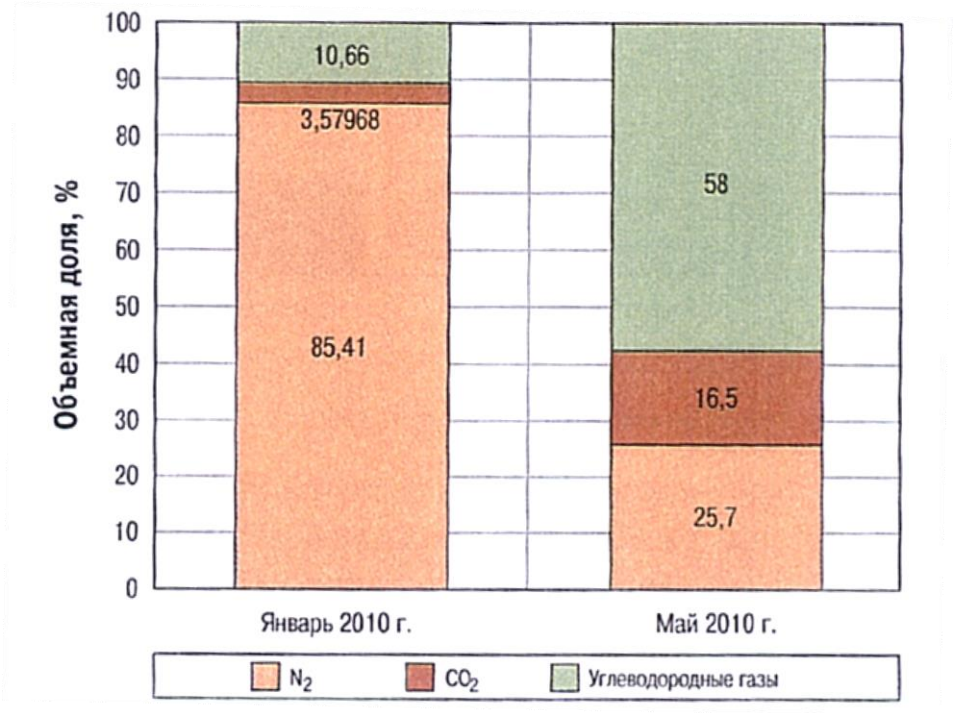


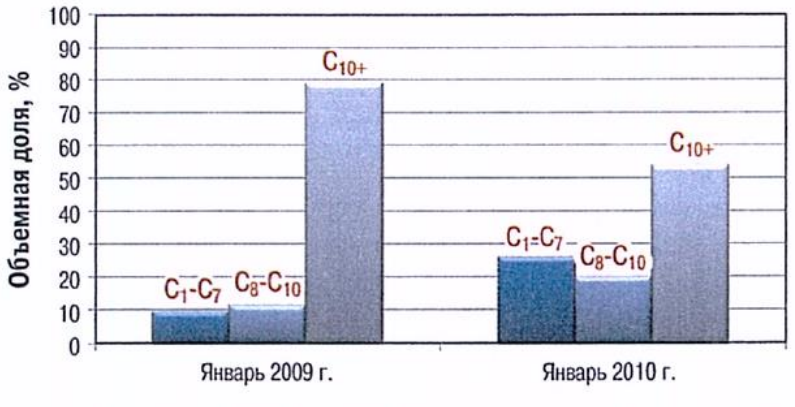
Рис.4.11 Компонентный состав газа в скв. 219 (поверхностные пробы) [38]



Рис.4.12 Профили концентраций углеводородных компонентов (LO – легкие углеводородные фракции C_1-C_5; MO – средние углеводородные фракции C_6-C_{13}, HO – тяжелые углеводородные фракции C_{14+B}), моно- и диоксида углерода, азота и кислорода, полученные на численной модели [38]

Номер скважины	CO_2	N_2	углеводородные газы, «новый» состав	углеводородные газы, базовый состав
3000	5,8	34,0	1,9	58,0
3001	3,57	6,8	3,8	85,8
3002	2,15	1,75	1,01	95,0
401	7,62	46,5	2,2	43,6
Базовый состав нефтяного газа: CO_2 –2,0 %, N_2 -0,4 %, углеводородные газы –97,6 %				

А)



Б)

Рис.4.13 Состав добываемого газа (а) и нефти (б) их отложений баженовской свиты в скважине 3000 Средне-Назымского месторождения [38]

В диссертации В.И. Кокорева [142] отражено особое значение создания эффективного способа разработки баженовской свиты, которая практически не вводится в промышленную разработку традиционными способами из-за неприемлемо низкого использования ее углеводородного потенциала (до 5 % запасов) вследствие нетривиального характера фильтрационно-емкостных свойств нефтекерогеносодержащих пород. В качестве базового теплового воздействия на пласты предложено использовать термогазовое воздействие, обеспечивающее выработку тепловой энергии непосредственно в пласте, за счет самопроизвольных внутрипластовых окислительных процессов.

Принципиальная особенность термогазового воздействия на породы баженовской свиты заключается в том, что его применение обеспечивает:

- эффективное извлечение нефти из дренируемых зон, за счет трансформации закачиваемой в пласт кислородсодержащей смеси в смешивающийся с нефтью вытесняющий агент в результате самопроизвольных внутрипластовых окислительных процессов;
- извлечение нефти из содержащегося в дренируемых зонах керогена за счет термического крекинга и пиролиза;
- извлечение нефти из недренируемых зон (матрицы) вследствие возрастания её изначально низких фильтрационно-емкостных свойств за счет их прогрева теплом [142].

По результатам промыслового эксперимента по долговременной закачке воздуха сделаны следующие выводы [369, 370].

✓ В нагнетательную скважину закачан большой объем воздуха, в добывающих скважинах отмечаются явные признаки пластового горения ОВ баженовской свиты, что доказывает наличие гидродинамической связи продуктивных пропластков всех скважин участка ОПР-1.

✓ Признаками пластового горения ОВ является значительное увеличение в газах добывающих скважин доли азота (до 60 %) и углекислого газа (до 7 %) при отсутствии кислорода. Последний факт свидетельствуют о высокой активности внутрипластовых окислительных процессов: попадая в пластовые условия кислород способствует самовоспламенению органического вещества, полностью расходуясь.

✓ Существенное увеличение (в 1,5-2,0 раза) объема добываемых углеводородных газов подтверждает факт горения именно керогена, который является основным топливом для внутрипластовых окислительных процессов. Значительное снижение доли тяжелых фракций УВ наряду с существенным увеличением доли легких и средних фракций в добываемой нефти, также является следствием крекинга керогена.

✓ При реализации естественного режима разработки баженовской свиты (без термогазового воздействия) отмечалось быстрое снижение пластового давления, что приводило к резкому снижению дебитов добывающих скважин. После закачки воздуха в добывающих скважинах зафиксирован рост пластового давления до 20-25 МПа и, соответственно, увеличение дебитов нефти, что показывает эффективность процесса [370].

Промысловые эксперименты по закачке воздуха в баженовскую свиту сопровождаются огромными затратами и технологическими сложностями, в связи с чем крайне важно определить степень вовлеченности в разработку пород как по разрезу, так и по латерали для определения объема потенциального прироста добычи за счет данной технологии.

Промысловый эксперимент по закачке водо-воздушной смеси в баженовскую свиту

В статье А.А. Боксермана [40] рассмотрены вопросы разработки залежей баженовской свиты посредством термогазового воздействия. Приведенные аналитические формулы позволяют проводить первичную оценку основного регулируемого параметра технологии – водовоздушного отношения исходя из баланса тепла в залежи. На основе полученных в статье соотношений рассчитана зависимость водовоздушного отношения от ряда факторов.

В статье Е.А. Никитиной, С.И. Толоконского и К.А. Щеколдина [207] проведен анализ результатов применения термогазового метода и охарактеризованы зоны низко- и высокотемпературных окислительных процессов углеводородов. Определена оптимальная температура деструкции керогена нефтематеринской породы с максимальным выходом жидких углеводородов, а также оптимальные параметры протекания окисления ОВ баженовской свиты: температурный профиль зон горения (рис.4.14), состав продуктов реакции, скорость продвижения и максимальная температура фронта горения. Сравнительный анализ промысловых и лабораторных данных показал, что содержание диоксида углерода и увеличение выхода газовых компонентов в нефтяном газе свидетельствуют о наличии зоны высокотемпературных окислительных процессов и вовлечении твердого ОВ в разработку (рис. 4.15, табл. 4.1).

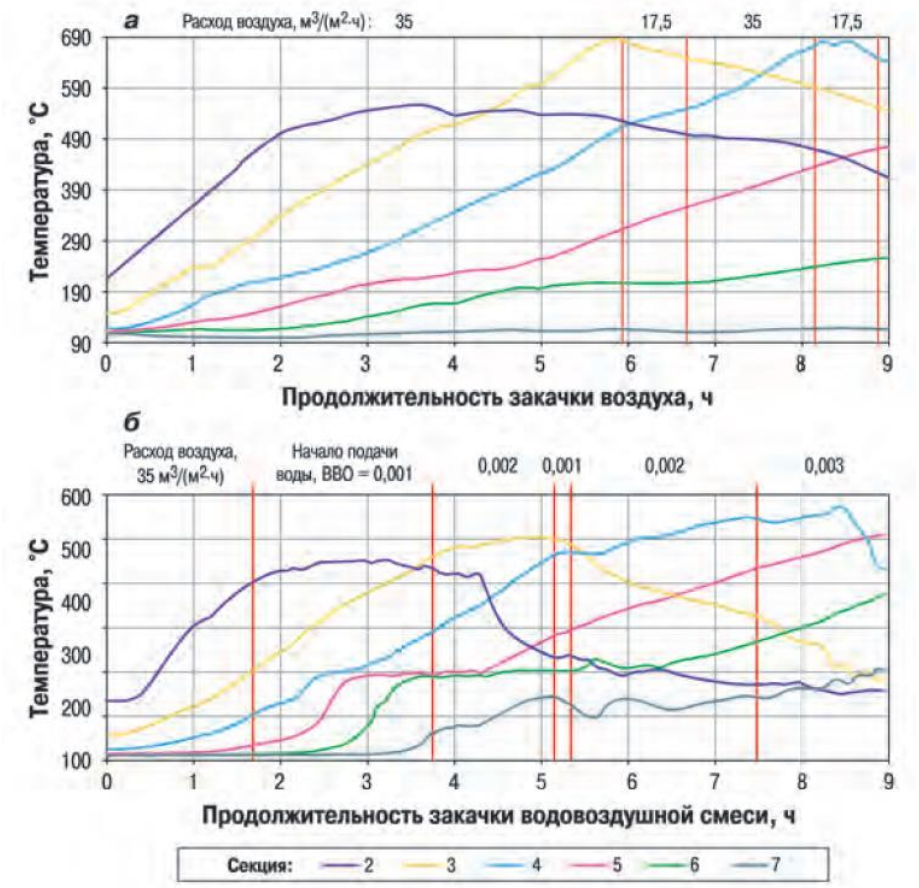


Рис.4.14 Динамика температуры внутри трубы горения во время эксперимента по закачке сухого воздуха (а) и водовоздушной смеси (б) [207]

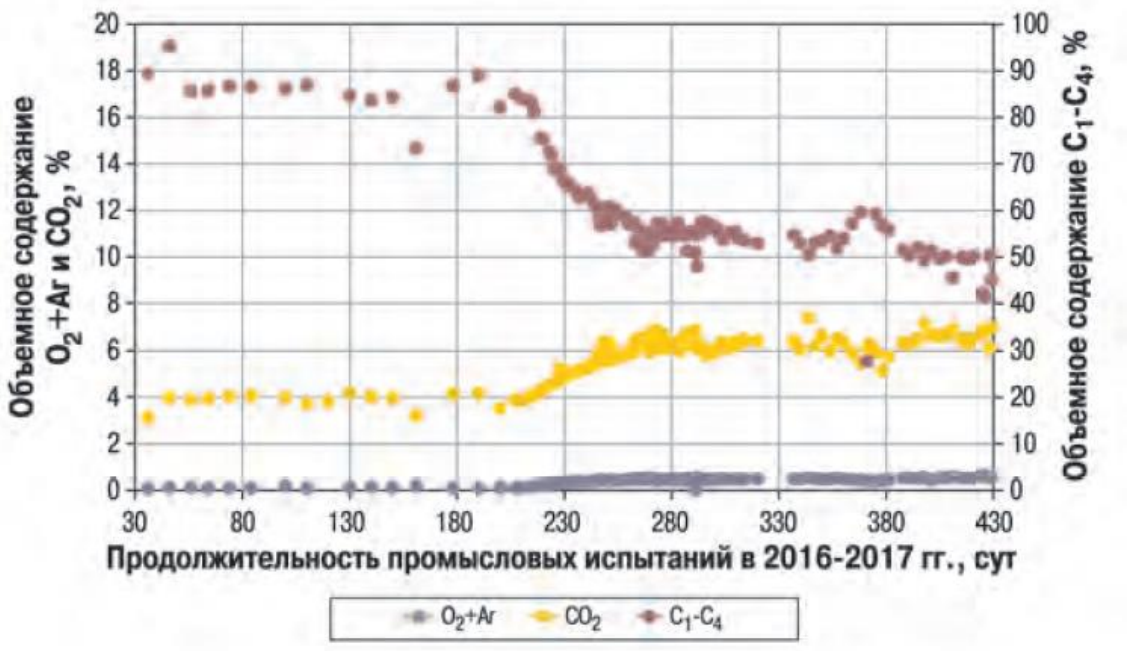


Рис.4.15 Объемное содержание легких фракций, диоксида углерода и кислорода [207]

Таблица 4.1 Объем синтетической нефти в зависимости от температуры [207]

Температура, °С	Номер образца	Массовая доля конверсии породы, %	Массовое содержание, %		Выход синтетической нефти, л/м³ породы
			конденсата	синтетической нефти	
Керн из проницаемого интервала пласта					
350	3	0,2	0,03	0,07	1,7
400	4	0,64	0,08	0,08	2,04
450	5	1,2	0,14	0,03	0,74
Керн из непроницаемого интервала пласта					
350	8	1,68	0,03	1,20	29,09
400	7	2,70	0,07	1,36	32,84
450	9	6,13	0,22	0,33	7,92

В диссертации К.А. Щеколдина [303] на основе результатов исследований обоснован способ повышения коэффициента извлечения нефти при разработке залежи баженовской свиты с помощью технологии термогазового воздействия за счет комплексного регулирования следующих ее параметров: темпа закачки рабочего агента, водовоздушного отношения и использования нагнетаемого агента с повышенным содержанием окислителя. К.А. Щеколдин разработал и обосновал параметры комплексно управляемого процесса термогазового воздействия для условий Средне-Назымского месторождения.

Таким образом, в работах [40, 142, 206, 303] показано, что закачка в баженовскую свиту не сухого, а обогащенного водой воздуха, должно привести к увеличению охвата и степени прогрева нефтематеринских пород фронтом горения.

С целью проверки эффективности этого способа, в 2016 году проведены лабораторные эксперименты на трубе горения на базе АО «ВНИИнефть» [302]. Выполнено два эксперимента с прокачкой воздуха через трубу горения, заполненную песком, крошкой пород и нефтью баженовской свиты: в первом эксперименте проводилась закачка воздуха, во втором эксперименте велась закачка воздуха с водой. Вытеснение осуществлялось азотом.

В результате проведенных экспериментов сделан вывод, что эффективность извлечения нефти из пород баженовской свиты определяется темпами закачки и величиной отношения закачиваемых в пласт воды и воздуха. Выявлено, что величину водо-воздушного отношения (ВВО) закачиваемой кислородсодержащей смеси следует регулировать исходя из условия необходимости прогрева до температур 250–350 °С

максимально возможного объема нефтекерогеносодержащей низкопроницаемой породы. Реализация такого регулирования позволит обеспечить смешивающееся вытеснение нефти из дренируемых зон и ввод в активную разработку нефтекерогеносодержащих низкопроницаемых пород [40, 142, 303].

На основании данных выводов в 2017 и 2018 гг в скважину 219бис периодически велась закачка воды с последующей продавкой воздушной смесью. В период закачек ВВО отмечался рост устьевого давления (рис.4.16). В связи с возникновением рисков получения значительных сопротивлений закачка ВВО прекращалась.

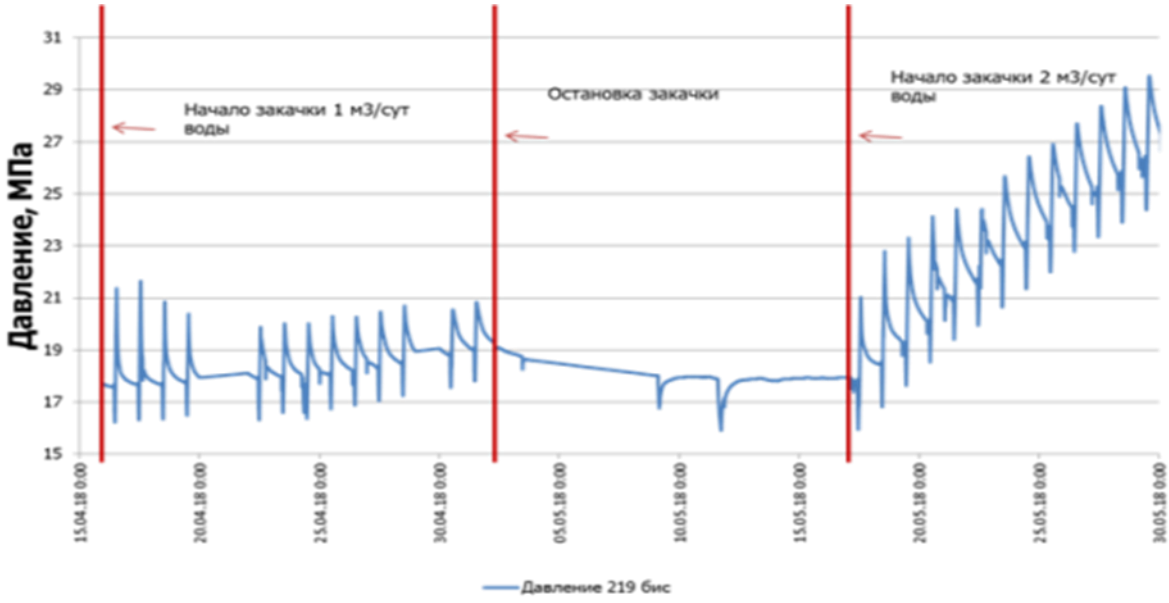


Рис 4.16 Динамика устьевого давления при закачке воды

По результатам анализа результатов промыслового эксперимента по закачке воздуха и водо-воздушной смеси в баженовскую свиту сделан вывод о том, что увеличение объёма закачиваемой воды приводит к резкому росту устьевых давлений, в связи с чем, дальнейшая закачка реагентов в пласт становится невозможна. Причины данного явления выявить дистанционными методами исследований было невозможно.

Проведенные промысловые эксперименты поставили вопрос о том, какие интервалы разреза подверглись окислению в пластовых условиях, поскольку охват технологическим воздействием является ключевым для оценки эффективности данной технологии. Определить интервал воздействия без отбора и исследований керна после промыслового эксперимента, невозможно, поэтому было принято решение о бурении скважины 219бис – дублера нагнетательной скважины на расстоянии 70 м от нее, с отбором керна из всего разреза баженовской и абалакской свит.

4.3.2 Анализа техноморфизма отложений баженовской свиты при тепловом воздействии

Анализ процесса закачки кислорода в пласт баженовской свиты на промысле показал, что с одной стороны, процесс горения успешно инициирован, а с другой – применяемая технология несовершенна в части невозможности закачки одновременно воды и воздуха для увеличения охвата пород воздействием. Наличие несовершенства в технологии вполне логично, учитывая, что это первый подобный опыт в мировой практике. Технология требует доработки, но для выбора направления ее дальнейшего развития, необходимо понимание охвата разреза тепловым воздействием, а также степени изменений емкостного пространства, минеральных компонентов и органического вещества пород – другими словами, необходим анализ техноморфизма пород при тепловом воздействии.

Анализ проводился как на керне пород, подвергшихся окислению в пластовых условиях [363], так и на основе результатов уникальных лабораторных экспериментов на трубах горения и в автоклавах, моделирующих аналогичное воздействие на разные литотипы пород баженовской свиты [43, 44, 368, 370].

Анализ техноморфизма пород коллекторов при тепловом воздействии в пластовых условиях

Промысловый эксперимент по закачке кислорода в баженовскую свиту поставил большое количество вопросов, для решения которых необходим был отбор керна пород, подвергшихся воздействию теплового фронта окисления в пластовых условиях. Для этого на расстоянии 70 м от нагнетательной скважины, в которую в течение шести лет велась закачка воздуха, пробурена скважина 219бис с полным отбором керна из баженовско-абалакского интервала.

В результате исследований установлено, что термическому воздействию подверглись лишь отдельные наиболее проницаемые интервалы разреза баженовской свиты мощностью 0,4-1,5 м, суммарной толщиной 3,5 м (рис.4.17). Изменения претерпели только проницаемые породы класса потенциальных коллекторов: доломитизированные и кремнистые радиоляриты, тонкие трещиноватые прослои с иноцерамовыми ракушняками.

Резким отличием разреза скважины 219бис от пород скважин, в которых керн отбирался до воздействия ТГВ, является появление прослоев с розоватой и буроватой окраской, не характерной для углеродистых темноцветных пород баженовской свиты. При анализе керна установлено, что краснокаменные изменения пород связаны с выгоранием

органического вещества (осветление породы) и окислением пирита (покраснение). Такие изменения отмечены только в интервалах с повышенной пористостью и проницаемостью – коллекторах, где по керну установлены высокие значения пористости.

Трансформация минеральных компонентов пород коллекторов в процессе ТГВ в пластовых условиях привела к разложению пирита до пирротина и гематита. Карбонатные минералы видимых в шлифах изменений не претерпели. Основные изменения коснулись ОВ: визуально в шлифах поры, заполненные УВ в породах, не подвергавшихся термическому воздействию, после ТГВ оказались без УВ. Анализ результатов пиролиза также показал, что в скв.219бис в коллекторах, подвергшихся ТГВ, практически полностью окислилось ОВ и УВ. При этом, изменений содержания ОВ в нефтематеринских породах, не затронутых ТГВ, не отмечается (рис.4.18, 4.19, 4.20).

В соседних скважинах (рис.4.21) без термического воздействия максимальные значения пористости, определенные по керну, достигают 20 %, максимальная пористость коллекторов в скв.219бис – более 25 %. При этом разница значений проницаемости в коллекторах без воздействия ТГВ и после него отличается в десятки раз.

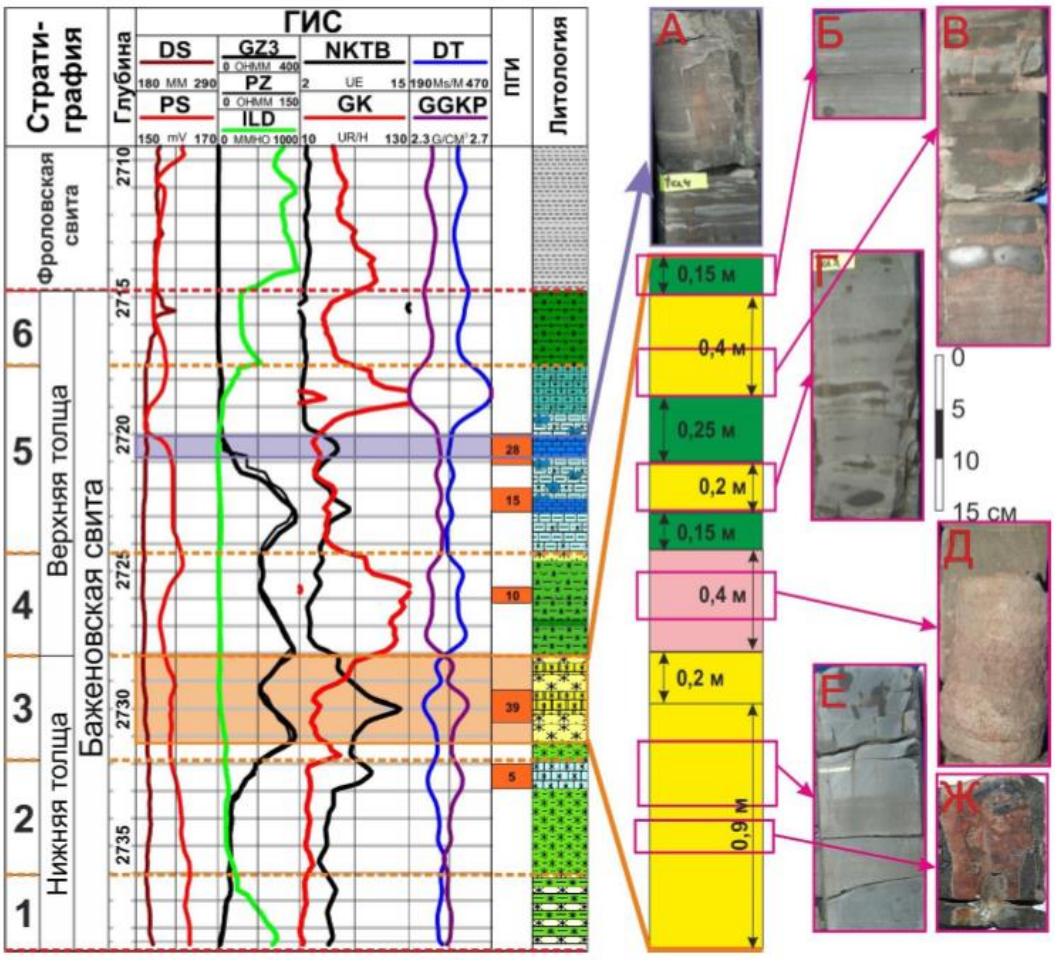


Рис.4.17 Строение разреза баженовской свиты в скв. 219_бис, расположение интервалов, претерпевших краснокаменные изменения с их фотографиями в керне [197]

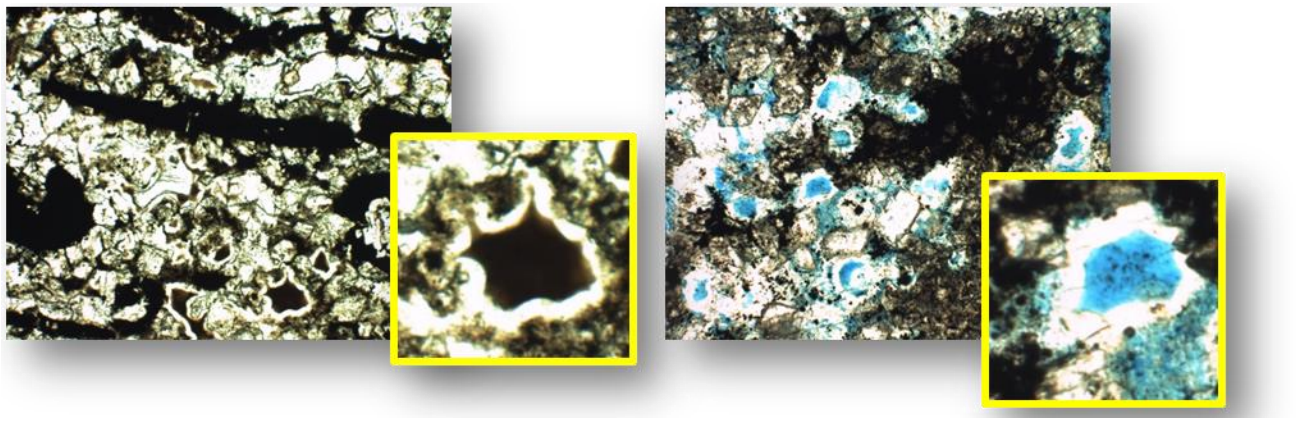
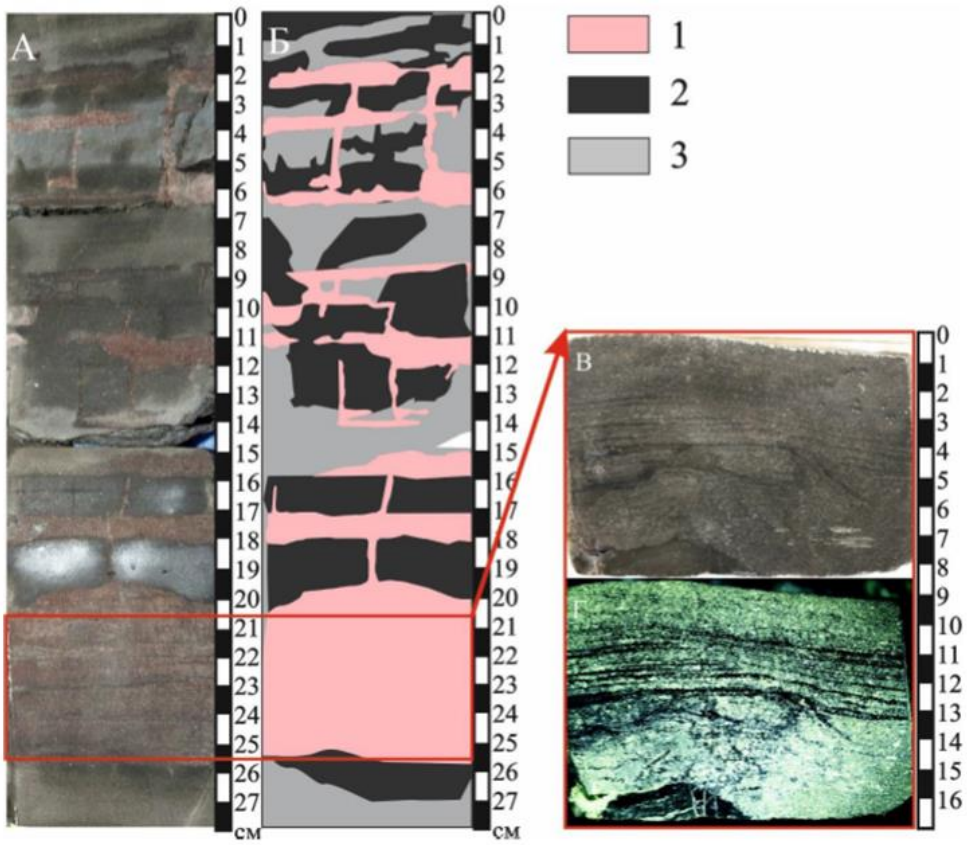


Рис.4.18 Фотографии шлифов доломитизированных радиоляритов баженовской свиты до (слева) и после (справа, шлиф прокрашен) термогазового воздействия на породу в пластовых условиях.



А - фото керна, Б – схема распределения проницаемых зон; В - фото керна при дневном свете, Г – фото керна в УФ-свете после насыщения образца люминофором (прокрашивается емкостное пространство).
1 – трещины и поры во вторично карбонатизированных радиоляритах (красноцветные); 2 – нефтенасыщение и выпоты нефти; 3 – непроницаемые окремнелые низкоуглеродистые породы (сероцветные).

Рис.4.19 Фотографии и рисунок керна карбонатизированных радиоляритов после термогазового воздействия в реальных условиях [197]

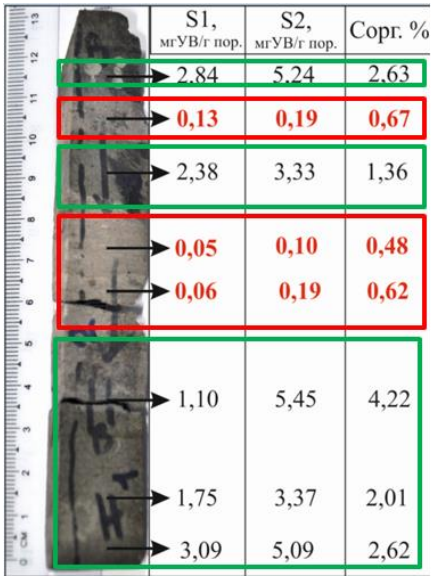


Рис.4.20 Данные пиролиза в интервалах керна после термогазового воздействия в реальных условиях (интервалы горения отличаются резко сниженными значениями пиролитических параметров)



Рис.4.21 Схема сопоставления скважин с изученным керном без воздействия ТГВ (скв.3002,3000, 3019) и после ТГВ (скв.219_бис) [363].

В связи с резким ростом устьевых давлений при закачке воздуха вместе с водой, на керне проведены опыты по определению фазовых проницаемостей (ОФП) пород до и после температурного воздействия. Измерения ОФП выполнялись при стационарной фильтрации путем прокачки модели пластовой нефти через образец доломитизированного радиолярита (а) до прохождения ТГВ и (б) - после прохождения ТГВ (рис.4.22). Установлено, что после ТГВ гидрофобные свойства пород изменились на гидрофильные за счет выгорания ОВ.

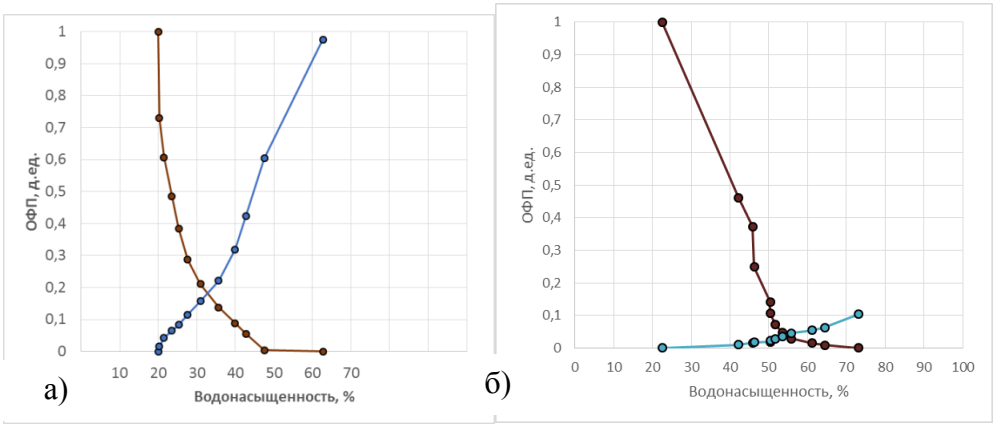


Рис.4.22 Кривые относительных фазовых проницаемостей до и после теплового воздействия [363]

Анализ керна баженовской свиты после воздействия на него высокими температурами в пластовых условиях позволил сделать ряд выводов. В существующей модификации технологии ТГВ происходит быстрое прохождение температурного фронта по гидродинамически связанному емкостному пространству коллекторов, из-за чего низкопроницаемые нефтематеринские породы остаются неохваченными температурным воздействием. Последнее говорит о несовершенстве данной технологии, ведь главной целью ее является извлечение УВ именно из низкопроницаемых нефтематеринских пород. В части охвата разреза воздействием, технология требует доработки.

В этой связи, встал вопрос об изучении процессов преобразований органо-минеральных компонентов и емкостного пространства баженовской свиты при различных температурах – анализ техноморфизма пород при температурном воздействии в лабораторных условиях. Наиболее важным моментом являлось изучение техноморфизма в низкопроницаемых нефтематеринских породах, содержащих огромные до сих пор неизвлекаемые ресурсы УВ.

Анализ техноморфизма низкопроницаемых нефтематеринских пород при тепловом воздействии на баженовскую свиту в лабораторных условиях

Анализу эффективности извлечения УВ при тепловом воздействии на породу посвящено большое количество работ, в том числе и по баженовской свите, показывающих высокий потенциал данного вида воздействия на низкопроницаемые породы с целью извлечения из них нефти [1, 85, 103, 119, 129, 137, 207, 224, 303].

Для анализа техноморфизма при тепловом воздействии на баженовскую свиту выполнены многочисленные эксперименты на трубах горения и в автоклавах: породы баженовской свиты в виде образцов различной формы и размера помещались в установки

и подвергались тепловому воздействию. Ключевым моментом являлся тщательный выбор необходимых литотипов пород для экспериментов, контроль за температурой воздействия, а также комплексный анализ свойств пород до и после воздействия.

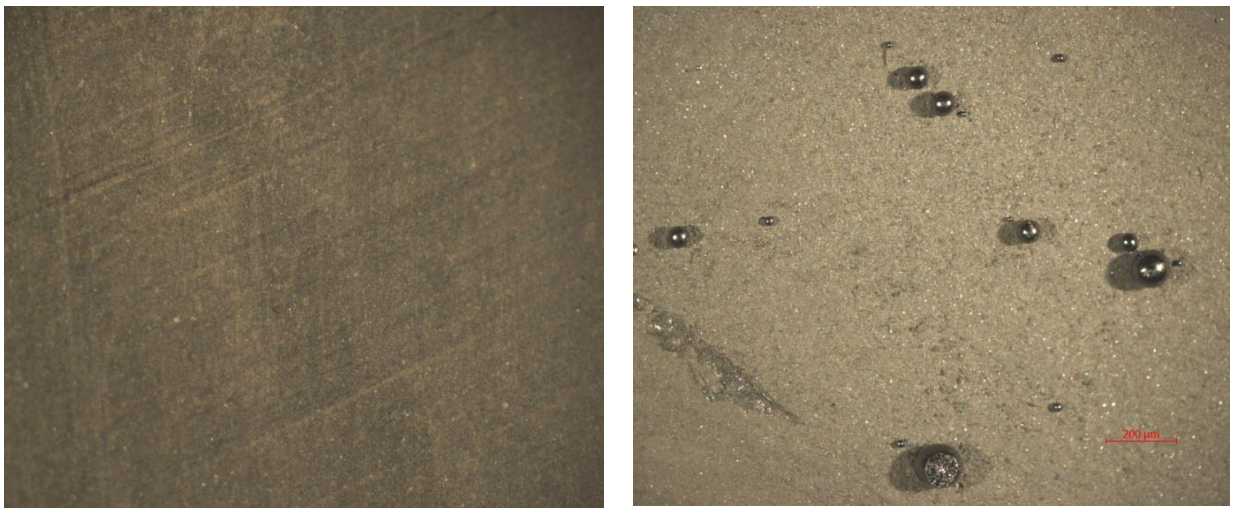
В рамках работы автор подбирал образцы пород необходимых литотипов и формировал программу изучения пород до и после лабораторных экспериментов, выполненных специалистами «Сколковского института науки и технологий» по заказу ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «РИТЭК».

С целью изучения техноморфизма низкопроницаемых нефтематеринских пород и определения возможности выхода сгенерированной нефти из низкопроницаемых нефтематеринской породы после нагрева, проведен эксперимент, аналогичный описанному в главе 4.2, но с нагревом образцов до 400°С [368].

Образцы для данных экспериментов выбирались из литотипов низкопроницаемых нефтематеринских углеродисто-глинисто-кремнистых пород с содержанием органического вещества 8-11%.

Для проведения эксперимента в автоклав помещался неэкстрагированный образец породы и вода. Система герметизировалась и нагревалась до 400 ^{0}С с одновременным созданием давления 31 МПа. Через систему начиналась прокачка воды с постоянным отбором проб при поддержании давления 31МПа. Выдержка образца на давлении (31 МПа) и температуре (400 ^{0}С) проводилась до появления первых следов выделившейся нефти. При появлении плёнки нефти проводился сброс давления на 2 МПа с продолжением отбора проб. Эксперимент продолжается до достижения давления в 7 МПа (рис.4.23).

На рисунке 4.23 представлены фотографии образца под бинокуляром до и после эксперимента. В результате воздействия воды при 400 ^{0}С и резкого сброса давления на поверхности образца видно коксообразное вещество в виде «капель» (рис.4.24). Фотографии флюидов, отобранных во время проведения эксперимента при разном давлении, представлены на рисунке 4.25.



(а) до эксперимента (б) после эксперимента

Рис.4.23 Фотографии поверхности образца до и после эксперимента при температуре 400^0C [368]

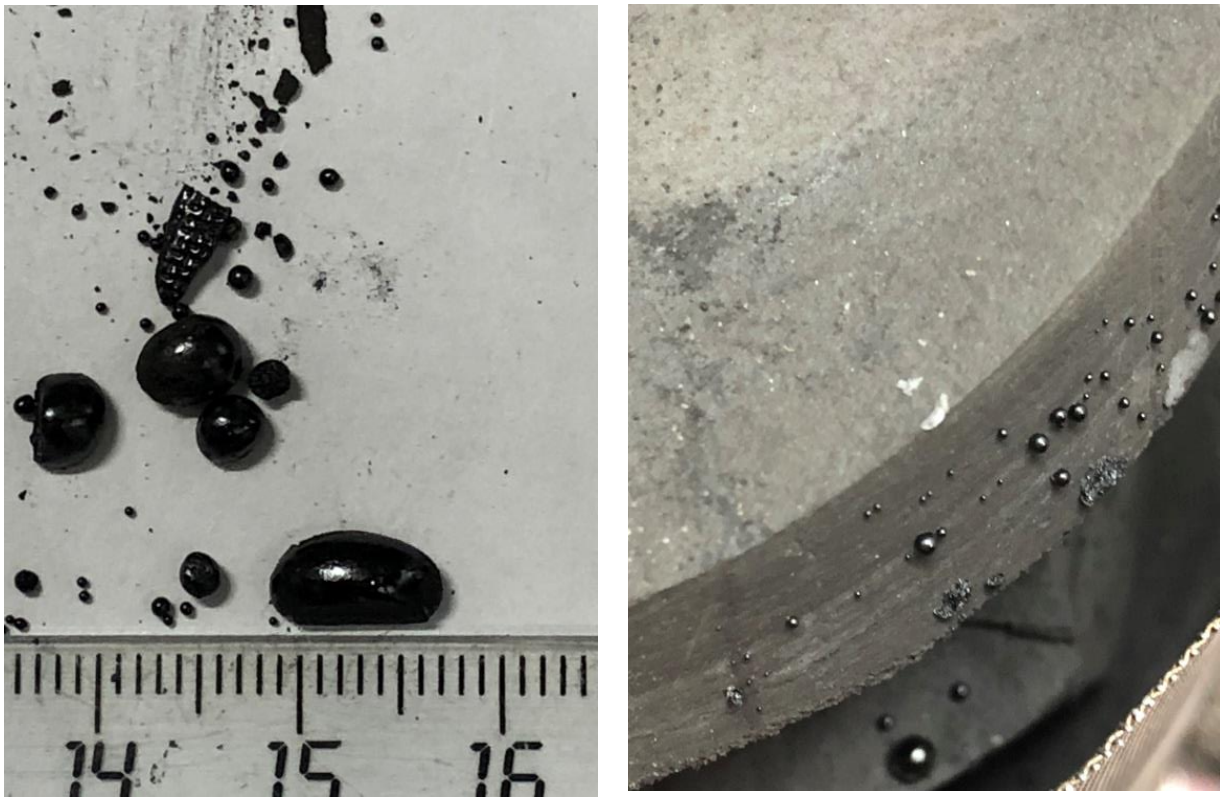


Рис.4.24 Фотографии выделившихся УВ на поверхности образца в результате эксперимента при температуре 400^0C и резком сбросе давления [368]

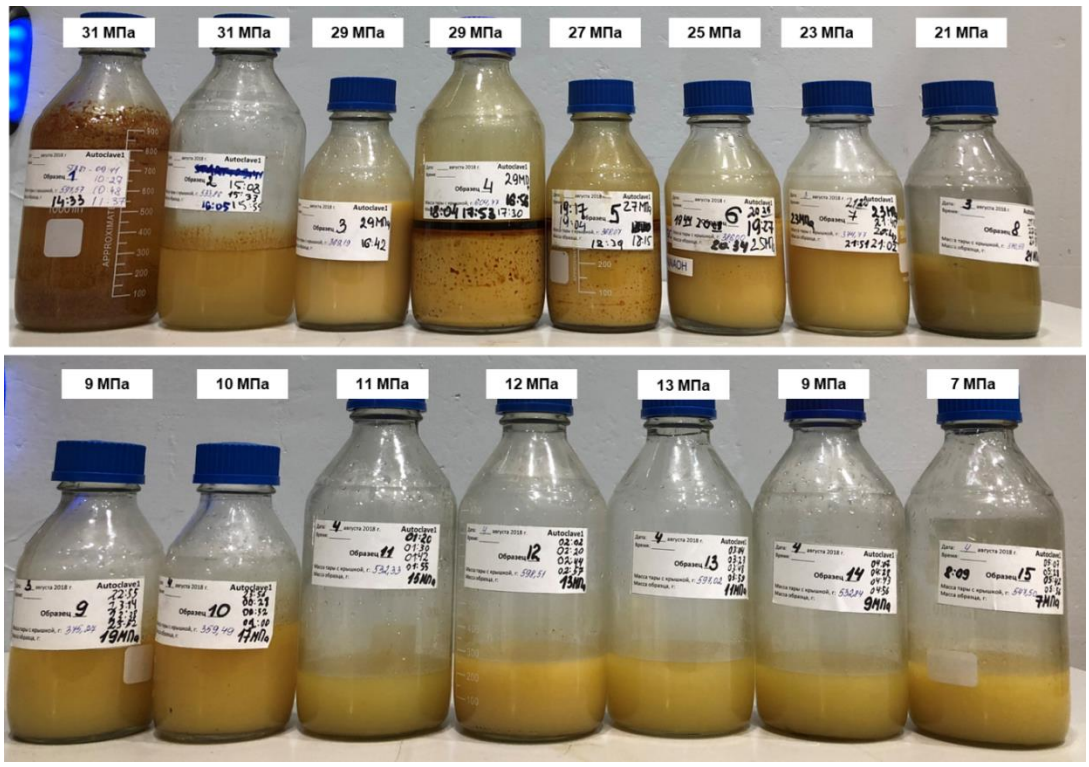


Рис.4.25 Фотографии полученных образцов флюидов при разных давлениях [368]

В результате эксперимента по нагреву пород до температуры 400 ^{0}C и последующем сбросе давления из образца низкопроницаемой нефтематеринской породы были извлечены УВ (см. рис.4.25). Основная часть жидких УВ вышла из образца при первых двух сбросах давления до 29 МПа и 27 Мпа – то есть на первых этапах проведения эксперимента (рис.4.26).

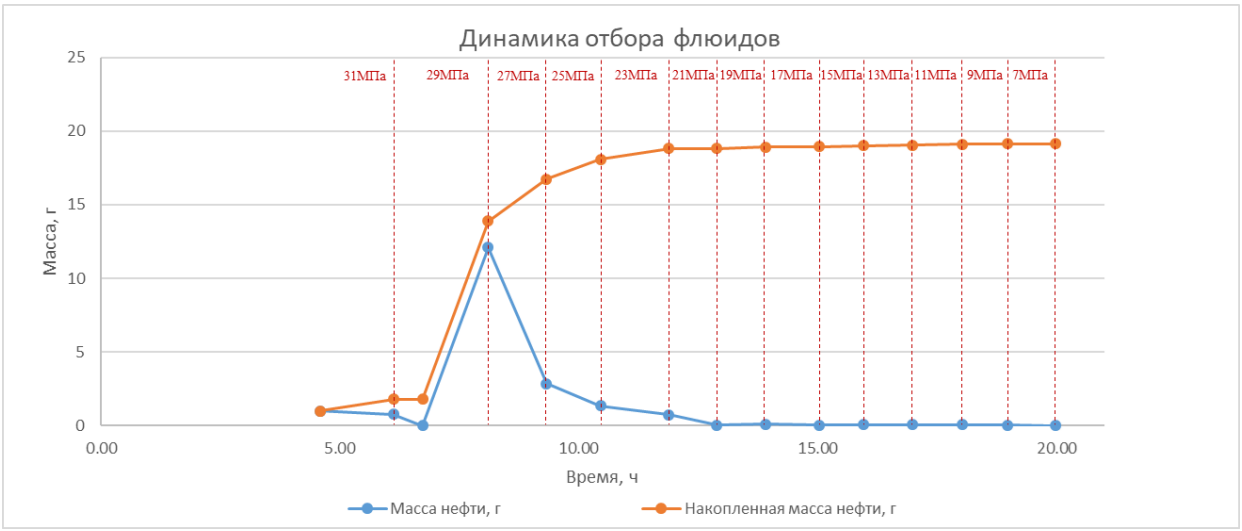


Рис.4.26 Динамика отбора нефти во время эксперимента по акватермолизу [368]

Таким образом, эксперимент еще раз подтвердил высокую перспективность тепловых методов воздействия на низкопроницаемые нефтематеринские породы с целью

извлечения из них нефти, которая при пластовой температуре находится в сорбированном состоянии на керогене и не выходит из породы, даже при создании значительных перепадов давления.

Важным вопросом являются изменения органо-минерального состава пород и емкостного пространства при воздействии на породы повышенными температурами. Для ответа на него необходимо исследовать техноморфизм пород при тепловом воздействии. Причем важно понимать различия данного вида техноморфизма в классах низкопроницаемых нефтематеринских пород и потенциальных коллекторов.

Анализ изменений емкостного пространства при термическом воздействии на низкопроницаемые нефтематеринские породы баженовской свиты

Для анализа изменений, которые претерпело емкостное пространство до и после эксперимента по воздействию температурой 400 ^{0}C на низкопроницаемые нефтематеринские породы выполнена томография образцов. Результаты определения открытой и закрытой пористости породы до и после эксперимента представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Данные по открытой и закрытой пористости до и после эксперимента [363]

	До	После
Общая пористость, %	0,28	6,8
Открытая пористость, %	0,04	4,8
Закрытая пористость, %	0,24	2
Количество пор	41964	120860
Количество открытых пор	969	4172
Количество закрытых пор	40995	116688

Визуализация открытых и закрытых пор породы до и после эксперимента представлена на рисунке 4.27. Наличие большого количества закрытых пор в исходном образце свидетельствует о низкой связанности поровых каналов, а, следовательно, и крайне низкой проницаемости исходной породы. Визуализация открытых и закрытых пор породы после эксперимента показала появление развитой трещиноватости в плоскости Y-Z, что свидетельствует о формировании при температурном воздействии на породу связанной сети поровых каналов вдоль напластования. Следовательно, нагрев породы в процессе эксперимента привел к формированию в ней проницаемости. Общая пористость в результате эксперимента увеличилась в 24 раза.

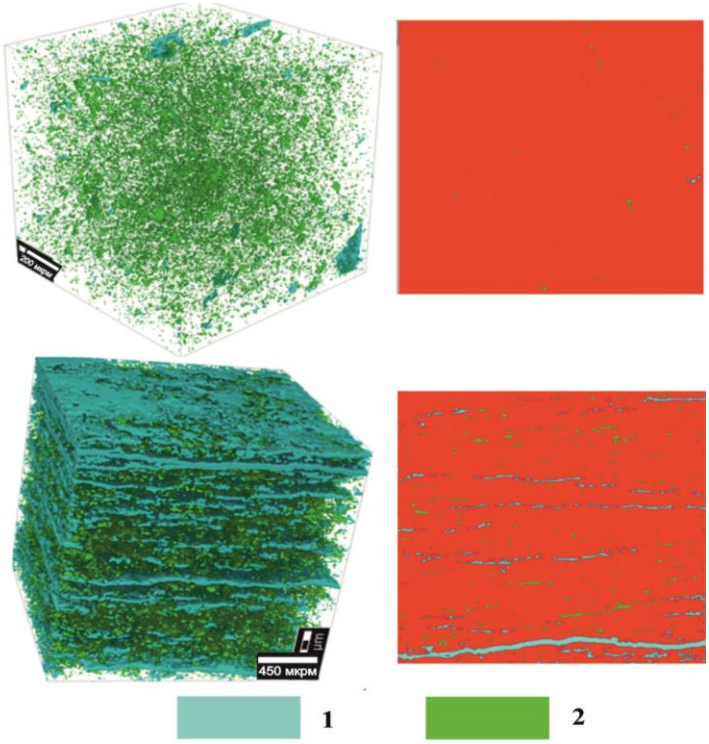


Рис. 4.27 Визуализация порового пространства до (сверху) и после (снизу) эксперимента с участием низкопроницаемой породы нефтематеринского класса [363]
Поры: 1 – открытые; 2 – закрытые

Анализ изменений емкостного пространства показал, что при нагреве низкопроницаемых нефтематеринских пород в них происходит формирование связанных каналов фильтрации по напластованию за счет преобразования части органического вещества в жидкие УВ, которые приобретают способность к миграции, а при создании перепада давления в 2 и 4 МПа выделяются из нефтематеринской породы.

Преобразование ОВ и нефти при термическом воздействии на породы баженовской свиты

Эксперимент по нагреву низкопроницаемой нефтематеринской породы до 400 ^{0}C показал, что в породах происходят значимые процессы преобразования органического вещества, данный раздел посвящен именно этому вопросу.

Естественное образование нефти, согласно осадочно-миграционной теории (Н.Б. Вассоевич, 1967, 1986), происходит в результате преобразования керогена в течении десятков и сотен миллионов лет за счет катагенеза при температурах от 60 (80) до 180°C и давлении до 30 МПа (главная зона нефтеобразования). «Созревание» керогена сопровождается образованием жидких и газообразных углеводородов, не углеводородных газов с выделением энергии и происходит, в основном, в закрытых объемах пород, что

может приводить к появлению в пластовых условиях аномально высокой температуры и давления. В природных условиях нефть представляет собой жидкую гидрофобную фазу, распределенную в поровом пространстве породы (пласте коллекторе).

Особенности окисления углеводородных соединений при внутрипластовом горении (ВПГ) подробно рассмотрены Е.А. Никитиной с соавторами [206]. Нефть по составу является смесью сложных органических соединений, в которых преобладают углеводороды трех основных классов – алкановые (метановые или парафиновые), циклоалкановые (нафтеновые) и ароматические (арены), также в незначительных количествах в некоторых нефтях встречены непредельные углеводороды (алкены, олефины). Кроме углеводородов в нефти содержатся гетероатомные соединения – кислородные, азотистые и сернистые, а также металлорганические комплексы, входящие в состав высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых веществ [207].

Сопротивляемость отдельных углеводородных групп к воздействию кислорода имеет различные температуры инициирования процесса окисления, а также различные химические механизмы его протекания. На основании анализа и обобщения результатов как отечественных, так и зарубежных исследователей по экспериментам в области окисления кислородом отдельных углеводородов и их смесей Е.А. Никитиной разработана схема химических превращений углеводородов при контакте с воздухом (рис.4.28) [208].

Взаимодействие кислорода с нефтью при термическом воздействии происходит с тепловыделением в две стадии: низкотемпературное и высокотемпературное окисление, между ними протекает реакция разложения углеводородов. В низкотемпературной области преобладают реакции присоединения кислорода к углеводородам и дегидрогенизации, в высокотемпературной - реакции горения.

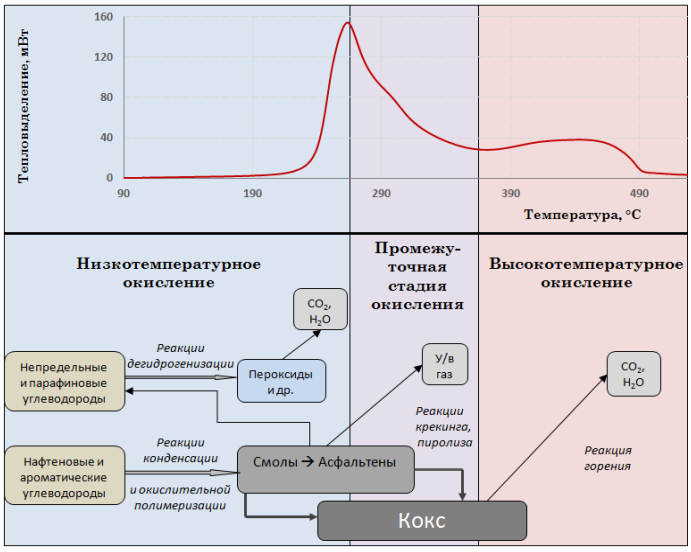


Рис.4.28 Формализованная схема химических превращений углеводородов в результате деструкции и окисления [207]

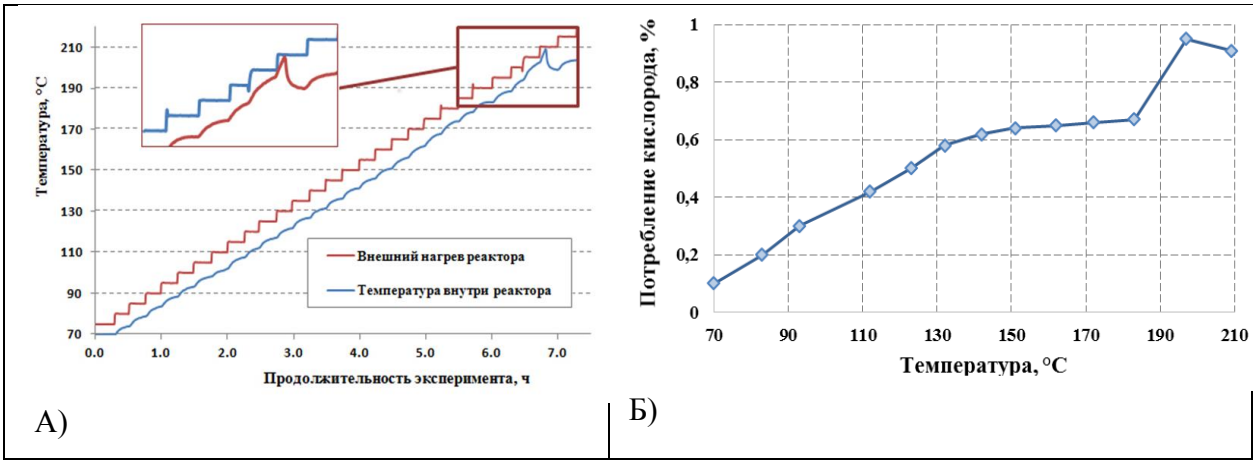
При окислении парафиновых углеводородов в результате реакций дегидрогенизации образуются карбоновые кислоты, сложные эфиры и другие кислородсодержащие соединения, не приводящие к образованию смол и асфальтенов. Преобразование ароматических и циклических кетонов, образованных нафтенами, в процессе низкотемпературного окисления происходит по механизму, свойственному реакциям уплотнения. Углеводородные группы нефти первоначально превращаются в смолы с помощью реакций конденсации и окислительной полимеризации, а при дальнейшем воздействии кислородом смолы укрупняются до асфальтенов. При достижении порогового значения концентрации асфальтенов в дисперсионной среде происходит зарождение и осаждение карбенов, которые через промежуточную фракцию карбоидов преобразуются в кокс [207].

Термическая деструкция керогена происходит по гомолитическому расщеплению связей с образованием свободных радикалов. Свободно-радикальное расщепление, как и все реакции деструкции - это эндотермический процесс, протекающий с увеличением объема.

Легкие продукты первичного разложения (преимущественно CO и CO_2) покидают систему в виде газов. Значительное количество образованных радикалов в виде тяжелых компонентов взаимодействуют между собой с формированием относительно термостабильных молекул, которые подвергаются дальнейшему термическому разложению с выделением газа, воды, легких и тяжелых углеводородов и образованием кокса [207].

Оценка температуры самовоспламенения нефти и керогена баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

Для оценки температуры воспламенения нефти в АО «ВНИИнефть» проведен эксперимент в реакторе со ступенчатым нагревом от 70 до 210 °С при давлении 330 атм. с расходом воздуха 3,3 нл/ч. Самовоспламенение нефти по температурному скачку внутри реактора и по скорости поглощения кислорода произошло при 200°С (рис.4.29). Также в «Сколковском институте науки и технологий» проведен эксперимент на «трубе горения», который подтвердил вывод о самовоспламенении нефти и керогена при температуре около 200 ^{0}С.



А) Б)

Рис.4.29 Зависимость температуры от продолжительности эксперимента (А) и зависимость потребления кислорода углеводородами нефти от температуры (Б) [207]

Обобщенная схема техноморфизма отложений баженовской свиты при тепловом воздействии

Керн скважины после теплового воздействия на породы в пластовых условиях показал, что окислению подверглись только породы класса потенциальных коллекторов, изменения их минерально-компонентного состава и емкостных характеристик изучены в процессе анализа керна скважины 219бис. При этом, воздействием оказался не затронут класс низкопроницаемых нефтематеринских пород.

Для изучения преобразований низкопроницаемых нефтематеринских пород под воздействием высоких температур, образцы данного класса пород помещались в установку «труба горения», через них пропускался воздух, моделирующий закачку воздуха в пластовых условиях. Породы подробно изучались до и после воздействия.

Данные эксперименты проводились на базе ВНИИнефть и «Сколковского института науки и технологий».

После температурного воздействия в низкопроницаемых нефтематеринских породах происходит выгорание ОВ, которое является одним из породообразующих компонентов, цементирующих минеральные агрегаты. Вследствие, чего происходит резкое увеличение проницаемости пород по напластованию, которое также сопровождается дегидратацией глинистых минералов и разложением пирита (рис.4.30). Принципиальным отличием результата температурного воздействия на коллекторы и низкопроницаемые нефтематеринские породы является появление в последних связанных каналов фильтрации (раздел 4.1).

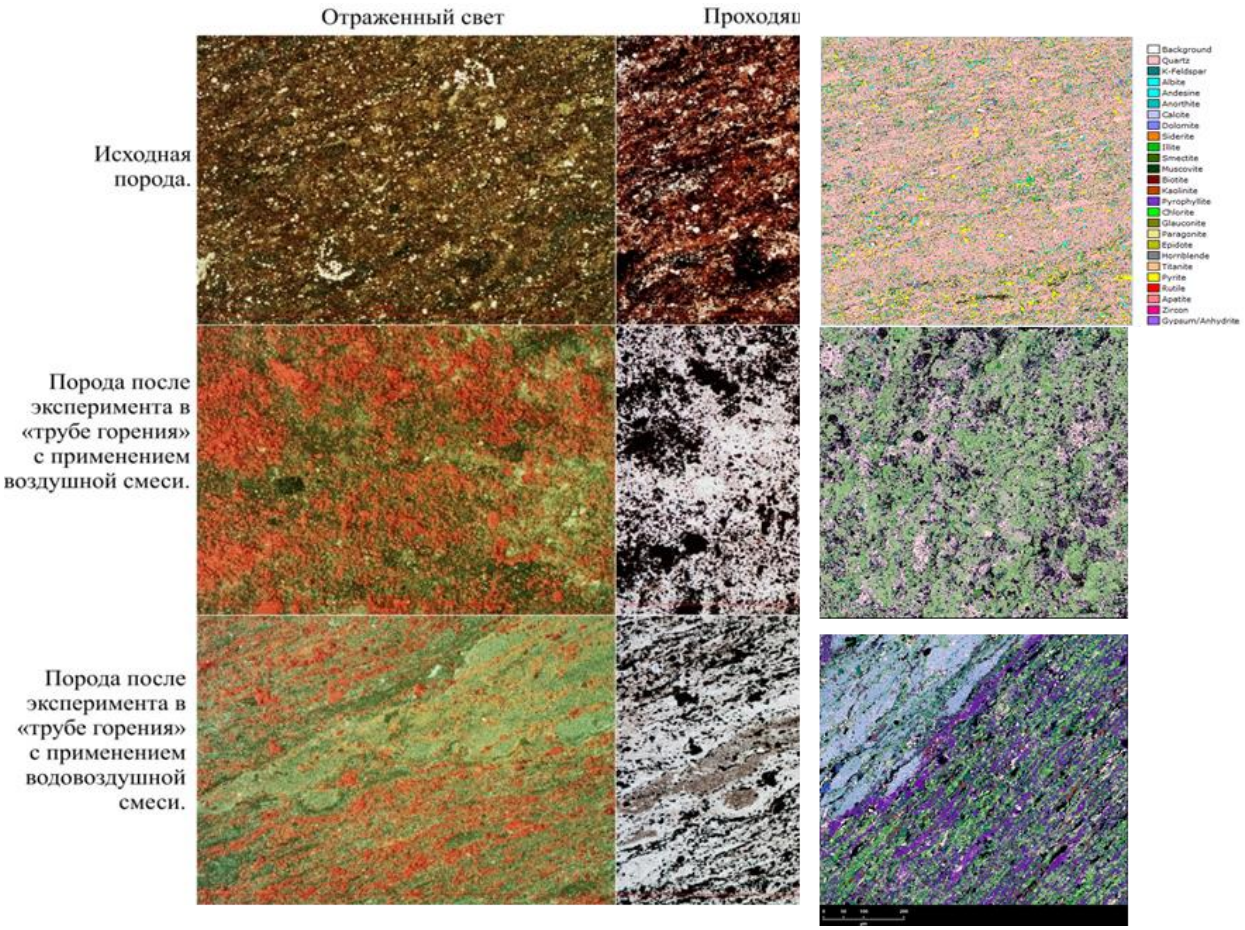


Рис.4.30 Минеральные преобразования низкопроницаемых нефтематеринских пород при воздействии ТГВ [363]

Обобщение проведенных исследований керна и литературных данных позволило составить принципиальную схему наиболее значимых преобразований ОВ и минералов баженовской свиты.

Современные пластовые температуры в продуктивных разрезах баженовской свиты зачастую превышают 100 °С, при этом палеотемпературы прогрева толщи были значительно выше, что способствовало как постседиментационным преобразованиям минеральных компонентов пород, так и созреванию органического вещества. Напомню, что на Средне-Назымском месторождении, где проводится эксперимент по ТГВ на отложения баженовской свиты, степень зрелости ОВ достигла градации $МК_2$.

Температура самовоспламенения нефти определена около 200 °С, соответственно закачка кислорода в баженовскую свиту приводит к воздействию температур выше 200 °С. При этом, максимальная температура в трубе горения определена около 900 °С. В этом температурном диапазоне происходят следующие трансформации.

Органическое вещество (ОВ) является наиболее чутким индикатором температурного воздействия, поскольку даже при современных пластовых температурах

происходят процессы выделения газовой фазы и переход сорбированных УВ в свободное состояние.

По данным Ю.К. Бурлина и И.И. Плюсниной (2008), биогенные остатки кремнестроящих скелет организмов при попадании в природные бассейны образуют кремниевую кислоту $Si(OH)_4$ – неустойчивое соединение, способное к преобразованию, в процессе которого возникает комплекс поликремниевых кислот $nSi(OH)_4 \rightarrow (SiO_2)n+2nH_2O$, из которых в первую очередь образуется разупорядочный кристобалит (опал-А, затем опал-КТ), и далее следует формирование халцедона и кварца. Ряд преобразований кремнезема выглядит так: опал А – опал КТ – халцедон – кварц [55].

В центральной части Западной Сибири в отложениях баженовской свиты присутствует смесь опала-КТ с халцедоном, а также в ограниченном количестве терригенная примесь алевритовых зерен кварца.

При техногенном термическом воздействии на породы температурой до 250 °С будет происходить дегидратация кремнезема, сопровождающаяся выделением тепла, а свыше 573 °С начнется эндотермическая реакция полиморфного превращения кварца [55].

Также, как и с кремнеземом, до температуры 250 °С происходит дегидратация глин с переходом смектитов в иллиты – реакция эндотермическая [240]. При потере воды кремнеземом и глинами формируется микротрещиноватость. Глинистых компонентов не так много, особенно в проницаемых интервалах коллекторов (до 5%).

Одновременно температурному воздействию подвергается ОВ, сначала с выделением легких компонентов, переходом сорбированных УВ в свободное состояние. При температуре выше 250 °С начинается пиролиз керогена с генерацией жидких УВ, но при температуре выше 350-400 °С происходит генерация преимущественно газообразных УВ [207]. Процессы термического преобразования ОВ идут с увеличением объема за счет генерации жидких УВ, при сгорании пиролизуемой части керогена в нефтематеринских породах образуется дополнительная пористость, поскольку ОВ играет в них роль цемента.

При температуре выше 400 °С начинается процесс разложения пирита с образованием пирротина, а затем гематита и магнетита. В интервале температур 450-700 °С происходит потеря около 20 % массы исходного пирита, что может способствовать образованию дополнительной емкости в породах [87].

При окислении пирита в присутствии воды и кальцита может образоваться гипс, (при температуре выше 370 °С – ангидрит), который может частично запечатывать поровое пространство пород-коллекторов:

$$4FeS_2 + 15O_2 + 6H_2O + 8CaCO_3 \rightarrow 4Fe(OH)_3 + 8CaSO_4 + 8CO_2$$ [87]

Разложение доломита и кальцита [296] начинается при температурах выше 600 °С и 750 °С соответственно [239], когда процесс пиролиза керогена уже завершен.

Таким образом, сделан важный вывод о том, что после термического воздействия на породы баженовской свиты, добавление в пласт воды приводит к образованию гипса или ангидрита и запечатыванию сформированного порового пространства пород. А температуры выше 350-400 °С приводят к образованию газообразных УВ вместо жидких.

Обобщение установленных при изучении керна, подвергшегося тепловому воздействию, преобразований минеральной и органической части пород, а также их влияние на изменение ФЕС отражено на рисунке 4.31.

Полученные данные хорошо согласуются с результатами исследований предшественников.

Оптимальным для техногенного термического воздействия на породы баженовской свиты с целью десорбции жидких УВ от керогена и его пиролиза, является диапазон температур 200-350 °С.

Таким образом, исследования техноморфизма пород, подвергшихся техногенному температурному воздействию (окислению), позволили на основании анализа трансформаций минералов и органического вещества определить изменения емкостного пространства пород при разных температурах и условиях, что прямым образом влияет на эффективность воздействия на породы с целью увеличения их нефтеотдачи.

Так, для класса кремнисто-карбонатных пород потенциальных коллекторов баженовской свиты, в которые ведется закачка кислорода, принципиально важно сохранение пористости и проницаемости, иначе техногенное воздействие станет невозможным. При закачке воды вместе с кислородом в породах, которые уже приобрели техногенную гидрофильность, появляется гипс или ангидрит, частично запечатывающие емкостное пространство, что может создать существенные сложности для дальнейшей закачки реагентов и продолжения техногенного воздействия на баженовскую свиту.

Для класса низкопроницаемых карбонатно-глинисто-кремнистых пород – неколлекторов, в которых ОВ играет роль цемента, принципиально важно термическое воздействие, в результате которого часть ОВ окислится, увеличив емкостное пространство пород и создав сеть трещин – каналов фильтрации для выхода жидких УВ, сгенерированных из керогена и десорбированных, в коллектор и далее в скважину.

Крайне важен контроль за температурой техногенного воздействия, поскольку превышение температуры выше 350 (400) °С приводит к генерации газов, вместо жидких УВ [42].

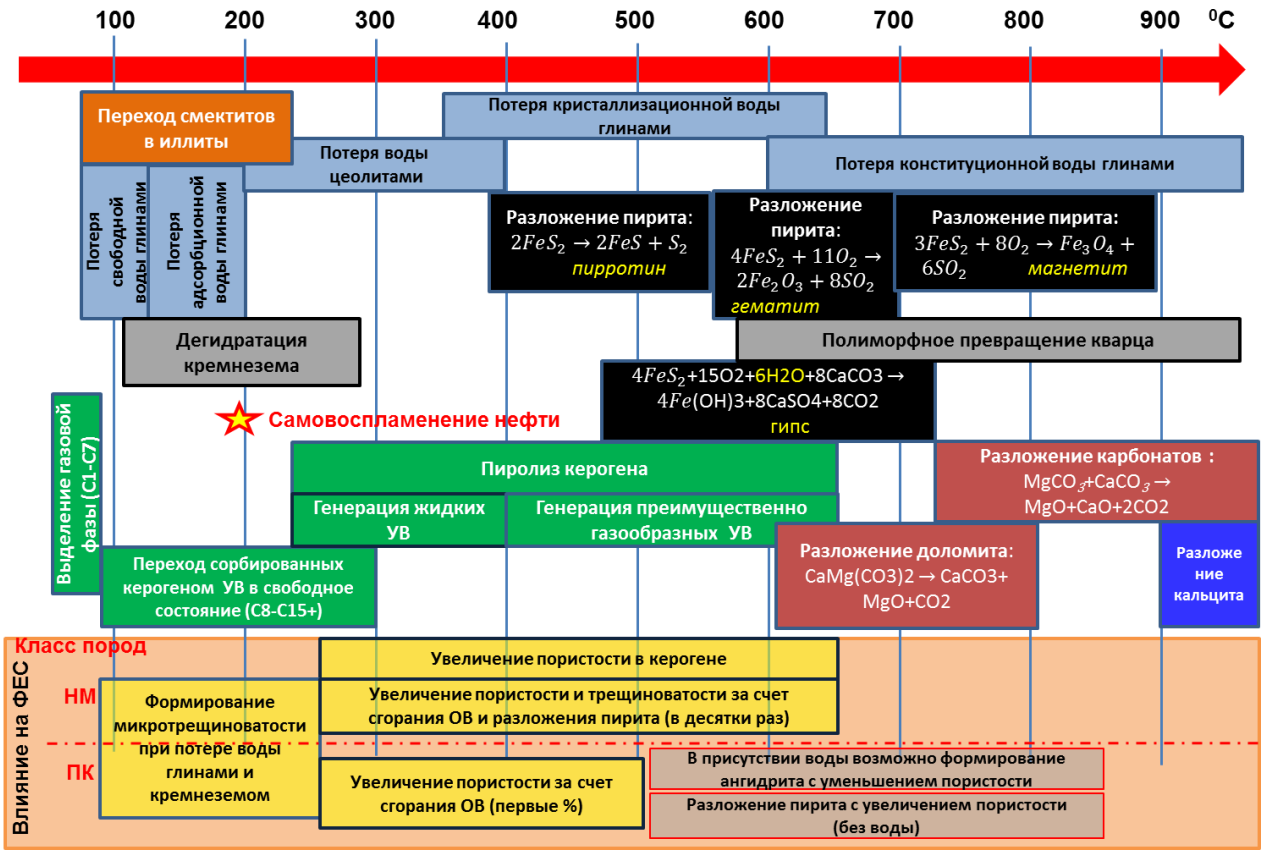


Рис.4.31 Схема преобразований нефтематеринских пород баженовской свиты при техногенном термическом воздействии (НМ – класс низкопроницаемых пород – неколлекторов; ПК – класс пород-коллекторов)

При термическом воздействии большую роль играет время воздействия повышенной температурой [322], однако данный вопрос требует отдельных исследований.

Резюмируя, можно утверждать, что в результате техногенного воздействия на низкопроницаемую нефтематеринскую породу температурой 100 - 400 ^{0}C, в ней происходит пиролиз керогена с выделением жидких и газообразных УВ, формирование вдоль слоистости связанного порово-трещинного пространства, по которому возможна миграция выделившихся подвижных УВ. При создании перепада пластового давления в низкопроницаемых породах и коллекторах подвижные УВ начинают мигрировать в зону разгрузки.

Важным аспектом является различное влияние теплового воздействия на формирование емкостного пространства разных классов пород. Так, для пород класса потенциальных коллекторов основные изменения морфологии емкостного пространства происходят за счет преобразований минералов. Тогда как для класса низкопроницаемых

пород – неколлекторов главную роль играют процессы окисления ОВ – цементирующего вещества данных пород.

Таким образом, тепловые методы имеют большой потенциал в качестве технологии увеличения нефтеотдачи пород-коллекторов, а также технологии вовлечения в разработку УВ низкопроницаемых нефтематеринских пород, поскольку способствуют как преодолению сорбционных сил и отрыву сгенерированных УВ от керогена, так и пиролизу самого керогена с новообразованием УВ в реальном времени, созданию проницаемых каналов фильтрации в породах. Данный вывод подтверждает полученные ранее данные о перспективности методов теплового воздействия для вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты [1, 35, 42, 85, 122, 137, 145].

Стоит отметить, что в текущей модификации технология ТГВ является способом генерации дополнительного объема УВ из керогена коллекторских интервалов, а также способствует поддержанию пластового давления в них, что является первым успешным опытом теплового воздействия на баженовскую свиту в условиях промысла. Однако, невовлечение в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород в промысловых условиях ставит задачу по доработке данной технологии для создания возможности перевода из категории неизвлекаемых ресурсов в категорию запасов огромного объема УВ низкопроницаемых пород.

Проведенные исследования позволили обосновать практическую значимость разработанной автором литогенетической классификации пород баженовской свиты не только в части анализа литогенеза, построении трехмерных геологических моделей и оценки запасов нефти и ресурсов УВ формации, но и в части анализа эффективности и поиска способов оптимизации подходов к разработке свиты различными способами (табл. 4.3).

Ключевым моментом исследований являлся индивидуальный анализ пород различных классов, различающихся способностью отдавать нефть в скважину.

Таблица 4.3 Литогенетическая классификация пород баженовской свиты и ее практическое значение

Научное значение классификации: отражает многоуровневое (иерархическое) литологическое строение отложений баженовской свиты														
Стратиграфия	Баженовская свита													
Доминирующий состав	Глинистый (более 50% глинистых минералов)		Кремнистый (около и более 50% кремнезема)						Карбонатный (более 50% карбонатного вещества)				Фосфатный	
Генотип	Эксплозивно-осадочные (туфовые)	Механогенные (терригенные)	Механогенно (терригенно)-биогенные						Биогенные					
Классы пород	"Безуглеродные" породы (субдоманикоиды и породы со сверхрассеянной формой ОВ)		Нефтематеринские карбонатно-глинисто-кремнистые низкопроницаемые породы (доманикиты - неколлекторы)						Нефтематеринские кремнисто-карбонатные породы - потенциальные коллекторы (доманикоиды)					
Группы литотипов	Глинистые породы с вулканокластами	Глинистые породы без вулканокластов	Углеродистые глинисто-кремнистые породы (Сорг 5-10 %)		Высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы (Сорг более 10 %)		Высокоуглеродистые глинисто-карбонатно-кремнистые породы (Сорг более 10%)		Вторично преобразованные радиоляриты низкоуглеродистые (Сорг менее 5%)				Карбонатные низкоуглеродистые породы (Сорг менее 5%)	Фосфатные низкоуглеродистые породы (Сорг менее 5%)
Литотипы	Апотуфы апотуффиты	Полимиктовые глины	Углеродисто-кремнисто-глинистые породы	Углеродисто-глинисто-кремнистые породы	Высокоуг-леродисто-кремнисто-глинистые породы	Высокоуг-леродисто-глинисто-кремнистые породы	Высокоуглеро-дисто-карбонатно-глинисто-кремнистые породы	Высокоуглеро-дисто-глинисто-карбонатно-кремнистые породы	Силициты (до 50 % скелетов в породе)	Радиоляриты (более 50 % скелетов в породе)	Доломиты по радиоляри-там	Известняки по радиоляри-там	Известняки (пелоидные, биокластовые, интракластовые кокколитовые, спикулитовые)	Фосфориты карбонатизированные (пелоидные биокластовые и др.)
Практической значение: повышение достоверности моделирования геологического строения баженовской свиты														
Морфология геологических тел	Пластовые, тонкие (первые мм - см)	Пластовые, средней толщины (м), имеют четкое положение в разрезе - коррелируемые интервалы							Пластовые, малой толщины (десятки см - первые м), в разрезе формируют несколько уровней распространения				Линзовидные, редко пластовые, тела малой толщины (первые см - редко первые м)	
Естественные коллекторы	Неколлекторы								Коллекторы с низкими ФЕС	Коллекторы со средними ФЕС		Коллекторы с низкими ФЕС		
Нефтегенрацион-ный потенциал	Отсутствует		Отличный						Очень хороший и отличный			Удовлетворительный и хороший		
Технология гидроразрыва пласта (ГРП)	Не содержат органического вещества и углеводородов		Не вовлекаются в разработку. Необходимы исследования техноморфизма для вовлечения в разработку						Вовлекаются в разработку. ГРП - основная технология разработки данных пород, которая постоянно совершенствуется					
Термические методы разработки			Способны вовлечь породы данного класса в разработку (результат получен при лабораторных экспериментах). В условиях пласта еще не вовлечены в разработку, в настоящее время технология на стадии тестирования и доработки (результат получен в пластовых условиях).						Приводят к увеличению нефтеотдачи пород (результат получен в пластовых условиях).			Не вовлекаются в разработку из-за низких ФЕС (результат получен в пластовых условиях)		
Практическая значимость	Для межскважинной корреляции		Для межскважинной корреляции (в том числе, геонавигации при бурении горизонтальных стволов скважин). Содержат огромные ресурсы УВ, разработка технологий извлечения которых является главной задачей для поддержания добычи нефти в Западной Сибири						Содержат основной объем запасов нефти свиты - в настоящее время - это основной объект разработки с помощью технологии ГРП			Содержат 5-20 % запасов нефти свиты. Дополнительный объект, приобщаемый к разработке после воздействия технологией ГРП		

4.4. Лабораторные методы определения ключевых параметров оптимизации технологии извлечения УВ из нефтематеринских пород

В предыдущем разделе подробно рассмотрен техноморфизм классов низкопроницаемых нефтематеринских пород и пород – потенциальных коллекторов баженовской свиты при воздействии на них повышенными температурами.

Тепловое воздействие является эффективным инструментом для извлечения УВ из низкопроницаемых нефтематеринских пород, но до настоящего времени их вовлечения в разработку не происходит, поскольку при текущей модификации технологии закачки воздуха в баженовскую свиту именно низкопроницаемых нефтематеринские породы воздействием тепла не охвачены. Соответственно, технологию термогазового воздействия необходимо совершенствовать, для чего важно установить ключевые факторы, от которых будет зависеть ее эффективность.

Прежде всего, необходимо создать условия для проникновения теплового фронта в низкопроницаемые нефтематеринские породы (не решено). Далее произойдет нагрев данных пород, десорбция УВ, пиролиз керогена и вытеснение УВ в сопредельные коллекторские интервалы за счет создания перепада давления в процессе отбора нефти скважинами (решено).

Ниже предлагается необходимый комплекс лабораторных исследований, который должен приблизить решение поставленной задачи путем анализа техноморфизма пород при нагреве с использованием дополнительных реагентов или других воздействий. Комплекс исследований приведен в полном объеме, как для нового объекта исследований.

Прежде всего, необходимо изучить строение разреза и свойства классов пород-потенциальных коллекторов и низкопроницаемых нефтематеринских пород - неколлекторов. Для этого провести отбор и детальные исследования керна всего разреза баженовской свиты, выделив интервалы потенциальных коллекторов, определив минерально-компонентный состав литотипов, групп литотипов и классов пород, состав УВ, степень катагенетической зрелости ОВ.

Керн необходимо отобрать из всего интервала баженовской свиты, провести его исследования, включающие в себя: очистку, подготовку, продольную распиловку, профильные замеры СГК, фотографирование в дневном и УФ-свете, макроописание, отбор образцов из одной точки на литолого-минералогические, петрофизические исследования и пиролиз (до и после экстракции); провести все намеченные лабораторные исследования керна. Результаты исследований керна обобщить, составив сводный планшет, увязать данные с каротажом и на основании принципов литогенетической

классификации пород выделить литотипы пород, объединить их в группы литотипов и в классы пород.

Как показано в главе 4.2, создание системы трещин при ГРП с последующим перепадом давления за счет отбора нефти, не позволяет преодолеть сорбционные силы керогена, т.е. миграции УВ из низкопроницаемых нефтематеринских пород не происходит. Закачка воздуха в баженовскую свиту приводит к воздействию только на породы – коллекторы. Ключевой задачей является подбор техногенного воздействия на низкопроницаемые нефтематеринские породы, с помощью которого в них появятся закрепленные каналы фильтрации, по ним в породы проникнет фронт горения. Для решения задачи можно провести воздействие на низкопроницаемые нефтематеринские породы растворяющим ОВ агентом или провести ГРП с пропантом, который позволит закрепить в породах трещины на длительный срок. *Соответственно, следующий этап исследований – выбор реагента воздействия на низкопроницаемые нефтематеринские породы с целью создания в них каналов фильтрации.*

Для этого необходимо *провести серию экспериментов по воздействию на низкопроницаемые нефтематеринские породы при различных температурах в диапазоне 200-400 °С с использованием реагента,* который планируется к закачке на промысле с целью формирования трещиноватости в данных породах. *Необходимо изучить свойства образцов до и после воздействия (минеральный состав, содержание и состав ОВ, характеристику емкостного пространства пород), сравнить их и оценить степень достижения необходимого результата. В случае недостижения цели, реагент необходимо заменить и повторить всю цепочку исследований. Эксперименты проводятся на образцах класса низкопроницаемых нефтематеринских пород, прилегающих к интервалам коллекторов с наилучшими ФЕС в разрезе, в которые предполагается поступление реагентов в пластовых условиях при их закачке в условиях промысла.*

Решение задачи по созданию закрепленных трещин в низкопроницаемых породах позволит фронту окисления проникнуть в них и воздействовать повышенными температурами, что приведет к десорбции УВ, пиролизу керогена (при достаточно высокой температуре), а при последующем снижении давления за счет отбора нефти из коллекторов, – миграции выделившихся УВ в коллектор, и далее – в скважину.

Проведенные эксперименты показывают, и специалисты, занимающиеся данным вопросом, едины во мнении, что одним из важнейших параметров, от которого зависит эффективность вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород с помощью теплового воздействия, являются свойства органического вещества: степень его катагенетической зрелости и состав. Исходя из этого, необходимо определить

оптимальную температуру для воздействия на породы, с целью получения максимального выхода УВ из низкопроницаемых нефтематеринских пород на конкретном месторождении (например, методом пиролиза).

В ходе различных исследований определено, что техногенные температуры должны соответствовать диапазону 200-400 °С для оптимального выхода жидких УВ [42]. *Точный интервал температур необходимо подбирать индивидуально с учётом свойств реальных пород разреза в ходе экспериментов с керном.*

На основании таких экспериментов будет установлена потенциальная эффективность выбранного реагента для создания каналов фильтрации в низкопроницаемых нефтематеринских породах, оптимальная температура нагрева пород для генерации УВ и десорбции и миграции сгенерированных УВ в коллектор и скважину.

Далее необходим этап *адаптации полученных результатов лабораторных экспериментов к промысловым испытаниям и опытно-промышленные работы по применению новой модификации технологии на промысле с последующей оценкой объема ресурсов УВ, которые можно перевести в запасы нефти баженовской свиты.*

Для оценки эффективности технологии [189] необходимо четко определить, какой объем пород разреза охватывается воздействием и вовлекается в разработку: будет ли это прилегающий к коллекторам интервал определенной толщины или воздействию могут быть подвержены только определенные литотипы, или весь разрез свиты. Однако определить это возможно только при анализе керна, отобранного после воздействия на целевые отложения в промысловых условиях в течение времени, позволяющего получить маркеры инициации процесса в пласте, например, по данным анализа устьевых проб газа добывающих скважин.

Очевидно, что контроль за сложными техногенными процессами в условиях промысла требует инвестиций в лабораторное оборудование, позволяющее оперативно и непрерывно мониторить изменения в составе добываемой продукции и состояние нагнетательной скважины. Данные инвестиции должны быть компенсированы последующей добычей нефти с помощью новой технологии.

Выводы по главе 4

Предложено выделить новую стадию преобразований пород – техноморфизм – изменение горных пород в пластовых условиях при определенном техногенном воздействии, которое от природных процессов отличается агрессивностью, и приводит к существенным изменениям минерально-компонентного состава пород, их емкостного пространства и других свойств в реальном времени.

Обозначены теоретические основы изучения техноморфизма.

Проведен анализ техноморфизма пород баженовской свиты при технологии ГРП и температурном воздействии.

Анализ техноморфизма низкопроницаемых нефтематеринских пород при воздействии на них методом ГРП, смоделированным в лабораторных условиях, позволил обосновать, что значимого прироста добычи за счет УВ низкопроницаемых нефтематеринских пород после ГРП, создающего в породах трещины, в пластовых условиях не ожидается. Сделан вывод, что основной объем запасов свиты, доступных к извлечению с помощью технологии ГРП, сосредоточен в породах потенциальных коллекторов.

Термическое воздействие в пластовых условиях методом термогазового воздействия (ТГВ) на породы баженовской свиты позволило изучить процессы техноморфизма только в классе пород – потенциальных коллекторов, поскольку установлено, что класс низкопроницаемых нефтематеринских пород воздействием охвачен не был. Обоснована необходимость корректировки технологии для увеличения охвата разреза тепловым воздействием.

Разработана схема техноморфизма нефтематеринских пород баженовской свиты при их высокотемпературном окислении. Установлены основные процессы, протекающие в породах класса потенциальных коллекторов – дегидратация глин, окисление пирита и органического вещества, образование гематита и ангидрита. Для класса низкопроницаемых пород в дополнение к перечисленному характерно формирование вдоль слоистости связанных каналов фильтрации за счет окисления ОВ, играющего роль цемента, по которым нефть вытесняется из породы.

В большей степени на извлечение УВ из нефтематеринских пород с помощью тепловых методов влияют процессы изменения порового пространства пород, происходящие в классе пород потенциальных коллекторов за счет их минеральных преобразований и в классе низкопроницаемых нефтематеринских пород в результате процессов окисления ОВ.

Предложен комплекс лабораторных анализов и экспериментов с породами баженовской свиты для решения задачи вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород, содержащих огромные неизвлекаемые ресурсы УВ.

Глава 5. Региональный анализ перспектив разработки баженовской свиты

5.1. Ключевые типы разреза баженовского горизонта

Региональными исследованиями баженовского горизонта занимались многие выдающиеся геологи, проводившие типизацию разрезов баженовского горизонта и его районирование по всей территории Западной Сибири. Последние наиболее масштабные обобщения накопленного фактического материала реализованы в 2014-2016 гг. в рамках Госконтракта № 7/14 (отв. исп. М.Б. Скворцов) (рис.5.1) [365]. На территориях, где за последние два десятилетия был отобран керновый материал высокого качества, выделенные предшественниками типы разреза (фации) баженовского горизонта подтверждаются и новыми данными. Принципиальное строение разреза целевого горизонта с выделением двух толщ и шести циклов (пачек) имеет место на всей территории ХМАО, юге ЯНАО, что отражает событийный характер осадконакопления (рис.5.2).

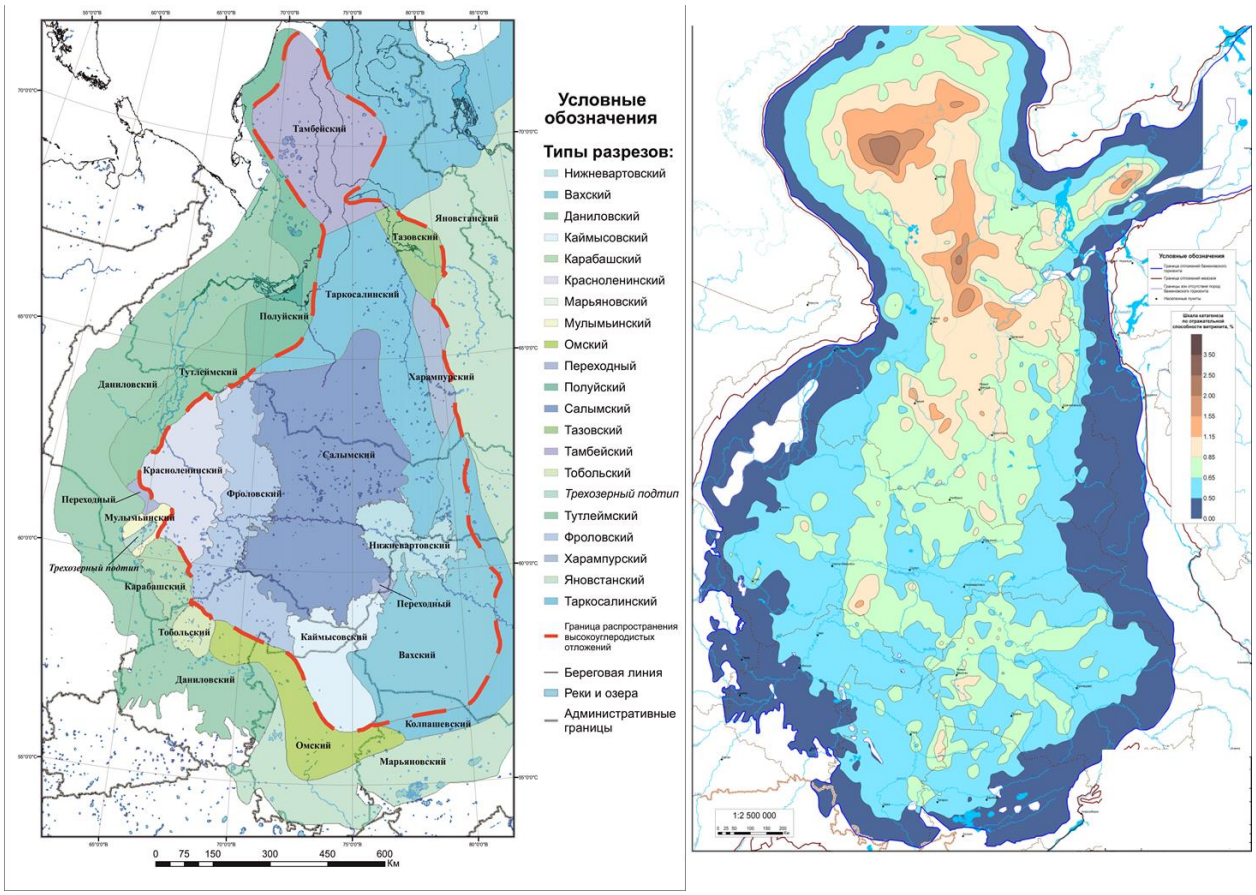


Рис.5.1 Схема типов разреза баженовского горизонта и карта катагенеза ОВ [365]

Для оценки области применения различных технологий разработки рассмотрена территория, в тектоническом плане приуроченная ко Фроловской мегавпадине и ее обрамлению – Красноленинскому, Салымскому, Сургутскому и Нижневартовскому

сводам [241]. Согласно районированию баженовского горизонта [50, 182] изучены области развития красноленинского, фроловского [182], салымского и нижневартовского типов разреза. В ходе исследований баженовский горизонт изучен в опорных скважинах следующих месторождений: Пальяновское, Галяновское, Средне-Назымское, Апрельское, Ляминское, Верхне-Салымское, Повховское, Южно-Ягунское, Мишаевское, Тюмское, Западно-Квензерское и др. Территория исследований расположена в центральной части Западной Сибири – в Широтном Приобье (ХМАО, север Тюменской, запад Томской областей).

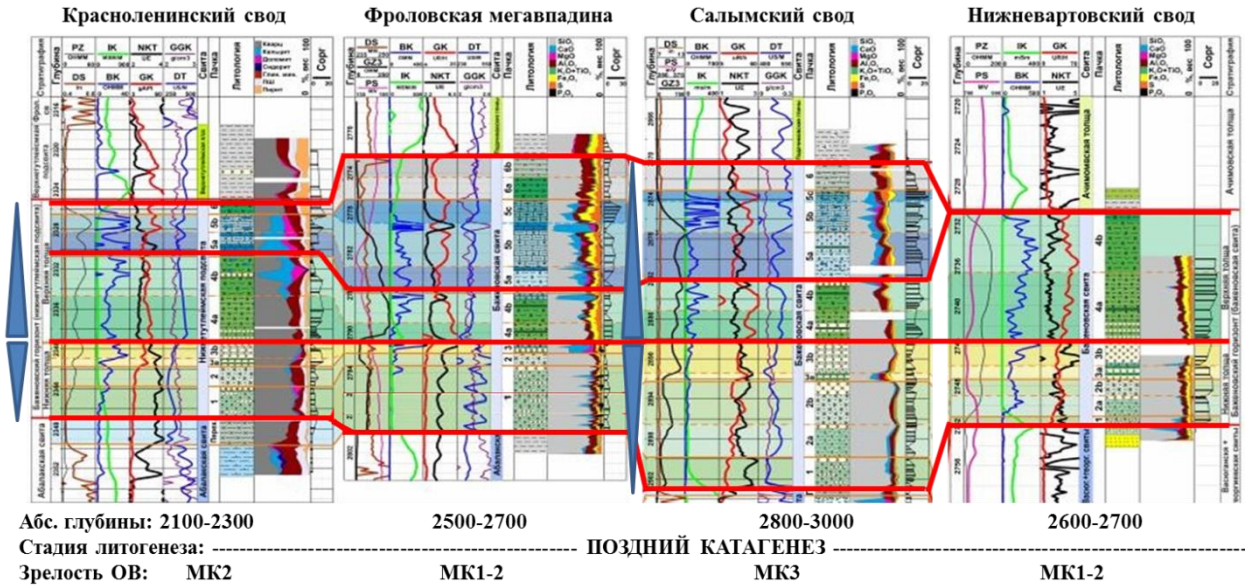


Рис.5.2 Схема корреляции баженовского горизонта в ХМАО в пределах различных тектонических блоков и геохимическая характеристика изученных разрезов [220]

Полученные выводы обоснованы при изучении керна более 120-ти скважин с комплексом ГИС (стандартный каротаж, электрометрия, радиоактивные методы, реже акустический каротаж). В большинстве скважин вынос керна превышал 90% в интервале баженовского горизонта. В некоторых скважинах целевые отложения присутствовали в контакте с подстилающими или перекрывающими породами.

Базой для выполненных работ [195] являлись детальные описания около 4000 м керна (И.В. Панченко, В.Д. Немова, М.Е. Смирнова и другие), сопровождавшееся профильными замерами ГК и элементного состава пород (с шагом 0,1-0,25 м портативным рентгено-флуоресцентным анализатором), отбором образцов и фотографированием керна. Проанализировано около 5000 образцов с выполнением петрографического описания пород в шлифах (М.В. Ильина, В.Д. Немова, И.В. Панченко и другие), пиролизом, определением ФЕС (Rock Eval 6, лаборатория М.В. Дахновой ФГБУ «ВНИГНИ», ВолгоградНИПИнефть, КогалымНИПИнефть и др.).

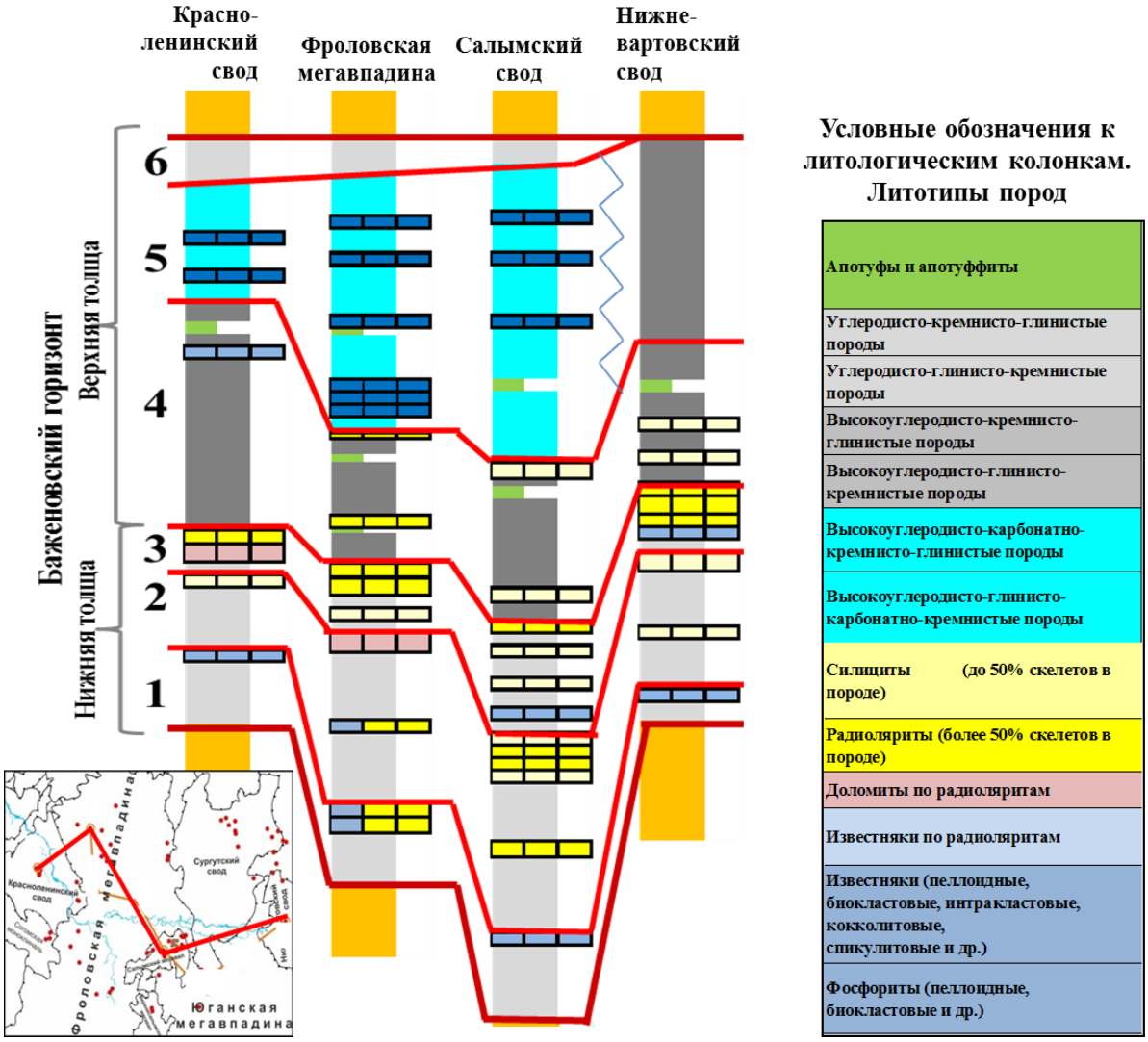


Рис.5.3 Схема корреляции и расположения изученных скважин

В разрезах более 1000 опорных скважин на территории ХМАО в интервале баженовской свиты выделены циклы осадконакопления по данным керна и ГИС. Полученные результаты комплексно проанализированы внутри районов, районы сопоставлены между собой. Ниже описаны типовые разрезы Красноленинского свода, Фроловской мегавпадины (Елизаровский прогиб), Салымского мегавала и Сургутского и Нижневартовского сводов (рис.5.3).

Фроловская мегавпадина в период «баженовского» этапа седиментации (поздняя юра – ранний мел) представляла собой обширную палеодепрессию и являлась одной из наиболее погруженных областей баженовского морского бассейна [92, 202] с глубинами, составляющими по разным оценкам от 100-200 [220, 267] до более 400 м [114], при значительном удалении от источников обломочного материала. С запада и востока впадина обрамляется Красноленинским и Сургутстким сводами, Салымским мегавалом, выраженными в виде крупных областей подводных палеоподнятий. Кроме того, в районе

Красноленинского свода в баженовское время существовали острова [235]. Область Сургутского свода была, вероятно, менее контрастно выражена в рельефе, однако, его западная граница служила физическим барьером, по которому происходила смена фациальных обстановок. К западу от этой границы отмечается существенно более ранее начало формирования нормально морских отложений (абалакская свита), к востоку – дольше сохранялись прибрежно - морские и дельтовые условия седиментации (васюганская свита). Отмечается влияние этой границы и при рассмотрении баженовских отложений. Здесь меняется тип баженовского разреза – с фроловского на салымский (согласно [50, 182]). К юго-востоку от Сургутского свода располагается палеоподнятие – Нижневартовский свод, баженовские отложения которого также выделены в отдельный тип разреза из-за их контрастно малой толщины [50].

В статье А.Н. Стафеева, А.В. Ступаковой, А.А. Сусловой и др. [267] рассматривается новая модель формирования баженовской свиты, согласно которой черные сланцы накапливались на относительном поднятии – мелководном холмистом плато. Результаты проведенного общего палеогеографического анализа Енисей-Хатангского прогиба, по которому шла транспортировка осадочного материала, хорошо согласуются с новой моделью.

Основными факторами промышленной нефтеносности баженовской свиты, которые отмечались многими исследователями, являются:

- повышенное содержание ОВ в породах (больше 5-7 %);
- достаточная степень катагенетической зрелости ОВ (МК1 и выше);
- наличие компетентных покрышек.

В свете разработанной литогенетической типизации отложений баженовской свиты данные критерии могут быть дополнены:

- наличие в разрезе следующих литотипов пород класса потенциальных коллекторов: радиоляриты, доломиты по радиоляритам и высокоемкие фосфориты;
- пониженное содержание глин в группах литотипов класса низкопроницаемых нефтематеринских пород.

Первый фактор указывает на наличие в разрезе коллекторов с улучшенными ФЕС. Комбинация этих двух критериев может служить поисковым признаком продуктивных разрезов баженовского горизонта. А второй – на низкую степень «разбавленности» органического вещества глинами, при высоком содержании которых потенциал продуктивности снижается.

Наличие данных факторов определяется огромным количеством условий литогенеза (в широком смысле слова): осадконакоплением, течениями, физико-

химическими условиями в придонных водах, вторичными процессами преобразования пород, их ФЕС, палео- и современными пластовыми температурами и давлением, наличием активных зон тектонической трещиноватости [237], выступами фундамента и др. Все эти факторы в совокупности предопределили формирование различных типов геологического разреза баженовского горизонта и их высокую изменчивость внутри типов разреза (фаций).

Рассмотрим принципиальное строение опорных разрезов баженовского горизонта Фроловской мегавпадины и ее обрамления с точки зрения указанных выше факторов нефтеносности.

На **Красноленинском своде, во Фроловской мегавпадине и Салымском мегавале** отложения баженовского горизонта подстилаются абалакской свитой, перекрываются мощной толщей фроловских глин, которые в основном являются надежными покрышками.

При сопоставлении результатов исследований керна баженовского горизонта и промысловых данных установлено, что основными приточными интервалами в разрезе являются наиболее мощные пропластки радиоляритов. Вклад в приток также вносят слои радиоляритов небольшой мощности, разбросанные по разрезу, прослои насыщенные пелоидно-интракластовыми известняками и фосфоритами. Кроме того, карбонатные трещинно-кавернозные породы, развитые локально в верхней части абалакской свиты, также могут быть промышленно нефтеносными.

Ниже приведена краткая характеристика опорных разрезов баженовского горизонта с запада на восток.

Для **Красноленинского свода** (Красноленинский тип разреза баженовского горизонта по [365], представленный нижнетутлеймской подсвитой) характерен высококонтрастный рельеф, обусловленный наличием крупного выступа доюрского основания, благодаря которому в юрской части осадочного чехла отложения тюменской свиты подвергались значительным размывам, вплоть до их практически полного локального отсутствия. В таких районах существовали палеоострова и происходили размывы нижней части разреза нижнетутлеймской подсвиты.

На Красноленинском своде разрезы отложений баженовского горизонта в основном полные, за исключением областей размывов нижнего цикла. Литологический состав и текстурный облик пород разреза имеют типично «баженовские» черты, характерны умеренные мощности циклов осадконакопления. В разрезе присутствуют все шесть циклов, характерно несколько увеличенное относительно более восточных районов содержание алевритовой примеси (до 25 – 30% и более), в верхней части разреза

встречаются повышенные концентрации фосфоритов. Стадия катагенетической зрелости ОВ соответствует градации $МК_{2-3}$, среднее содержание ОВ – 4,5 %, доля пиролизуемого углерода в составе ОВ около 30 % (рис 5.4).



Рис. 5.4 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Красноленинского свода (на примере Пальяновской площади)

Продуктивная «радиоляритовая» часть разреза на Красноленинском своде маломощна, неоднородна как по первичным, седиментационным причинам, так и за счет диагенетических преобразований. Радиоляриевые прослои представлены собственно радиоляритами, вторичными известняками и доломитами по радиоляритам, характерна хорошая сортировка пород (рис. 5.5). В углеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистых группах литотипов отмечается повышенная концентрация конкреций и линз фосфатно-карбонатных пород, вплоть до прослоев фосфоритов (рис. 5.6), что также вносит вклад в продуктивность разреза. Пласты-коллекторы маломощны и разбросаны по разрезу. Трещинно-кавернозные карбонаты абалакской свиты имеют большое значение для продуктивности разрезов.

На месторождениях, где нижнетутлеймская подсвита разрабатывается, добыча нефти ведется на упругом режиме вертикальными и горизонтальными скважинами с многосекционным ГРП, например, на Пальяновской площади ПАО «Газпромнефть».

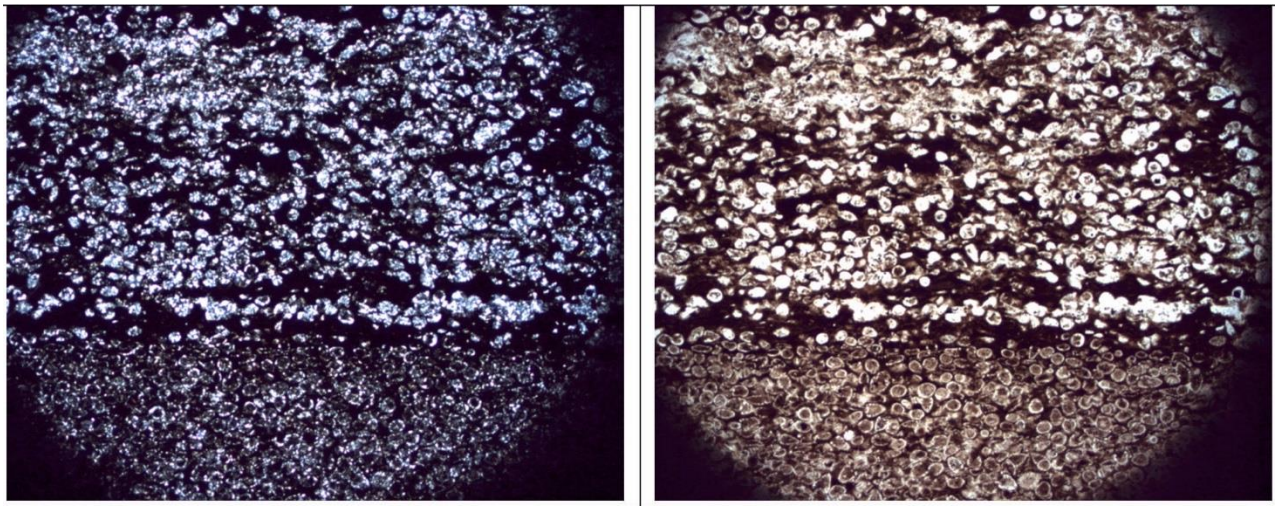


Рис.5.5 Радиолярит. Пальяновская площадь (шлиф, в параллельных и скрещенных николях)

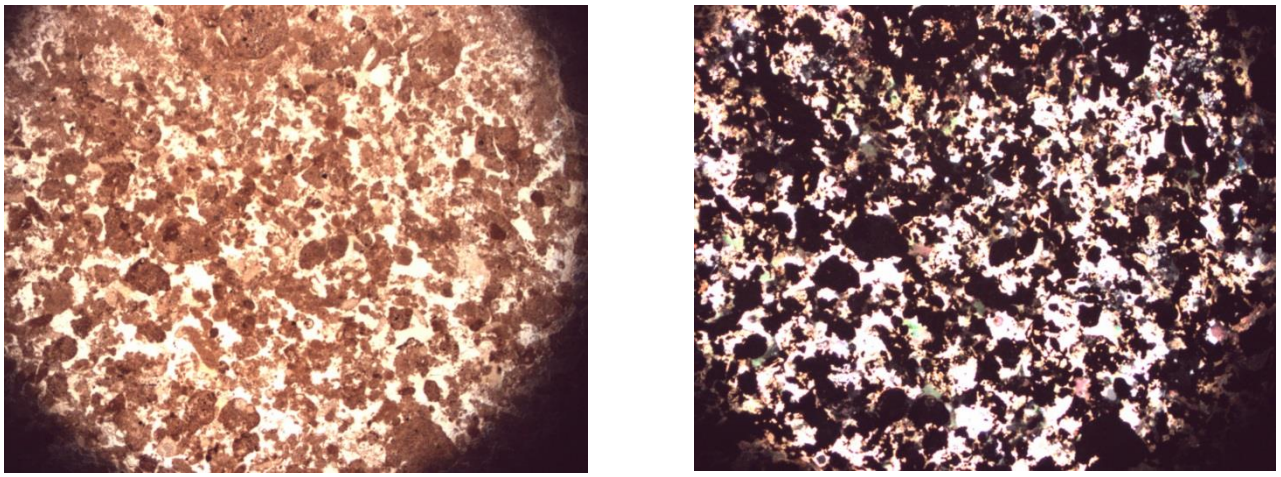


Рис. 5.6 Фосфорит с кальцитовым цементом. Пальяновская площадь (шлиф, в параллельных и скрещенных николях)

Разрезы баженовской свиты во **Фроловской мегавпадине** (Фроловский тип разреза баженовского горизонта по [365]) преимущественно полные, состоят из шести циклов, размывы встречаются локально, в средней и верхней частях разреза. В центральных областях впадины скорости седиментации были минимальны. Источники терригенного сноса оказывали крайне ограниченное влияние, поэтому содержание алевритовой примеси в породах низкое (2 – 10%). В отдельные периоды материал практически не накапливался, либо сносился подводными течениями в смежные области. Вследствие этого некоторые интервалы разреза центральной части мегавпадины значительно сокращены по мощности. Для данной территории характерны высокие содержания ОВ до 20 – 25%, степень катагенетической зрелости отложений соответствует

градациям катагенеза $МК_{1-3,}$ среднее содержание ОВ – 8%, доля пиролизуемого углерода в составе ОВ 35 % (рис. 5.7).

Основные коллекторы развиты в нижней толще свиты, обладая в наиболее продуктивных разрезах пористостью до 15 – 20 % при суммарной толщине 1 – 3 м, с группой литотипов углеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистых пород ассоциируются прослои пелоидно-интракластовых известняков, с небольшой примесью фосфоритов, которые развиты локально, и продуктивность которых имеет подчиненное значение. Трещинно-кавернозные карбонатные коллекторы абалакской свиты тяготеют к палеоподнятиям рельефа.



Рис. 5.7 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Фроловской мегавпадины (на примере Средне-Назымской площади)

Для баженовской свиты Фроловской мегавпадины характерно наличие аномально высокого пластового давления, разработка ведется такими же способами, что и на Красноленинском своде. Кроме того, на Средне-Назымском месторождении с 2009 года проводится опытно-промышленный эксперимент по термогазовому воздействию на пласт с целью вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород.

Для **южных областей Фроловской мегавпадины** (Салымский тип разреза баженовского горизонта по [365]) был характерен увеличенный темп осадконакопления, максимальный объем осадков приурочен к локальным прогибам и седловинам (структуры смежные с Салымским мегавалом). Для этих областей отмечаются повышенные толщины разреза баженовской свиты, сформированные за счет равномерного увеличения толщин всех шести циклов; пласты радиоляритов также обладают наибольшими мощностями (до

6 – 8 м). Для разрезов **Салымского и Верхнесалымского мегавалов** характерно высокое содержание ОВ, до 15 – 20%, высокая степень катагенетической зрелости ОВ – $МК_3$, среднее содержанием ОВ – 8%, доля пиролизуемого углерода в составе ОВ невысокая – около 20 % (рис.5.8), в литературе описано появление значительного объема связанной пористости в керогене, образованной за счет высокой степени зрелости ОВ [60, 125].



Рис. 5.8 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Салымского мегавала (на примере Верхнесалымской площади)

Радиоляриевые пропластки в районе Салымского мегавала увеличенной толщины, представлены радиоляритами (рис. 5.9), вторичными известняками и доломитами, с текстурами перемыва, трещинами автофлюидоразрыва. Анализ доступных промысловых данных показывает, что основной объем нефти в скважину поступает из хрупких пород с повышенной пористостью и проницаемостью. Для данной территории характерно широкое развитие трещинно-кавернозных коллекторов абалакской свиты, аномально высокое пластовое давление. Разработка данного типа разреза велась в основном с помощью вертикальных скважин, в настоящее время отмечается переход к бурению скважин с протяженным горизонтальным окончанием.

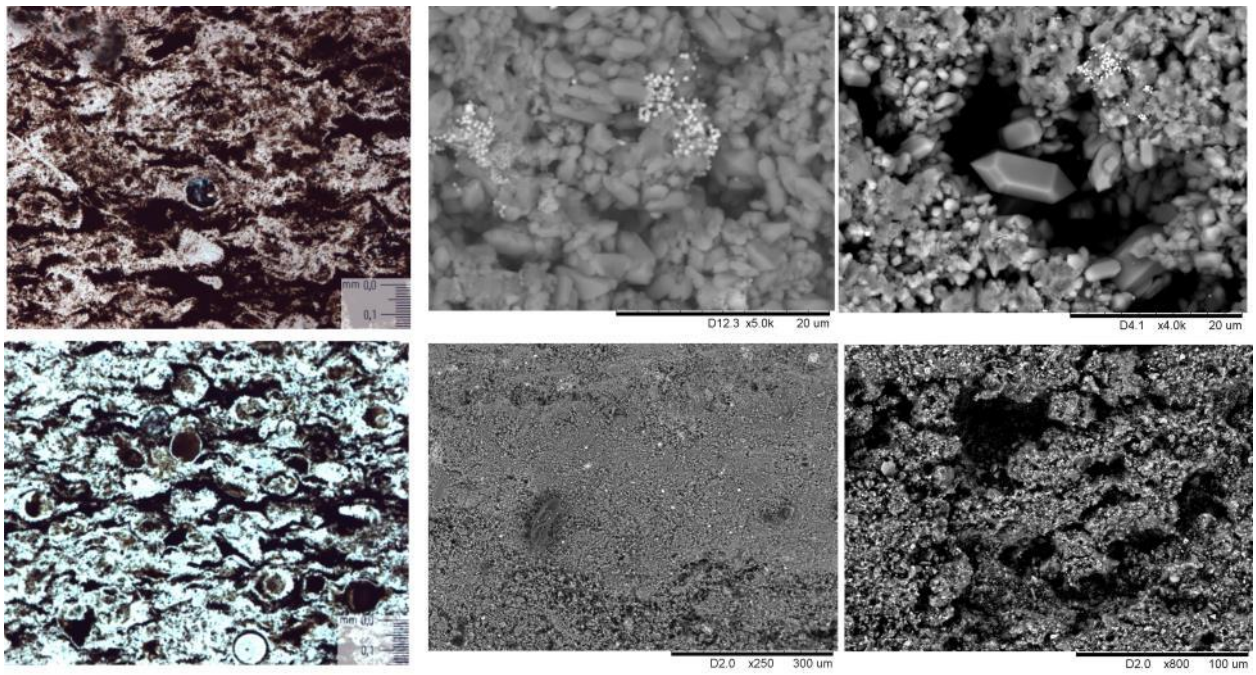


Рис. 5.9 Радиоляриты Верхнесалымского месторождения (шлиф, снимки РЭМ)

Разрезы баженовской свиты **Сургутского** (Салымский тип разреза баженовского горизонта по [365]) **и Нижневартовского** (Нижневартовский тип разреза баженовского горизонта по [365]) **сводов** подстилаются породами георгиевской и васюганской свит, генетически относящимися к прибрежно-морским отложениям, которые фациально замещают на востоке абалакскую свиту. Данные отложения зачастую содержат карбонатные и песчаные коллекторы, благодаря чему данные свиты не обладают свойствами надежных покрышек. В этом районе широко развиты «АРБ» - «аномальные» разрезы баженовской свиты с увеличенной мощностью за счет появления песчано-алевритовых прослоев (вопрос «аномальных» разрезов в данной работе не рассматривается) [214]. На сегодняшний день данных о наличии АВПД на данной территории крайне мало. Перечисленные факторы в совокупности снижают потенциал нефтеносности нормальных разрезов баженовского горизонта, которые не являются целевыми объектами разработки месторождений этого района.

Разрезы баженовской свиты Сургутского и Нижневартовского сводов имеют строение, аналогичное описанным выше разрезам, но для Нижневартовского свода установлен размыв верхних двух циклов с соответствующим уменьшением общей толщины свиты на 5 – 10 м. Для данных разрезов отмечены высокие содержания ОВ 10 – 15%, стадия градации катагенеза МК1-2, среднее содержание ОВ – 7 – 10 %, доля пиролизуемого углерода в составе ОВ высокое – около 50–55 % (рис. 5.10, 5.11). В основном, прослои коллекторов развиты в нижней части свиты.



Рис. 5.10 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Сургутского свода (на примере Повховской площади)



Рис. 5.11 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Нижневартовского свода (на примере Мишаевской площади)

Радиоляриевые прослои представлены радиоляритами (рис.5.12), вторичными известняками и доломитами по радиоляритам.

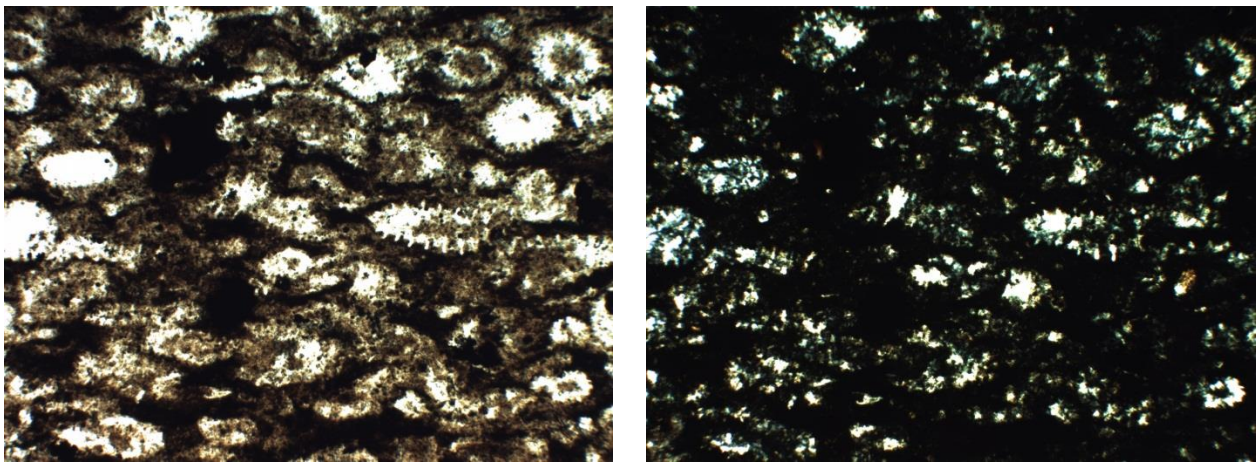


Рис.5.12 Радиолярит Ай-Пимской площади (шлиф Ай-Пим-4021-14)

На западе Томской области (Вахский тип разреза баженовского горизонта по [365]) разрезы свиты полные, мощностью 25 – 30 м, отмечено увеличенное содержание терригенного материала (до 20 – 30 %), высокое содержание органического вещества до 10 – 12 %, градация катагенеза $ПК_3$, среднее содержание ОВ – 9 %, доля пиролизуемого углерода в составе ОВ высокая – около 60 % (рис. 5.13), получены небольшие промышленные притоки нефти.



Рис. 5.13 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта на западе Томской области (на примере Южно-Майской площади)

Радиоляриевые прослои присутствуют в виде вторичных известняков и доломитов (рис. 5.14).

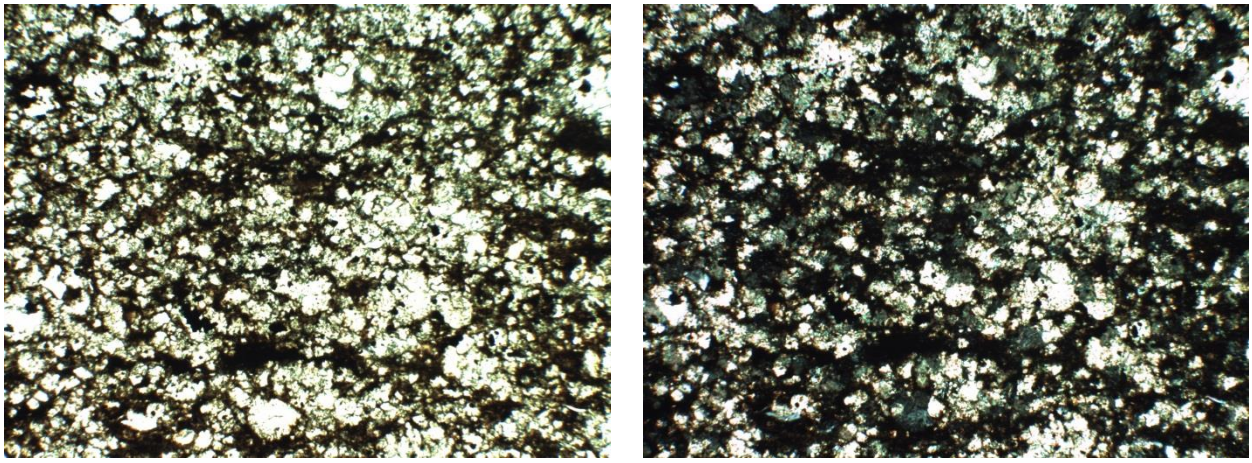


Рис 5.14 Вторичный известняк по радиоляриту Западно-Квензерская (шлиф З-Кв-4-423)

Для **севера Тюменской области** (Карабашский тип разреза баженовского горизонта по [365]) характерно значительное увеличение толщины баженовской свиты, присутствие всех шести циклов, существенное увеличение терригенного материала (до 30 – 40 %), высокое содержание органического вещества (до 20 %), градация катагенеза $ПК_3$, среднее содержание ОВ – 10 – 12 %, доля пиролизуемого углерода в составе ОВ высокая – около 60 % (рис. 5.15). Радиоляриевые прослои в значительной степени разбавлены терригенной глинистой примесью, за счет чего их фильтрационно-емкостные свойства резко снижаются (рис.5.16, 5.17).



Рис. 5.15 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта на севере Тюменской (на примере Верхне-Тюмской площади)

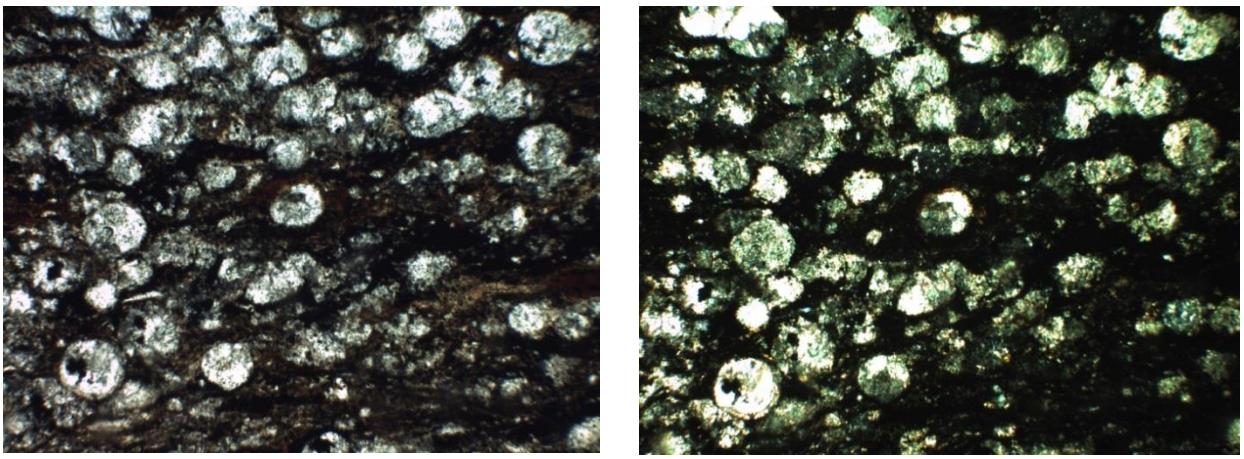


Рис 5.16 Радиолярит карбонатизированный глинистый Верхне-Тюмской площади (шлиф В-Тюм-34-48)

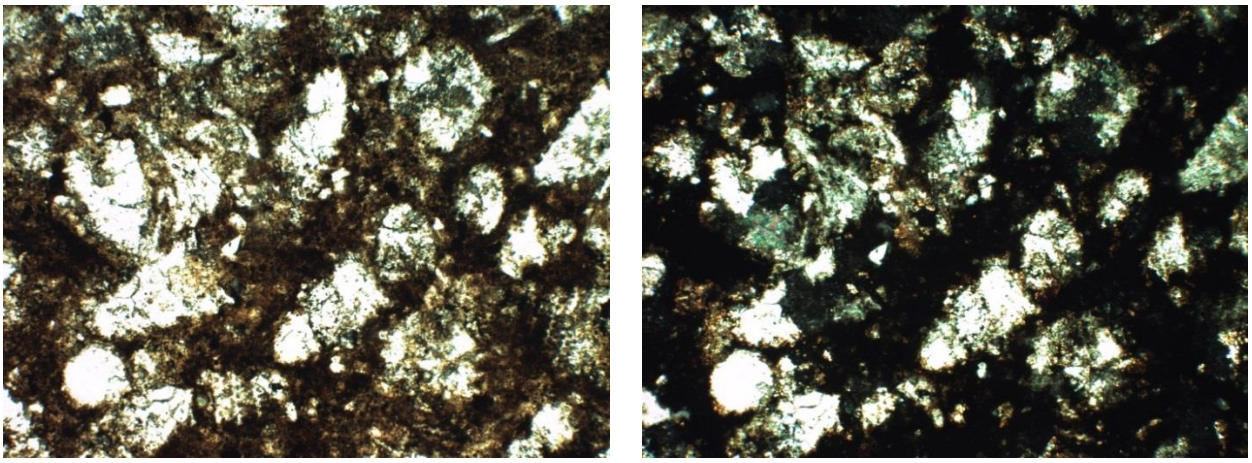


Рис 5.17 Радиолярит доломитизированный глинистый Верхне-Тюмской площади. (шлиф В-Тюм-34-73)

Анализ строения региональных ключевых типов разреза баженовского горизонта показывает выдержанность его шести циклов осадконакопления на огромной площади Западной Сибири.

Основной потенциал для промышленной разработки горизонта сконцентрирован в центральной части региона (ХМАО, Широтное Приобье), где развиты породы с высоким содержанием органического вещества (ОВ 5 – 25 %), низким содержанием терригенной глинистой примеси (10 – 25 %), с присутствием в разрезах прослоев хорошо отсортированных и перемытых радиоляритов, часто доломитизированных.

По периферии Западной Сибири отложения баженовского горизонта существенно обогащены терригенной примесью, которая «разбавляет» биогенные кремнистые высокоуглеродистые отложения и значительно снижает продуктивный потенциал

горизонта, как резервуара для аккумуляции УВ, поскольку снижается концентрация ОВ, а радиоляриевые прослои – коллекторы – глинизируются, их ФЕС существенно снижаются.

Повсеместно приточные интервалы баженовской свиты представляют собой вторично преобразованные радиоляриты (кремнистые или карбонатизированные), имеющие широкое площадное распространение, и различные фосфатно-карбонатные породы, генетически с радиоляритами не связанные, тяготеющие к верхней толще горизонта.

Наиболее перспективными районами для целенаправленной разработки баженовского горизонта являются Красноленинский свод, Фроловская мегавпадина, Салымский мегавал. В районе Сургутского и Нижневартовского сводов данный горизонт целесообразно разрабатывать попутно, совместно с подстилающими и перекрывающими отложениями, не ожидая значительного объема добычи УВ. В этих районах потенциал горизонта существенно снижается из-за отсутствия изолирующих его надежных покрышек. Периферийные и северные районы ЗС НГБ являются малоизученными и, предположительно, средне-низко-перспективны для промышленной разработки отложений баженовского горизонта с помощью имеющихся технологий, из-за высокой степени разбавления биогенного материала терригенным глинистым, малых толщин прослоев коллекторов или их полного отсутствия.

5.2. Разработка различных типов разреза баженовского горизонта с помощью технологий ГРП и ТГВ

Региональные исследования отложений баженовского горизонта позволили оконтурить наиболее перспективную для промышленной разработки область центральной части Западной Сибири, для которой характерно высокое содержание ОВ, относительно невысокая глинистость отложений и достаточная стадия катагенетической зрелости ОВ (выше МК1), наличие поровых и трещинно-поровых коллекторов [130]. Многие предыдущие исследователи отмечали, что наибольшим потенциалом обладают разрезы баженовского горизонта, ограниченные надежными покрышками в западной части региона, где развита абалакская свита.

Разрезы баженовской свиты к востоку от Фроловской мегавпадины, которые подстилаются георгиевской и васюганской свитами, содержащими собственные коллекторы, также обладают предпосылками нефтеносности: достаточной степенью катагенетической зрелости ОВ, наличием прослоев потенциальных коллекторов, содержащих миграционно-способные жидкие УВ, что доказано лабораторными исследованиями керна и полученными притоками нефти при испытаниях свиты.

Проведенный комплекс промысловых исследований показал, что разработка баженовской свиты может осуществляться на режиме естественного истощения: за счет перепада давления нефть поступает в скважину из естественных коллекторов, при этом в большинстве скважин отмечается резкое падение дебита нефти в первые месяцы разработки (рис. 5.18).

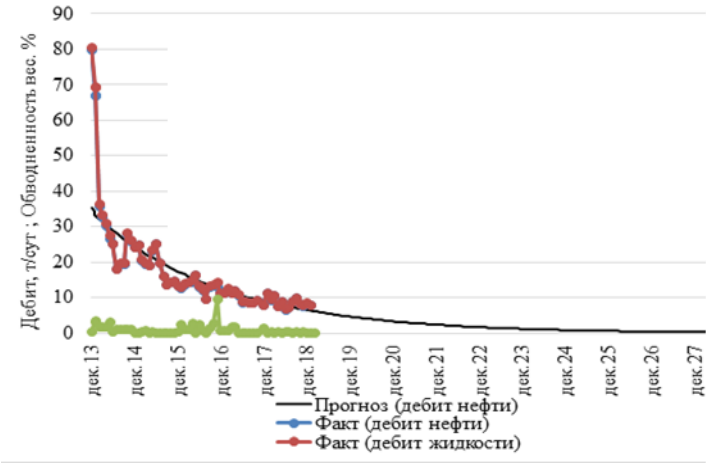


Рис.5.18 График падения добычи нефти в скв. 100 Средне-Назымского месторождения

Прежде всего, баженовская свита может быть интересна в уже пробуренных вертикальных и наклонно-направленных скважинах, как возвратный объект, способный обеспечить дополнительную добычу нефти на имеющейся инфраструктуре месторождений. Необходимо отметить, что площади рентабельного бурения вертикальных скважин только на баженовскую свиту небольшие, и обладают высокими рисками бурения низкопродуктивных скважин – точность локальных прогнозов продуктивности баженовской свиты остается невысокой.

Нивелировать указанные недостатки можно с помощью бурения горизонтальных скважин с МГРП. Безусловным плюсом данного способа разработки является отсутствие необходимости в высокоточном локальном прогнозе свойств коллекторов: достаточно оконтурить перспективные зоны, которые будут охвачены горизонтальным стволом и протяженными трещинами ГРП. Запасы нефти, которые можно добыть данным способом, сосредоточены в маломощных пропластках коллекторов, поэтому не велики.

Наилучшими перспективами бурения горизонтальных скважин с МГРП обладают Красноленинский свод, Фроловская мегавпадина, группа Салымских валов, поскольку в этих районах широко развиты нефтенасыщенные коллекторы со средними и высокими ФЕС, кроме того, радиоляриевые прослои сконцентрированы в нижней толще свиты, обладающей достаточной мощностью для проводки в ней горизонтального ствола скважины.

В районе Сургутского и Нижневартовского свода коллекторы располагаются близко к подошве свиты, в связи с чем, при проводке в них горизонтального ствола и проведении МГРП, техногенные трещины разрыва будут проникать в геогриевский пласт и васюганскую свиту, что является негативным фактором. Подбор дизайна ГРП, который обеспечит отсутствие прорыва трещин в нижележащие отложения, затруднителен. Поэтому на данных территориях разрабатывать баженовскую свиту можно либо с помощью вертикальных скважин, либо горизонтальных скважин, вероятно, без ГРП.

В периферийных районах, где разрезы баженовской свиты глинизируются, разработка свиты с помощью вертикальных скважин выглядит мало привлекательной, в связи с низкими ожидаемыми притоками нефти, вероятно, здесь также бурение горизонтальных скважин с МГРП может иметь перспективы.

Выше рассмотрены перспективы разработки естественных коллекторов баженовской свиты в разных районах Западной Сибири. В настоящее время нет надежных аргументов, доказывающих вовлекаемость в разработку с помощью уже применяемых технологий низкопроницаемых нефтесодержащих нефтематеринских пород. То есть, огромные ресурсы УВ низкопроницаемых нефтематеринских пород пока можно отнести только к неизвлекаемым.

Для приближения решения задачи вовлечения в разработку УВ низкопроницаемых нефтематеринских пород, необходимо провести анализ техноморфизма пород за счет теплового воздействия, поскольку данная технология – единственная, отрабатываемая на реальном полигоне в пластовых условиях.

Способ добычи огромных ресурсов УВ низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты, вероятнее всего, будет связан с тепловым воздействием на целевые отложения, скомплексированным с закачкой химического реагента, который позволит осуществить десорбцию жидких УВ от керогена и создать закрепленные трещины в низкопроницаемых породах.

Наиболее перспективным и мало затратным он видится для разрезов с максимальной степенью катагенетической зрелости, где задачей метода является преодоление сорбционных сил и создание трещиноватости для миграции УВ в коллектор.

Для разрезов градации категенеза ОВ МК1-2 данный способ воздействия должен быть направлен как на пиролиз керогена с целью преобразования твёрдого ОВ в жидкую форму, так и на преодоление сорбционных сил, создание трещин для миграции УВ.

Для разрезов стадии зрелости ПК3, вероятно, потребуются слишком большие затраты энергии и значительно более длительное время для прогрева пород с целью

пластового пиролиза керогена и десорбции жидких УВ. Однако, в случае отработки способа теплового воздействия на баженовскую свиту на площадях с высокой градацией катагенетической зрелости ОВ и промышленным внедрением данной технологии, перенос ее и на периферийные участки баженовской свиты, возможно, будет оправдан.

Таким образом, для разных районов Западной Сибири, в зависимости от наличия коллекторов, степени катагенетической зрелости ОВ и глинистости разреза, а также качества покрышек, наиболее перспективные технологии разработки как коллекторов, так и низкопроницаемых нефтематеринских пород, различны (табл.5.1).

Таблица 5.1. Сводная характеристика типов разреза баженовского горизонта и степень перспективности различных технологий его разработки

<table>
<tr><th></th><th>Литотипы класса низкопроницаемых пород; строение разреза</th><th>Литотипы пород-потенциальных коллекторов</th><th>Градация катагенеза ОВ</th><th>Характеристика покрышек</th><th>Разработка с помощью технологии ГРП</th><th>Разработка с помощью тепловых методов</th></tr>
<tr><td>Салымский мегавал</td><td>Наличие всех групп литотипов низкопроницаемых пород; 6 циклов осадконакопления увеличенной толщины</td><td>Мощные прослои радиоляритов, вторичных известняков</td><td>МК3-4</td><td>Надежные покрышки</td><td rowspan="3">Перспективна</td><td>Перспективна</td></tr>
<tr><td>Красноленинский свод</td><td rowspan="3">Наличие всех групп литотипов низкопроницаемых пород; 6 циклов осадконакопления (размывы локальны)</td><td>Радиоляриты, вторичные доломиты; фосфориты с высокими ФЕС</td><td>МК2-3</td><td>Надежные покрышки, локальные размывы подстилающих глин</td><td rowspan="2">Средняя перспективность</td></tr>
<tr><td>Фроловская мегавпадина</td><td>Радиоляриты и вторичные доломиты</td><td>МК1-3</td><td>Надежные покрышки</td></tr>
<tr><td>Сургутский свод</td><td rowspan="3">Тонкие радиоляриты со средними ФЕС, известняки по радиоляритам</td><td>МК1-2</td><td rowspan="3">Не компетентные</td><td rowspan="2">Средняя перспективность</td><td rowspan="2">Низкая перспективность</td></tr>
<tr><td>Нижневартовский свод</td><td>Отсутствие группы литотипов высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых пород; верхние 1-2 цикла осадконакопления отсутствуют</td><td>МК1</td></tr>
<tr><td>Нюрольская мегавпадина</td><td rowspan="2">Доминируют глинистые группы литотипов низкопроницаемых пород; 6 циклов осадконакопления</td><td>Известняки по радиоляритам с низкими ФЕС</td><td>ПК3</td></tr>
<tr><td>Переферийные территории ЗС НГБ</td><td>Глинизированы</td><td>Низкая зрелость</td><td>Разные</td><td colspan="2">Не целесообразно</td></tr>
</table>

* ГС с МГРП – горизонтальные скважины с многосекционным гидроразрывом пласта

** ТГВ – термогазовое воздействие

Выводы по главе 5

Рассмотрены типовые разрезы баженовского горизонта разных районов Западной Сибири, показана прослеживаемость шести циклов осадконакопления практически во всех районах, за исключением областей размыва отложений. Описаны сходства строения разрезов, а также их различия в разных районах, соответствующих основным тектоническим элементам Западной Сибири.

Уточнены факторы нефтепродуктивности баженовского горизонта с опорой на литогенетическую классификацию его пород, которые дополняют более глобальные факторы, описанные многими предыдущими исследователями (высокое содержание ОВ, достаточная степень катагенетической зрелости ОВ).

Важным фактором продуктивности горизонта является относительно невысокая степень глинистости его отложений. Коллекторы с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами формируются в литотипах вторичных доломитов по радиоляритам и радиоляритам, которые развиты на Красноленинском, Салымском сводах, во Фроловской мегавпадине, где основным фактором продуктивности баженовского горизонта является его изоляция надежными покрышками. В районе Сургутского свода коллекторы обладают более низкими ФЕС, расположены близко к коллекторам георгиевской и васюганской свиты, ачимовской толщи (отсутствуют надежные покрышки). Аналогичное строение имеют разрезы Нижневартовского свода, за исключением размыва верхней части разреза с соответствующим сокращением толщины свиты. По периферии Западной Сибири отложения баженовского горизонта в значительной степени обогащаются глинистой и алевритовой терригенной примесью, что ставит под сомнение наличие в таких областях промышленной продуктивности горизонта.

Разработка естественных коллекторов баженовского горизонта ведется на естественном режиме истощения с помощью наклонно-направленных и горизонтальных скважин с МГРП, последние позволяют дренировать значительные площади и нивелировать влияние на добычу локальной изменчивости ФЕС коллекторов, которую крайне сложно прогнозировать. Технология МГРП не может быть применена для разработки баженовского горизонта на Сургутском и Нижневартовском своде из-за небольшого расстояния по вертикали (первые метры) между коллекторами баженовской и георгиевской свит, ачимовской толщи, что, возможно, приведет к прорыву трещин ГРП в подстилающие и вышележащие отложения.

Поскольку низкопроницаемые нефтематеринские породы с помощью технологии ГРП не вовлекаются в разработку (нет надежных доказательств), то для решения данной

задачи необходимо применять другие методы воздействия на породы. Тепловые методы выглядят наиболее привлекательными.

Тепловые методы могут иметь наибольший потенциал на месторождениях с высокой стадией катагенетической зрелости ОВ – $МК_{3-4}$, поскольку тепловое воздействие будет способствовать десорбции уже сгенерированных в природных условиях УВ от керогена и при создании закрепленных трещин, миграции УВ в коллектор. Также, высоким потенциалом данная технология обладает на месторождениях со степенью катагенетической зрелости пород градации МК1-2. Для месторождений Сургутского свода это наиболее перспективный способ разработки баженовской свиты, поскольку даже технология МГРП там малоприменима. Для месторождений со стадией катагенеза ОВ ПК3 тепловое воздействие может быть перспективным, но требует огромных энергетических и временных затрат, по сравнению с описанными выше районами.

Таким образом, установлены необходимые литологические факторы, определяющие продуктивность баженовского горизонта, – наличие групп литотипов с пониженным содержанием глинистой составляющей класса низкопроницаемых нефтематеринских пород; присутствие в разрезе следующих литотипов класса потенциальных коллекторов: радиоляритов, вторичных доломитов по радиоляритам и высокоемких фосфоритов.

Выявление данных факторов в ключевых типах разреза баженовского горизонта позволило обосновать перспективность разработки с помощью технологии ГРП и тепловых методов данных отложений в районах Салымского мегавала, Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины.

Заключение

В работе детально рассмотрены особенности литогенеза отложений баженовской свиты на примере разрезов Фроловской мегавпадины, Красноленинского, Сургутского, Нижневартовского сводов Западной Сибири.

С опорой на классические принципы проведения литологических исследований (В.Т. Фролов, 1995) для баженовской свиты разработана универсальная литогенетическая классификация отложений с тремя степенями детальности: (1) литотипы, выделяемые только по шлифам; (2) группы литотипов, выделяемые по шлифам и каротажным кривым и (3) классы пород, различающиеся способностью отдавать нефть в скважину в процессе разработки. Таким образом, предложенная классификация является практически ориентированной – инструментом учета результатов литологических исследований керна (микроуровень литотипов) при интерпретации каротажа (макроуровень групп литотипов) и построении цифровых трехмерных геологических моделей (макроуровень классов пород).

Разработана и опробована на ряде месторождений методология создания цифровых трехмерных геологических моделей баженовской свиты, позволяющих оценить запасы нефти и ресурсы УВ, с опорой на литогенетическую классификацию пород. Бурение 18-ти новых скважин с протяженным горизонтальным окончанием на Средне-Назымском месторождении подтвердило высокую прогнозную способность построенной по предлагаемому алгоритму трехмерной геологической модели.

Технически неизвлекаемые ресурсы УВ баженовской свиты кратно превышают ее геологические запасы нефти и могут стать объектом стратегического значения при появлении технологий вовлечения в разработку класса низкопроницаемых нефтематеринских пород – неколлекторов.

Основы изучения техногенного воздействия в приповерхностных условиях при эксплуатации рудных месторождений (техногенез), заложенные академиком А.Е. Ферсманом (1934 г), развиваются в геоморфологии и инженерной геологии. В связи с актуальностью задач повышения эффективности технологий добычи нефти предложен новый термин – техноморфизм – стадия преобразований пород в пластовых условиях в ходе техногенного воздействия на них (значимые изменения свойств пород в реальном времени за счет агрессивного воздействия).

Обозначены теоретические основы анализа техноморфизма, направленного на увеличение нефтеотдачи пластов (включая вовлечение в разработку ранее не вовлекаемых ресурсов УВ), ускорение развития новых технологий разработки и минимизацию

негативного воздействия на окружающую среду путем прогноза изменений свойств породы при определенном техногенном воздействии на нее.

В работе приведены примеры анализа техноморфизма при воздействии методами ГРП и закачки воздуха в отложения баженовской свиты с опорой на литогенетическую классификацию пород, что позволило ответить на важные вопросы об условиях вовлечения в разработку пород разных классов.

На основе анализа опорных скважин рассмотрены типовые разрезы баженовского горизонта разных районов Западной Сибири, которые соответствуют основным тектоническим элементам региона. В зависимости от литологии пород потенциальных коллекторов, глинистости разреза, а также степени катагенетической зрелости ОВ и качества покрышек, проведен анализ возможной эффективности разработки отложений баженовской свиты с помощью технологии ГРП и термических методов.

Таким образом, разработанная литогенетическая классификация пород отражает иерархическое литологическое строение отложений баженовской свиты, с практической точки зрения способствует повышению достоверности моделирования геологического строения и эффективности разработки свиты, оценке экологических последствий техногенного воздействия на породы.

Представленные в работе результаты должны способствовать продвижению в области методологии исследований, трехмерного моделирования, оценки запасов и ресурсов нефти, оптимизации технологий промышленного извлечения нефти из отложений баженовской свиты и могут быть использованы для анализа нефтематеринских формаций других регионов.

Научные статьи, опубликованные автором в журналах Scopus, WoS, RSCI, в изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 25.00.06, по теме диссертации

1. Алексеев А.Д., **Немова В.Д**., Колосков В.Н., Гаврилов С.С. Литологические особенности строения нижнетутлеймской подсвиты Фроловской НГО в связи с особенностями ее нефтеносности // Геология нефти и газа. – №2. – 2009. – С.27–33.
2. Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С., Покровский Б.Г. Стадийность и направленность вторичных преобразований пород-коллекторов нижнетутлеймской подсвиты на западе Широтного Приобья // Геология нефти и газа. – №6. – 2010. – С.22–28. – ИФ РИНЦ – 0.294.
3. Немова В.Д., Колосков В.Н., Покровский Б.Г. Процессы формирования карбонатизированных коллекторов в глинисто-кремнистых отложениях баженовского горизонта на западе Широтного Приобья // Разведка и охрана недр. – №12. – 2011. – С.26–31. – ИФ РИНЦ – 0.194.
4. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. – СПб.: ВНИГРИ. – 2012. – Т.7. – №2. – С. 1-14. – ИФ РИНЦ – 0.212.
5. Немова В.Д., Асташкин Д.А., Гаврилов С.С. Методические наработки в области комплексных литолого-петрофизических исследований керна отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. – № 2. – 2013. – С. 38–46. – ИФ РИНЦ – 0.669.
6. Немова В.Д., Бордюг М.А., Ревяко А.В. Сейсмогеологическое моделирование изменений свойств отложений баженовской свиты в межскважинном пространстве // Технологии сейсморазведки. – №2. – 2013. – С.72–79. – ИФ РИНЦ – 0.289.
7. Немова В.Д., Атяшева Е.П., Панченко И.В., Бедретдинов Р.Ю. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтеносности отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. – № 6. – 2014. – С.34–45. – ИФ РИНЦ – 0.852.
8. Панченко И.В., **Немова В.Д**., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // Геология нефти и газа. – № 6. – 2016. – С.22–34. – ИФ РИНЦ – 0.624.
9. Скворцов М.Б., **Немова В.Д.,** Кирсанов А.М., Можегова С.В. Возможность выделения нефтенасыщенных толщин в отложениях баженовской свиты на основе

комплексной интерпретации ГИС и геохимии (на примере Салымского месторождения) // Геофизика. – 2017. – №6. – С.44–50. – ИФ РИНЦ – 0.488.

10. Немова В.Д., Панченко И.В., Ильин В.С., Смирнова М.Е. Обзор результатов разработки баженовской свиты в связи с ее геологическим строением и пластовыми условиями (на примере Средне-Назымского и Салымского месторождений) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовый месторождений. – №1. – 2017. – С. 38–44. – ИФ РИНЦ – 0.348.

11. Скворцов М.Б., **Немова В.Д.,** И.В. Панченко, Кирсанов А.М. О критериях нефтеносности отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. – № 1. – 2018. – С.109–114. – ИФ РИНЦ – 0.915.

12. Скворцов М.Б., **Немова В.Д.,** М.В. Дахнова, Е.А. Копилевич, Г.В. Кузнецов, Н.Д. Сурова, А.М. Кирсанов, С.В. Можегова Методические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты // Геофизика. – 2018. – №3. – С.91–100. – ИФ РИНЦ – 0.456.

13. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №8. – С.13–17. – ИФ РИНЦ – 0.724.

14. Скворцов М.Б., **Немова В.Д.,** Дахнова М.В., Копилевич Е.А., Кузнецов Г.В., Сурова Н.Д., Кирсанов А.М., Можегова С.В. Новые методические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2019. – т.60. – №2. – С.217–229. – ИФ РИНЦ – 0.0762.

15. Немова В.Д., Усачев Г.А. Опыт и анализ результатов бурения скважин с протяженными горизонтальными стволами в верхнеюрских отложениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №8. – С.36–39. – ИФ РИНЦ – 0.724.

16. Бондаренко Т.М., Метт Д.А., **Немова В.Д.,** Усачёв Г.А., Черемисин А.Н., Попов Е.Ю. Лабораторные исследования закачки воздуха в керогенсодержащие породы. Часть 1: отработка методов управления фронтом горения // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №6. – С. 28-32. – ИФ РИНЦ – 0.724.

17. Бондаренко Т.М., Метт Д.А., **Немова В.Д.,** Усачёв Г.А., Черемисин А.Н., Спасенных М.Ю. Лабораторные исследования закачки воздуха в керогенсодержащие породы. Часть 2: оценка результатов преобразования исходного органического вещества // Нефтяное хозяйство. – 2020.– №10.–С.59-61. – ИФ РИНЦ – 0.724.

18. Немова В.Д. Анализ техноморфизма на примере термического воздействия на верхнеюрские отложения Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 22-27. – ИФ РИНЦ – 0.724.

Научные статьи, опубликованные в журналах, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России

1. Немова В.Д., Панченко И.В. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т.12. – №1. – С. 1–24. – ИФ РИНЦ – 0.316.
2. Немова В.Д., И.В. Панченко Факторы продуктивности баженовского горизонта во Фроловской мегавпадине // «Нефтегазовая геология. Теория и практика». – 2017. – Т.12. – №4. – С. 1–16. – ИФ РИНЦ – 0.316.
3. Немова В.Д., Матюхина Т.А. Зависимость содержания и состава органического вещества от литологических типов пород баженовской свиты // Экспозиция нефть газ. – № 4 (64). – 2018. – С. 23 – 26. – ИФ РИНЦ – 0.268.
4. Немова В.Д. Ключевые аспекты эффективности технологии извлечения сорбированных углеводородов нефтематеринских пород // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т.15. – №1. – С. 1–11. – ИФ РИНЦ – 0.268.
5. Немова В.Д., Погодаева А.М., Ким О.О., Матюхина Т.А. Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных интервалов позднеюрско-раннемеловых отложений Средне-Назымского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т.15. – №2. – С. 1-16. – ИФ РИНЦ – 0.268.

Патенты на изобретение

1. Патент № 2702491 авт. Панченко И.В., Куликов П.Ю., Гусев И.М., **Немова В.Д.,** Усачев Г.А. «Способ геонавигации горизонтального ствола скважины в черносланцевых нефтеносных формациях». Дата публикации 21.12.2018.
2. Патент № 2728000 авт. **Немова В.Д.** «Способ проводки горизонтального ствола скважины в целевом интервале осадочных пород на основании элементного анализа шлама». Дата публикации 10.10.2019.

Список публикаций автора вне списка ВАК

1. **Немова В.Д.** Литологический состав и строение нижнетутлеймской подсвиты в свете перспектив ее нефтеносности / Тезисы докладов конференции ЕАГЕ «Геоперспектива-2009». – М. – 2009 г. – С. 73-74.
2. **Немова В.Д.** Генезис первичных пород потенциальных коллекторов нижнетутлеймской подсвиты на западе Широтного Приобья / Тезисы докладов конференции «Ломоносов-2010». – М.: МАКС Пресс. – 2010 г.

3. **Немова В.Д.,** Колосков В.Н. Особенности строения нижнетутлеймской подсвиты на западе Широтного Приобья в свете перспектив ее промышленного освоения / Тезисы конференции ЕАГЕ «Геомодель-2010». – Геленджик. – 2010 г.

4. Немова В.Д. Строение и генезис коллекторов баженовского горизонта на западе Широтного Приобья в свете перспектив промышленного освоения запасов нефти. : Дис. к-та геол.-минерал. наук: 25.00.06 и 25.00.12. – Москва. – 2012. – 180 с.

5. **Немова В.Д.** Строение отложений баженовской свиты: закономерности и изменчивость / Нефть и газ Евразии. Электрон. журнал. - М.: 2012. - Т.7. - №12/1. – С.54-57. - http://www.oilandgaseurasia.com/digital/2013-01.html.

6. **Немова В.Д.,** Дахнова М.В., Гаврилов С.С. Литолого-геохимические исследования отложений баженовской свиты в свете проблематики ее разработки / Тезисы конференции ЕАГЕ «Тюмень-2013». – Тюмень. – 2013.

7. Ревяко А.В., Бордюг М.А., **Немова В.Д.** Сейсмическое моделирование изменений свойств отложений баженовской свиты, основанное на результатах исследований керна / Тезисы конференции «Калининград-2013». – Калининград. – 2013. – С.47-51.

8. **В.Д. Немова,** И.В. Панченко Создание качественных геологических моделей строения баженовской свиты на основе изучения керна с привлечением данных сейсморазведки / Тезисы конференции «Санкт-Петербург-2014». – Санкт-Петербург. – 2014.

9. Немова В.Д., Гаврилов С.С. Исследования керна отложений баженовского горизонта, как основа для интерпретации данных сейсморазведки // Сборник статей «Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014». М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель». – 2014. – С.212-230. – ISBN 978-94-6282-030-2.

10. **Немова В.Д.,** Бедретдинов Р.Ю., Кирсанов А.М. Интерпретация данных ГИС В интервале баженовской свите в условиях ограниченного комплекса ГИС на территории Средне-Назымского месторождения / «Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015». М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель». – 2015 г. – С.174-159. – ISBN 978-94-6282-173-6.

11. **Немова В.Д.** Типы ресурсов УВ в отложениях баженовской свиты и основные проблемы при их изучении / Тезисы научно-практического семинара EAGE/SPE «Проблемы освоения ресурсов и запасов сланцевой нефти». – Москва. – 2015.

12. Ким О.О., **Немова В.Д.,** Панченко И.В. Особенности создания 3Д геологической модели отложений баженовской свиты на примере Средне-Назымского месторождения // Тезисы научно-практического семинара EAGE/SPE «Проблемы освоения ресурсов и запасов сланцевой нефти». – Москва. – 2015.

13. Панченко И.В., **Немова В.Д.** Обоснование границ абалакско-баженовского комплекса на основании исследований новых керновых данных / «Геомодель – 2015». Россия. – Геленджик. – 2015 г. http://www.earthdoc.org/ publication/publicationdetails/?publication=82484.

14. Кирсанов А.М., Бедретдинов Р.Ю., **Немова В.Д.,** Панченко И.В. Интерпретация данных ГИС в интервале отложений баженовской свиты в условиях ограниченного комплекса ГИС (на примере Средне-Назымского месторождения) / Тезисы докладов конференции «Геомодель-2015». – Геленджик. – 2015 г.

15. **Немова В.Д.** Особенности постседиментационных преобразований радиоляритов баженовской свиты / Эволюция осадочных процессов в истории Земли: материалы 8-го Всероссийского литологического совещания (Москва, 27-30 октября 2015 г). – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина – 2015. – Том II. – 247 с.

16. Щепетова Е.В., Панченко И.В., Барабошкин Е.Ю., **Немова В.Д.,** Смирнова М.Е., Зуйкова М.В. «Рыбные» темпеститы в углеродистых отложениях баженовского горизонта и палеобатиметрия баженовского моря Западной Сибири / Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. VI Всероссийское совещание: научные материалы / Махачкала: АЛЕФ. – 2015. – 340 с.

17. Барабошкин Е.Ю., Панченко И.В., **Немова В.Д.,** Щепетова Е.В., Смирнова М.Е., Зуйкова М.В. К ихнологии абалакской и баженовской свит (Западная Сибирь) / Эволюция осадочных процессов в истории Земли: материалы 8-го Всероссийского литологического совещания (Москва, 27-30 октября 2015 г). – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015 – Том I. – 60 с.

18. Щепетова Е.В., Панченко И.В., Барабошкин Е.Ю., **Немова В.Д.,** Смирнова М.Е., Зуйкова М.В. Штормогенные отложения в баженовской свите Фроловской мегавпадины (Западная Сибирь) / Эволюция осадочных процессов в истории Земли: материалы 8-го Всероссийского литологического совещания (Москва, 27-30 октября 2015 г). – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015 – Том II. – 312 с.

19. Панченко И.В., **Немова В.Д.** Детализация строения разреза баженовского горизонта путем выделения литолого-палеонтологических маркеров / XVIII научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». – 2015. – Том 1. – С.87-92.

20. **Немова В.Д.,** Панченко И.В., Смирнова М.Е., Кирсанов А.М. Обобщение результатов керновых исследований отложений баженовской свиты в центральной части Западной Сибири / 7-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка EAGE «Санкт-Петербург 2016. Через интеграцию геонаук – к постижению гармонии

недр». 11-14 апреля 2016 г. – Санкт-Петербург, Россия. http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=84190.

21. Смирнова М.Е., **Немова В.Д.,** Панченко И.В. Детальное строение абалакской свиты и закономерности распределения в ней коллекторов / 7-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка EAGE «Санкт-Петербург 2016. Через интеграцию геонаук – к постижению гармонии недр». 11-14 апреля 2016 г. – Санкт-Петербург, Россия. http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=84193.

22. Shchepetova E. V., Panchenko I. V., Baraboshkin E. Yu, **Nemova V. D.,** Smirnova M. E., Zuykova M.V. Fish-debris tempestites within volgian-ryazanian radiolarian lithofacies of Western Siberia. In XIIth Jurassica, IGCP 632 and ICS Berriasian workshop. Earth Science Institute, Slovak Academy of Sciences. – Bratislava. – 2016.

23. Скворцов М.Б., Дахнова М.В., **Немова В.Д.,** Кирсанов А.М. Нетрадиционный подход к нетрадиционным коллекторам / Тезисы докладов конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа». – Москва. – 2017 г.

24. **Немова В.Д.,** Панченко И.В. Типы разреза баженовского горизонта центральной части ХМАО в свете их нефтеносности и разработки / Тезисы 2-го научно-практического семинара EAGE/SPE «Наука о сланцах». – Москва. – 2017.

25. Панченко И.В., **Немова В.Д.** Унифицированная схема стратификации баженовского горизонта: расчленение и корреляция в разных структурно-фациальных и тектонических областях / Тезисы 2-го научно-практического семинара EAGE/SPE «Наука о сланцах». – Москва. – 2017.

26. Смирнова М.Е., **Немова В.Д.,** Панченко И.В. Стратификация абалакской свиты, положение в разрезе и генезис ее карбонатных образований в связи с их нефтеносностью / Тезисы 2-го научно-практического семинара EAGE/SPE «Наука о сланцах». – Москва. – 2017.

27. Скворцов М.Б., Дахнова М.В., Копилевич Е.А., **Немова В.Д.,** Сурова Н.Д., Кирсанов А.М., Можегова С.В. Методологические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты / Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения – 2017». – Новосибирск. – 2017.

28. Скворцов М.Б., Дахнова М.В., Копилевич Е.А., **Немова В.Д.,** Сурова Н.Д., Кирсанов А.М., Можегова С.В. Методологические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты (Submission ID 44132) / 8-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка EAGE «Санкт-Петербург 2018». – 2018.

29. Немова В.Д. Литология, как основа изучения сложнопостроенных коллекторов верхнеюрских отложений // Тезисы 3-го научно-практического семинара EAGE/SPE «Наука о сланцах». – Москва. – 2019.

30. **Немова В.Д.** Решение задач нефтяной геологии с помощью литологических методов / Тезисы научных чтений «Экзолит». – Москва. – 2019.

31. **Немова В.Д.** Опыт геонавигации при бурении скважин с горизонтальным окончанием в верхнеюрских отложениях Западной Сибири / Тезисы научно-практического семинара EAGE/ SPE «Горизонтальные скважины». – Калининград. – 2019.

32. **Немова В.Д.** Строение и состав пород баженовской свиты в свете ее нефтеносности в центральной части Широтного Приобья Западной Сибири / Тезисы IX Всероссийского литологического совещания «Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей». – г. Казань. – 2019.

33. **Немова В.Д**. Литогенез и техногенез на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири / Сборник научных материалов «Экзолит». Москва. МОИП. – 2020. – С.163-165.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Карпов В.Б., Кокорев В.И., Нургалиев В.Г., Палий А.П., Боксерман А.А., Клинчев В.А., Фомкин А.В. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты. Часть 1. // Нефтяное хозяйство. Научно-технический и производственный журнал. – № 12. – 2013 г. – С. 100-105.
2. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Карпов В.Б., Кокорев В.И., Нургалиев В.Г., Палий А.П., Боксерман А.А., Клинчев В.А., Фомкин А.В. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты. Часть 2. // Нефтяное хозяйство. Научно-технический и производственный журнал. – № 1. – 2014 г. – С. 50-53.
3. Алексеев А.Д., Давыдов А.В., Касьяненко А.А., Олюнин А.В. К вопросу выделения эффективных толщин в баженовской свите согласно положениям нового Временного методического руководства ГКЗ, вступившего в силу 01.01.2018 // Недропользование XXI век. – № 3 (79). – С. 40-59.
4. Алексеев А.А., Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С. Литологические особенности строения нижнетутлеймской подсвиты Фроловской нефтегазоносной области в связи с особенностями ее нефтеносности // Геология нефти и газа, 2009, №2. – С. 27-33.
5. Алексеев А.Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широтного Приобья: Дис. к-та геол.-минерал. наук: 25.00.12. – Москва. – 2009. – 185 с.
6. Алексеев А.Д., Жуков В.В., Стрижнев К.В., Черевко С.А. Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте» // Записки Горного института. – Т. 228. – 2017. – С. 695-704.
7. Аллахвердиева Р.Г., Борисов Ю.П., Гордеев Ю.М. Вытеснение нефти повышенной вязкости водогазовой смесью // Нефтяная промышленность. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1979. – № 3. – С. 18-19.
8. Аммосов И.И., Горшков В.И. Катагенез пород и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. Докл. АН СССР. – 1966. Вып. 171. – №I. – С. 159-162.
9. Амон Э.О., Вишневская В.С. Ассоциации радиолярий поздней юры – раннего мела Сибири и их палеобиогеографические связи // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Издательство Казанского университета. – 2019. – С. 13-14.
10. Антониади Д.Г, Бичкевский А.Д, Завертайло М.М., Ишханов В.Г. Состояние и проблемы внедрения термических методов повышения нефтеотдачи пластов // Тр. НПО

Союзтермнефть. Теория и практика разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М.: изд. ВНИИОЭНГ. – 1985. – С. 3-7.

11. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г Реализация термических методов добычи нефти в России и за рубежом // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 1-2. – С. 33-36.

12. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами. – М.: Недра. – 1998.

13. Антонов С.В., Полищук А.М., Боксерман А.А. Развитие термогазового метода повышения нефтеотдачи. Кинетические закономерности автоокисления керогена и нефти // В сб. «Теория и практика применения методов повышения нефтеотдачи пластов». Материалы 2-го Международного симпозиума. – 2009. – Т. 1. – С. 183.

14. Аржанов Ф.Г., Ишханов В.Г. Роль и место термических методов в проблеме увеличения нефтеотдачи пластов // Состояние и пути усовершенствования технологических процессов и технических средств термического воздействия на пласт. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1990. – С. 3-10.

15. Асвадуров К. баженовская свита: милостей от природы не будет // Нефтесервис. – 2011. – №3. – С.46-50.

16. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Т. III. Триасовый, юрский и меловой периоды / Ред. А.П. Виноградов. М., Всесоюзный аэрогеологический трест Министерства геологии СССР. – 1968. – 71 с.

17. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины м-ба 1:5000000 / Ред. И.И. Нестеров. Тюмень, ЗапСибНИГНИ. – 1976. – 24 с. (Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 93).

18. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» // Государственное предприятие Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». – Ханты-Мансийск: изд-во: «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.

19. Афанасьева М.С., Амон Э.О., Болтовской Д. Экология и биогеография радиолярий: новый взгляд на проблему. Часть 1.Экология и тафономия // Литосфера. – 2005. – №3. – С. 31-56.

20. Баженова О.К. Аутигенная нефтеносность кремнистых толщ. Дисс. на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Москва. – 1991.

21. Баженова О.К., Бурлин Ю.К. Роль исходного органического вещества в формировании нефтематеринского потенциала кремнистых образований // Органическое вещество современных и ископаемых осадков М.: Наука. – 1985. – С. 31-38.

22. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. – М.: Изд-во МГУ. – 2000. – 384 с.

23. Байбаков Н.К., Брагин В.А., Гарушев А.Р., Толстой И.В. Термоинтенсификация добычи нефти. – М: Недра. – 1971.

24. Балушкина Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов: Дис. к-та геол.-минерал. наук: 25.00.12. – Москва. 2011. – 187 с.

25. Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Хамидуллин Р.А., Корост Д.В Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их пустотного пространства // Вестник Московского университета. – Серия 4. Геология. – №2 – 2014 – С.35-43.

26. Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. Закономерности строения Баженовского горизонта и верхов Абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти. Геология нефти и газа. – 2013. – №3. – С. 48-61.

27. Барышников А.В., Кофанов О.А., Тарасов С.Л., Глухманчук Е.Д. и др. Перспективы вовлечения в разработку залежей в трещиновато-кавернозных коллекторах баженовско-абалакского комплекса на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос» // Нефтяное хозяйство. – № 12. – 2010 г. – С. 27-29.

28. Белецкая С.Н., Баженова Т.К., Климова Л.И. Геохимия процессов эмиграции углеводородов в баженовской свите верхней юры Западной Сибири // Разведка и охрана недр. – 2010 – №4 – С. 54-58.

29. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелин Н.Д. Строение и нефтеносность баженовского резервуара // Литология и полезные ископаемые. – 1985. – №2. – С.108-123.

30. Беляев С.Ю., Букреева Г.Ф., Деев Е.В., Зиновьев С.В., Красавчиков В.О., Лапин П.С., Леус В.А., Новикова С.Н. Новые структурные и морфоструктурные карты осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М. – 1998. – С. 24-27.

31. Богатов В.Н. Подходы к экологии – Новосибирск. – 1993.

32. Боксерман А.А., Сафиуллин Р.Х., Кузьмина М.В. Разработка нефтяных месторождений с помощью внутрипластового горения. – ВИНИТИ: вып. Горное дело «Разработка нефтяных и газовых месторождений» . – 1969 г. – С. 106-161.

33. Боксерман А.А. Результаты и перспективы применения тепловых методов воздействия на пласт // В кн. Тепловые методы воздействия на пласт. ВНИИОЭНГ. Москва. – 1971. – С. 10-16.

34. Боксерман А.А. Методы повышения нефтеотдачи путем сочетания заводнения с циклическим и тепловым воздействием на пласты. – Дисс. на соискание ученой степени доктора техн. наук. – Москва – 1973.

35. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Термогазовый метод повышения нефтеотдачи месторождений легкой нефти. // Сб. научн. тр. ВНИИнефть. – 2003. – Вып. 129. Теория и практика разработки нефтяных месторождений. – С. 14–21.

36. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи. Повышение нефтеотдачи пластов // Интервал. – 2008. – № 7 (114).

37. Боксерман А.А., Кокорев В.И., Плынин В.В., Ушакова А.С. Современное состояние и перспективы применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи на месторождениях баженовской свиты // II Международная Конференция «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». – Москва. – 2010.

38. Боксерман А.А., Савельев В.А., Джафаров И.С., Соломатин А.Г., Миронов Д.Т. Термогазовое воздействие – инновационная технология разработки месторождений Сибири // Докл. на Международной конференции Энеркон-2010. – Москва – 2010.

39. Боксерман А.А., Власов В.Н., Ушакова А.С., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Промысловые исследования внутрипластовых окислительных процессов при термогазовом воздействии на породы баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – №4. – 2011. – С. 2-6; №5. – 2011. – С. 78-82.

40. Боксерман А.А., Власов В.Н., Плынин В.В., Ушакова А.С., Фомкин А.В. Первичная оценка влияния водовоздушного отношения на эффективность разработки баженовской свиты термогазовым методом // Нефтепромысловое дело. – №2. – 2011.

41. Бондаренко В.В. Методы определения кинетических параметров низкотемпературного окисления нефтей в процессах внутрипластового горения. – Дисс. на соискание ученой степени канд. техн. наук. М.: МИНХиГП им. И.М. Губкина. – 1982. – 129 с.

42. Бондаренко Т.М., Попов Е.Ю., Черемисин А.Н., Козлова Е.В., Карпов И.А., Морозов Н.В. Лабораторное моделирование процесса закачки воздуха высокого давления на месторождениях баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – № 3. – 2017. – С. 34-39.

43. Бондаренко Т.М., Метт Д.А., Немова В.Д., Усачёв Г.А., Черемисин А.Н., Попов Е.Ю. Лабораторные исследования закачки воздуха в керогенсодержащие породы. Часть 1: отработка методов управления фронтом горения // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №6. – С. 28-32. – ИФ РИНЦ – 0.724.

44. Бондаренко Т.М., Метт Д.А., Немова В.Д., Усачёв Г.А., Черемисин А.Н., Спасенных М.Ю. Лабораторные исследования закачки воздуха в керогенсодержащие породы. Часть 2: оценка результатов преобразования исходного органического вещества // Нефтяное хозяйство. – 2020.– №10.–С.59-61. – ИФ РИНЦ – 0.724.

45. Борткевич С.В., Савицкий Н.В., Рассохин С.Г., Сафиуллина Е.У. Методика проведения фильтрационных экспериментов для изучения мелкодисперсной водогазовой смеси // Нефтепромысловое дело. – 2004. – №2. – С. 22-26.

46. Боркун Ф.Я. Выделение и изучение заглинизированных коллекторов центральных районов Западно-Сибирской низменности по данным электрометрических исследований в скважинах. Дис. к-та геол.-минерал. наук: 25.00.12. – Томск. 1971. – 18 с.

47. Бочкарев А.В., Буденный С.А., Никитин Р.Н., Д.А. Митрушкин, А.А. Ерофеев, В.В. Жуков Создание оптимального дизайна многостадийного гидроразрыва пласта с учетом особенностей залежей баженовской свиты // Нефтяное хозяйство – 2017. – №3. – с. 50-54.

48. Бочкарев В.С. Палеобатиметрические условия формирования ачимовской толщи Западной Сибири // Геология, геофизика и разведка нефтяных месторождений. – 1999. – №5. – С. 23-27.

49. Брадучан Ю.В., Лебедев А.И. Дополнение к стратиграфии битуминозных отложений Западной Сибири // Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1979. – Вып. 148. – С. 3-5.

50. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г, Захаров В.А. Баженовский горизонт западной Сибири. – Новосибирск. – Наука. – 1986.

51. Брадучан Ю.В., Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Булынникова С.П., Климова И.Г., Месежников М.С., Вячкилева Н.П., Козлова Г.Э., Лебедев А.И., Нальняева Т.И., Турбина А.С. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск. Наука. – 1986. – 217 с.

52. Булынникова С.П. Фораминиферы нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской равнины. М. – «Недра» . – 1973. – 128 с.

53. Булынникова С.П., Гольберт А.В., Климова И.Г., Конторович А.Э., Полякова И.Д., Решетникова М.А., Турбина А.С. Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты / Под ред. А.В. Гольберта, А.Э. Конторовича. М., Недра. – 1978. – 87 с. (Тр. СНИИГГиМСа, вып. 248.)

54. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М. – Недра. – 1988.

55. Бурлин Ю.К., Плюснина И.И. Фазовые переходы кремнезема в нефтеносных толщах // Вестник Московского университета. – № 3, Сер. 4, Геология. – 2008. – С. 24-31.

56. Буторин О.И., Пияков Г.Н. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласты // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 8-10. – С. 54-59.

57. Буш В.А., Кирюхин Л.Г. Палеозойско-триасовые нефтегазоносные бассейны молодых плит Евразии. – Москва: Недра. – 1976.

58. Важенина О.А. Особенности осадконакопления и литологические типы пород баженовской свиты на территории широтного Приобья (Западная Сибирь) // Вестн. Томского гос. ун-та. – № 335. – 2010. – С. 161-163.

59. Ван А.В. Вулканокластический материал в осадочых горных породах / Новосибирск: Наука; Сиб.отд-ние, 1985. – 128 с.

60. Васильев А.Л., Пичкур Е.Б., Михуткин А.А,, Спасенных М.Ю., Богданович Н.Н., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А. Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты / Нефтяное хозяйство. Научно-технический и производственный журнал. – № 10. – 2015.

61. Васильев В.И., Гибадуллин Н.З., Леви В.Б. и др. Исследование эффективности утилизации нефтяного газа закачкой в продуктивные пласты // Нефтяное хозяйство. – 2004 г. – № 4. – С. 76-78.

62. Вассоевич Н.Б. Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков. М. – 1973. – С. 11-60.

63. Вафин Р.Ф., Зарипов М.С. и др. Водогазовое воздействие – перспективный метод увеличения нефтеотдачи месторождений с карбонатными коллекторами // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 1. – С. 38-42.

64. Ващуркин А.И., Свищев М.Ф., Ефремов Е.П. и др. Использование газоводяных смесей для повышения нефтеотдачи пластов // Состояние и перспективы применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – С. 40-47.

65. Ващуркин А.И., Ложкин Г.В., Радюкин А.Е. Экспериментальные исследования водогазового воздействия на пласт БС10 Федоровского месторождения // Тр. СибНИИНП. – 1978. – Вып.12. – С. 143-151.

66. Векшина В.Н. Кокколитофориды марьяновской формации Западно-Сибирской плиты. Материалы по палеонтологии и стратиграфии Западной Сибири. Тр.СНИИННиМС. Сер. Неф.геол. – Вып. 23. – С.101-103.

67. Вишневская В.С. Биостратиграфия и палеогеография баженовской свиты (Западная Сибирь) по радиоляриям, нанопланктону и известковым диноцистам / В.С. Вишневская, М.А. Овечкина, М.А. Устинова // Современная микропалеонтология – проблемы и

перспективы: тр. XVII Всеросс. микропалеонтол. совещ. – М.: ПИН РАН, 2018. – С. 213-217.

68. Вишневская В.С., Амон Э.О., Панченко И.В., Шуваев А.О. Палеогеография Баженовского моря Западной Сибири по данным радиолярий // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Издательство Казанского университета. – 2019. – С. 78-79.

69. Волков В.А Об оценке запасов и ресурсов УВ баженовской свиты с использованием пиролитических данных // Недропользование XXI век №6 (69). – 2017. – С. 112-116.

70. Волков В.А. О необходимости учета геохимических данных при оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти объемным методом / Совместный семинар EAGE/SPE 2019: Наука о сланцах – Москва. – 2019.

71. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западной Сибири // Недропользование XXI век. – 2017. – №4. – С.68-101.

72. Гаврилов А.Е., Жуковская Е.А., Тугарова М.А., Остапчук М.А. Целевая классификация пород баженовской свиты (на примере месторождений центральной части Западной Сибири) // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №4.

73. Гайдебурова Е.А. Типы разрезов доманикитов Западной Сибири // Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. СНИИГГИМС. – 1982. – С. 23-32.

74. Геологический словарь в трех томах. Издание третье, переработанное и дополненное. Т.3. Р-Я. – Спб.: Изд-во ВСЕГЕИ. – 2012. – 440 с.

75. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра. – 1975. – 679 с.

76. Геохимия техногенных ландшафтов / Учебное пособие для вузов. Составитель Н. А. Протасова. – 2009.

77. Гинзбург А.И. Органическое вещество петрографических типов горючих сланцев: (На примере некоторых месторождений СССР) //Литология и полезные ископаемые – 1969 –№ 4 – с.39-52.

78. Гладков Е.А. Геологическое строение и условия формирования продуктивных отложений васюганской свиты Средненюрольской куполовидной структуры / Автореферат на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Томск. – 2007 – 25 с.

79. Глазовская М.А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР. – М.: Высшая школа. – 1988 — 328 с.

80. Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. Баженовская нефть – «сланцевые технологии» и отечественный опыт добычи. – 2015. – №12 – с.32-37.

81. Гольберт А.В., Маркова Л.Г., Полякова И.Д. и др. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене / Под ред. В.Н. Сакса. М.: Наука. – 1968. – 150 с.

82. Горная экспедиция // Хаин В.Е. Том 1 «Альпийская складчатость»; Хаин В.Е. Том 3 «Мезозойские эпохи складчатости» – Москва: Советская экспедиция. – 1987.

83. Грайфер В.И., Лысенко В.Д. Газовое заводнение как радикальное средство увеличения нефтеотдачи пластов на вовлекаемых в разработку нефтяных месторождениях Западной Сибири // Нефть и Капитал, НТЖ Технологии ТЭК, февраль 2003. – № 1. – С. 37-40.

84. Грайфер В.И., Лысенко В.Д. Газовое заводнение. Перспективы широкого применения // Нефтяное хозяйство. 2007. – № 2. – С. 41-43.

85. Грайфер В.И., Николаев Н.М., Кокорев В.И., Боксерман А.А., Чубанов О.В., Ушакова А.С. Термогазовое воздействие на залежи баженовской свиты / Тезисы российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE по разведке и добыче. М. – 2010.

86. Грайфер В. И., Боксерман А. А., Николаев Н. М., Кокорев В. И., Чубанов О. В. Интеграция тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи – основа технико-технологического комплекса разработки месторождений нетрадиционных ресурсов и трудноизвлекаемых запасов нефти. Доклад на Международном форуме по нанотехнологиям «Rusnanotech». Москва – 2010.

87. Гуляшинов П.А., Палеев П.Л., Гуляшинов А.Н. Изучение процесса термического разложения скородита и пирита // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2017. – №12-1. – С. 22-27.

88. Гуман О.М., Макаров А.Б. Литотехногенез мелкозернистых песчаных техногенных образований // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания. – Казань: Издательство Казанского университета. – 2019. – С.114-115.

89. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Л.: Гостоптехиздат. – 1959. – 174 с.

90. Гурари Ф.Г., Казаринов В.П., Миронов Ю.К. и др. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР – 1963. – 200 с.

91. Гурари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность // Советская геология – 1981 – № 11. – С. 3-12.

92. Гурари Ф.Г. Глинистые битуминозные толщи — новый тип коллекторов нефти и газа // Коллекторы нефти и газа и флюидоупоры / Под ред. Ф.Г. Гурари, М.К. Калинко. Новосибирск, Наука. – 1983. – С. 10-18.

93. Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А., Рудницкая Д.И., Стасова О.Ф., Фролов В.Х., Фролова Л.А. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. М., Недра – 1988. – 199 с.

94. Гурари Ф.Г. Клиноформы – особый тип литостратонов // Геология и геофизика. 1994. №4. – С. 19-26.

95. Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск, Наука – 2005. – 156 с.

96. Гурова Т.И. О вещественном составе верхнеюрских отложений Западно-Сибирской низменности. – Доклад АН СССР. – 1960. – Т. 134. – №4. – С. 924-927.

97. Гурова Т.И., Казаринов В.П. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. – М.: Гостоптехиздат. – 1962. – 296 с.

98. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Балабан И.Ю., Постников А.В., Постникова О.В., Саакян М.И., Жуков В.В., Алексеев А.Д., Карпов И.А., Спасенных М.Ю., Козлова Е.В. Контрольные функции объемного метода при оценке ресурсов углеводородов с применением лабораторных геохимических измерений // Нефтяное хозяйство. – № 9. – 2016. – С. 12-17.

99. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Постников А.В., Постникова О.В., Козлова Е.В., Алексеев А.Д., Карпов И.А. Методические подходы к подсчету запасов и оценке ресурсов баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – № 3. – 2017. – С. 28-32.

100. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Балабан И.Ю., Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Постников А.В., Постникова О.В., Карпов И.А., Алексеев А.Д. Методические приемы уточнения пиролитических параметров для объективной оценки геологических ресурсов нефти в баженовской свите Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – № 10, 2017. – С. 80-85.

101. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Батурин А.Ю., Маслянко М.Ю., Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Булатов Т.Д. Изучение баженовской свиты Западной Сибири на

различных уровнях по данным пиролитических исследований как основа объективной оценки углеводородного потенциала // Недропользование XXI век. – № 3 (79) . – 2019. – С. 102-115.

102. Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С. и др. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на Западе Широтного Приобья // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С. 39-44.

103. Дахнова М.В., Можегова С.В. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров. Геология нефти и газа. – 2015. – №4.

104. Девятов В.П., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек // Новости палеонтологии и стратиграфии. Вып. 16-17: Приложение к журналу «Геология и геофизика» . – т. 52. – 2011. – С. 87-101.

105. Добрынин В.М. Проблемы коллектора нефти в битуминозных глинистых породах баженовской свиты. Изд. АН СССР. Сер. Геологическая. – 1982. – №3. – С.120-127.

106. Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев В.А., Петрова Г.В., Позиненко Б.В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. – Л.: Недра, 1983. – 131 с.

107. Дошер Т.М., Хассеми Фархад. Влияние вязкости нефти и толщины продуктивного пласта на эффективность паротеплового воздействия // Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып. 1. – С. 10.

108. Желтов Ю.П. О вытеснении нефти из пластов движущимся очагом горения // Ежегодник ВНИИ по добыче нефти. – 1968.

109. Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н., Фомин А.Н. Уголь-сапропелит в баженовской свите Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 2000. – т. 41. – № 9. – С. 1341-1344.

110. Замирайлова А.Г., Эдер В.Г., Костырева Е.А. Литологическая и геохимическая характеристика баженовской свиты на северо-западе Томской области (Александровский свод) // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С. 145-146.

111. Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г, Меленевский В.Н. О двух вещественно-генетических типах черных сланцев баженовской свиты // Доклады АН СССР, 1999, т. 368, № 1. – С. 91-94.

112. Зарипов О.Г., Ушатинский И.Н. Особенности формирования и состава битуминозных отложений баженовской свиты в связи с их нефтеносностью // Тюмень: Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 113. – 1976. – С. 53-71.

113. Зарипов О.Г., Сонич В.П., Юсупов К.С. Модель пласта Ю0 баженовской свиты. – Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. – М.: ИГиРГИ, 1980. – С. 57-67.

114. Захаров В.А., Сакс В.Н. Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири // Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. М. – Недра. – 1983. – С. 5-32.

115. Захаров В.А., Казаненков В.А., Богомолов Ю.И., Лебедева Н.К., Маринов В.А., Карогодин Ю.Н., Пещевицкая Е.Б. Биостратиграфия неокома Северного Приобья Западной Сибири // Геология и геофизика. – Т. 40. – № 8. – 1999. – С. 1135-1148.

116. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия. К 70-летию А.Ю Розанова. М.: Товарищество научных изданий КМК. – 2006. – С. 552-568.

117. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н., Левчук М.А., Пинтус О.В., Сахагян Д.Л. Эвстатические сигналы в юрских и нжнемеловых (неокомских) отложениях Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология и геофизика. – 1998. – т.39. - №11. С. 1492-1504.

118. Зонн М.С. Палеогеографические условия накопления баженовской свиты и ее аналогов в северных районах Западной Сибири // Нефтеносность баженовской свиты. М., Изд-во ИГиРГИ. – 1980. – С. 18-25.

119. Зубков М.Ю., Зубарева А.Х. Органическое вещество баженовской свиты Салымского месторождения // Геология нефти и газа. –1988 г. – №5.

120. Зубков М.Ю., Прямоносова И.А. Нефте- и газогенерационный потенциал баженовской свиты // Геохимия. – 1988. – №3.

121. Зубков М.Ю. Коллекторы в баженовско-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза \\ Геология нефти и газа. – 2014. – №5. – С. 58-72.

122. Зубков М.Ю. Минеральный состав и значение δ13С в трещиноватых карбонатных породах бажено-абалакского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. – № 6. – 2017. – С. 67-81.

123. Зубков М.Ю., Мормышев В.В. Вещественный состав и условия образования пород баженовской свиты Салымского месторождения //Литология и полезные ископаемые. 1987. – №2. – С.73-80.

124. Зубков М.Ю. Особенности распределения урана в битуминозных отложениях баженовской свиты (Западная Сибирь) // Каротажник. – 2015. – № 5(215). – С.3-32.

125. Зубков М.Ю. Процессы нефтегенерации и формирование пустотного пространства за счет керогена Баженовской свиты // Горные ведомости. №8. – 2015. – С. 22-38.

126. Ивановский В.Н., Кокорев В.И., Боксерман А.А., Карпов В.Б., Дарищев В.И., Палий А.П., Ахмадейшин И.А., Щеколдин К.А. Техника и технология термогазового воздействия на залежи баженовской свиты: методич. пособие для студентов нефтегазового профиля, обучающихся по направлению 151000 «Технологические машины и оборудование». – 2014. – 30 с.

127. Казаринов В.П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. М.: Гостоптехиздат. – 1985. – 324 с.

128. Калмыков Г.А. Методика определения минерально-компонентного состава терригенных пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным комплекса ГИС, включающего спектрометрический ГК. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва. – 2001.

129. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференциальной продуктивности / Дисс. на соискание ученой степени докт.геол.-минер.наук. – 2016.

130. Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С., Фомина М.М., Мануилова Е.А., Шереметьева Е.В., Третьякова И.О., Пронина Н.В. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения // Георесурсы. – Т. 21. – № 2. – 2019. – С. 159-171.

131. Калмыков А.Г., Мануилова Е.А., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Коробова Н.И., Макарова О.М., Козлова Е.В., Хамидуллин Р.А., Шишков В.А., Иванова А.Г. Фосфатсодержащие прослои баженовской свиты как возможный коллектор // Вестник Московского Университета. Сер.4. – 2016. – №5.

132. Карнюшина Е.Е. Кремнистые породы нефтеносной баженовской свиты Красноленинского свода (западная Сибирь) // Вестник Московского Университета. – 2003. – №6.

133. Кашапов Д.В., Продан А.С., Бочкарев А.В., Коробицын Д.А., Торба Д.И., Родионов В.В., Янаев А.М., Кузнецов В.А., Буков О.В. Разработка прогнозной характеристики развития стимулированного объема пласта в баженовской свите при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с различными геолого-геомеханическими свойствами // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – № 3 (13). – 2019. – С. 62-67.

134. Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М.: ВНИГНИ. – 2004. – 214 с.

135. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. М. – Недра. – 1988.

136. Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Г.А. Калмыков, И.С. Гутман, Г.Н. Потемкин, А.Д. Алексеев // Баланс углеводородных соединений нефтяного ряда в пиролизуемом органическом веществе баженовской свиты – 2017 – №3 – С.18-22.

137. Кокорев В.И. Термодеструкция керогена битуминозных пород Галяновского месторождения баженовской свиты / В.И. Кокорев, Н.Г. Судобин, А.М. Полищук, С.А. Власов, Е.Г. Горлов // Материалы конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». – Москва. – 2008. – С. 261-266.

138. Кокорев В.И. Исследование гидротермального воздействия на дисперсную нефть и высокоглинистую породу баженовской свиты / В.И. Кокорев, С.В. Антонов, Ю.Ф. Рузанова, А.М. Полищук, С.А. Власов, В.Н. Хлебников, А.А. Боксерман // Материалы конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». – Москва. – 2008. – С. 267-272.

139. Кокорев В.И., Власов С.А., Судобин Н.Г., Полищук А.М. Исследование процесса термического воздействия на образцы пород баженовской свиты // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 3. – С. 12-19.

140. Кокорев В.И. Основы управления термогазовым воздействием на породы баженовской свиты применительно к геологическим условиям Средне-Назымского и Галяновского месторождений // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 6. – С. 29-32.

141. Кокорев В.И. О целесообразности применения термогазового метода для разработки залежей, приуроченных к отложениям баженовской свиты в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №7. – С. 88-91.

142. Кокорев В.И. Технико-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – М. – 2010.

143. Кокорев В.И., Дарищев В.И., Ахмадейшин И.А., Щеколдин К.А. Результаты промысловых испытаний и перспективы развития термогазового способа разработки залежей баженовской свиты в ООО «РИТЭК» // SPE-171172-RU, Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. – Москва. – 2014.

144. Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазоносных районов Сибири – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1964г. – С. 27-32.

145. Конторович А.Э. Геохимия верхнеюрских отложений Западно-Сибирской плиты // Литология и полез. ископаемые, 1967. – № 3. – С. 90-102.

146. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Трушков П.А., Фомичев А.С., Данюшевская А.И., Казаринов В.В., Парпарова Г.М., Стасова О.Ф., Рагозина Е.А., Шпильман К.А. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1971. – 86 с. (Тр. СНИИГГиМС; вып. 118).

147. Конторович А.Э., Полякова И.Д. Абсолютные массы и темпы накопления органического вещества в мезозойских депрессиях на территории Сибири // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М., Наука. – 1973. – С. 125-137.

148. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Данилова В.П., Зуева Т.В., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Фомичев А.С. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири (Тр. СНИИГГиМСа. Сер. Нефтяная геология, вып. 164). М. . – Недра. – 1974. – 189 с.

149. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис // Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977 г. – Вып.255. – С. 46-63.

150. Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И., Андрусевич В.Е., Борисова Л.С., Данилова В. П., Казанский Ю.П., Меленевский В.Н., Солотчина Э.П., Шурыгин Б.Н. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирская плита) // Геология и геофизика. – 1995. – т. 36 (6). – С. 110-126.

151. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Тезисы докладов научного совещания: Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири – Новосибирск: изд-во СО РАН. – 1999. – С. 10-12.

152. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегаполиса // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191-1200.

153. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Л.Г. Вакуленко, Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде// Геология и геофизика. – 2013. – т.54. – № 8. – С. 972-1012.

154. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А, Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита – главный источник

ресурсов нетрадиционной нефти в России. / Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. Электронн. науч. журнал. № 2(10) . – 2014 г.

155. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034-2043.

156. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Поляков А.А. Сейсмогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложно построенных ловушек нефти и газа в верхней юре центральных и южных районов Западной Сибири (горизонт Ю1 васюганской свиты) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 1. – С. 79-90.

157. Корж М.В. Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири. М. . – Наука. – 1978. – 134 с.

158. Корж М.В. Клубова Т.Т., Корнев Б.В. Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири // Тр. ИГиРГИ. – М.: ИГиРГИ. – 1980. – 205 с.

159. Корж М.В., Филина С.И. Особенности литогенеза аргиллитов баженовской свиты и возможный механизм образования в них залежей нефти // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири / Ред. Н.А. Крылов. М., Изд-во ИГиРГИ. – 1980. – С. 6-17.

160. Коровин М.К., Кудрявцев Н.А., Тыжнов А.В., Степанов Д.Л. Геология и нефтеносность Западной Сибири. Геолиздат. – 1948.

161. Коровина Т.А. Закономерности формирования и распространения коллекторов в битуминозных отложениях баженовской свиты для оценки перспектив нефтегазоносности западного склона Сургутского свода. Дисс. канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 – СПб. – 2004.

162. Краснова Е.А., Юрченко А.Ю., Калмыков А.Г., Фомина М.М. Изотопно-геохимические особенности распределения газообразных углеводородов в разрезе баженовской свиты (южная часть Западной Сибири) // Георесурсы. – Т. 21. – № 2. – 2019. – С. 153-158.

163. Крючков В.И., Ибатуллин Р.Р., Романов Г.И., Сахабутдинов Р.З. Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа как альтернатива заводнению // Интервал. – 2002. – № 6 (41). – С. 46-50.

164. Кузнецов В.Г. Эволюция карбонатонакопления в истории Земли. М.: ГЕОС. – 2003. – 262 с.

165. Кузнецов В.Г. Эволюция кремненакопления в истории Земли и ее соотношение с развитием биоты // Докл. Академии наук. 2011. – Т. 441. – №6. – С 775-7759. .

166. Кучерявенко Д.С. Геологическое строение и нефтеносность ачимовского клиноформного комплекса в пределах Среднеобской нефтегазоносной области: Дис. к-та геол.-минерал. наук: 25.00.12. – Москва, 2007. – 149 с.

167. Лебедев Б.А., Дорофеева Т.В., Краснов О.Г. Вещественный состав и природа емкости глинисто-сапропелево-кремнистых нефтеносных отложений баженовской свиты (верхняя юра) Западной Сибири //Литология и полезные ископаемые. 1979. - №2. С.90-101.

168. Липовецкая И.П., Кисиленко Б.Е. Механизм газоводяной репрессии при эксплуатации обводненных продуктивных пластов // Физическое и математическое моделирование механизмов нефтеотдачи. – М.: Наука. – 1981. – С. 73-75.

169. Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Рощин П.В. Особенности строения и интенсификации притоков нефти в сложных коллекторах баженовской свиты Пальяновского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – № 3. – Т. 10. – С. 12.

170. Лысенко В.Д. Перспективы развития технологии извлечения запасов нефти из недр // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №12. – С. 94-97.

171. Маврицкий Б.Ф. О геотермических условиях Западно-Сибирского артезианского бассейна // Докл. АН СССР. 1959. – Т. 129. – № 5. – С. 1134-1137.

172. Маринов В.А., Меледина С.В., Дзюба О.С., Урман О.С., Язикова О.В., Лучинина В.А., Замирайлова А.Г., Фомин А.Н. Биофациальный анализ верхнеюрских и нижнемеловых отложений центральных районов Западной Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – Т. 14. – № 4. – 2006.

173. Маринов В.А., Меледина С.В., Дзюба О.С., Урман О.С. Биостратиграфия верхней юры и нижнего мела центральной части Западной Сибири. Новости палеонтологии и стратиграфии, 2009, вып. 12, С. 119-142. Приложение к журналу “Геология и геофизика”, т. 50.

174. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты // Под ред. В.С. Суркова. – Москва: Недра. – 1986.

175. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь, 2003.

176. Метт Д.А., Николаева Н.Т. Разработка методики моделирования выхода синтетической нефти с использованием пиролитических параметров ОВ пород баженовской свиты. // Экспозиция Нефть Газ. 2018. Июнь 4(64). – С. 34-36.

177. Мкртчян О.М., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологическое обоснование единой схемы корреляции продуктивных пластов неокома Среднего Приобья // Советская геология. 1985. №11. – С. 115-122.

178. Мкртчян О.М., Гребнева И.Л., Игошкин В.П. и др. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья. – М.: Наука, 1990.

179. Мормышев В.В., Завьялец А.Н. Схема строения и обоснование режима разработки пласта Ю0 Салымского месторождения – Сборник научных трудов «Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири» – Тюмень: СибНИИНП. – 1985.

180. Муркес М.И., Сургучев М.Л., Шовкринский Г.Ю. К выбору оптимальной технологии вытеснения нефти водогазовыми смесями // Тр. ВНИИнефть. – Вып. 68. Теоретические и практические аспекты разработки нефтегазоносных пластов. – М., 1979. – С. 24-35.

181. Мухер А.Г., Тугарева А.В. Палеогеографические особенности строения и перспективы нефтегазоносности нижне- и среднеюрских отложений Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Вторая научно-практическая конференция) / Под ред. В.И. Шпильмана, В.А. Волкова. Ханты-Мансийск, «Путиведъ», 1999. – С. 123-133.

182. Мухер А.Г., Кулагина С.Ф., Пахомова Е.А. Районирование баженовского горизонта по типам разреза в пределах Красноленинско-Фроловской зоны (Западная Сибирь) // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.). – 2013. – Т. I. – С. 297-301.

183. Мясникова Г.П., Шпильман А.В. Изменения в нефтегеологическом районировании территории ХМАО // Вестник недропользователя. – 2001 г. – №6. – С. 66-67.

184. Мясникова Г.П., Мухер А.Г., Волков В.А., Сидоров А.А., Тугарева А.В., Кулагина С.Ф., Гончарова В.Н., Солопахина Л.А., Девятов В.П., Сапьяник В.В. Региональные закономерности геологического строения горизонтов нижней—средней юры Западно-Сибирского осадочного бассейна // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Т. 1. Ханты-Мансийск, ИздатНаукаСервис, 2009. – С. 65-86.

185. Немова В.Д. Анализ техноморфизма на примере термического воздействия на верхнеюрские отложения Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 22-27. – ИФ РИНЦ – 0.724.

186. Немова В.Д., Асташкин Д.А., Гаврилов С.С. Методические наработки в области комплексных литолого-петрофизических исследований керна отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. – № 2. – 2013. – С. 38–46. – ИФ РИНЦ – 0.669.

187. Немова В.Д., Атяшева Е.П., Панченко И.В., Бедретдинов Р.Ю. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтеносности отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. – № 6. – 2014. – С.34–45. – ИФ РИНЦ – 0.852.

188. Немова В.Д., Бордюг М.А., Ревяко А.В. Сейсмогеологическое моделирование изменений свойств отложений баженовской свиты в межскважинном пространстве // Технологии сейсморазведки. – №2. – 2013. – С.72–79. – ИФ РИНЦ – 0.289.

189. Немова В.Д. Ключевые аспекты эффективности технологии извлечения сорбированных углеводородов нефтематеринских пород // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т.15. – №1. – С. 1–11. – ИФ РИНЦ – 0.268.

190. Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С., Покровский Б.Г. Стадийность и направленность вторичных преобразований пород-коллекторов нижнетутлеймской подсвиты на западе Широтного Приобья // Геология нефти и газа. – №6. – 2010. – С.22–28. – ИФ РИНЦ – 0.294.

191. Немова В.Д., Матюхина Т.А. Зависимость содержания и состава органического вещества от литологических типов пород баженовской свиты // Экспозиция нефть газ. – № 4 (64). – 2018. – С. 23 – 26. – ИФ РИНЦ – 0.268.

192. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №8. – С.13–17. – ИФ РИНЦ – 0.724.

193. Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С., Покровский Б.Г. Стадийность и направленность вторичных преобразований пород-коллекторов нижнетутлеймской подсвиты на западе Широтного Приобья // Геология нефти и газа, 2010, №6. – С. 22-28.

194. Немова В.Д. Строение и генезис коллекторов баженовского горизонта на западе Широтного Приобья в свете перспектив промышленного освоения запасов нефти: Дис. к-та геол.-минерал. наук: 25.00.06 и 25.00.12. – Москва, 2012. – 180 с.

195. Немова В.Д., Погодаева А.М., Ким О.О., Матюхина Т.А. Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных интервалов позднеюрско-раннемеловых отложений Средне-Назымского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т.15. – №2. – С. 1-16. – ИФ РИНЦ – 0.268.

196. Немова В.Д., Панченко И.В., Смирнова М.Е., Кирсанов А.М. Обобщение результатов керновых исследований баженовской свиты в центральной части Западной Сибири / 7-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка EAGE «Санкт-Петербург 2016. Через интеграцию геонаук – к постижению гармонии недр». 11-14 апреля 2016 г., Санкт-Петербург, Россия.

197. Немова В.Д., Панченко И.В. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т.12. – №1.

198. Немова В.Д., И.В. Панченко Факторы продуктивности баженовского горизонта во Фроловской мегавпадине // «Нефтегазовая геология. Теория и практика». – 2017. – Т.12. – №4. – С. 1–16. – ИФ РИНЦ – 0.316

199. Немова В.Д., Усачев Г.А. Опыт и анализ результатов бурения скважин с протяженными горизонтальными стволами в верхнеюрских отложениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №8. – С.36–39. – ИФ РИНЦ – 0.724.199

200. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. – СПб.: ВНИГРИ. – 2012. – Т.7. – №2. – С. 1-14. – ИФ РИНЦ – 0.212.

201. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26-28.

202. Нестеров И.И. Нефтегазоносность глинистых битуминозных пород – Сборник научных трудов «Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири». - Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1985.

203. Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири (Труды ЗапСибНИГНИ), Тюмень, 1988. – С. 5-23.

204. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна // М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.Ф. Чистякова, Корнев В.А. Максимов Е.М. – Москва: Недра, 1988. – 303 с.

205. Нехаев А.Ю. Строение верхнеюрского флюидоупора (Ямальская НГО) // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С. 321-322.

206. Никитина Е.А., Толоконский С.И., Дарищев В.И., Палий А.П., Ахмадейшин И.А. Условия образования топлива при применении термического воздействия на пластах баженовской свиты. М.: ВНИИнефть, 2016. 182 с.

207. Никитина Е.А., Толоконский С.И., Щеколдин К.А. Анализ результатов лабораторных исследований и промысловых работ по применению термогазового метода увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство, 09 (2018). – С. 62-67.

208. Никитина Е.А. Экспериментальные исследования влияния термического преобразования керогена баженовской свиты на эффективность нефтеизвлечения// Диссертация на соискание ученой степени к.т.н., Москва 2019.
209. Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тян А.В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты // Нефть и газ Тюмени. – 1970. – №7.
210. Овчинников К.Н., Лисс В.А., Паршин Н.В., Малявко Е.А., Карпов В.Б., Рязанов А.А. Маркерный мониторинг профиля и состава притока в горизонтальных скважинах Средне-Назымского месторождения как эффективный инструмент получения информации в условиях ТРИЗ. Науки о земле: сервис и импортозамещение. Москва. №12. 2019.С. 54-63.
211. Оганов К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт. – М.: Недра, 1967.
212. Оксенойд Е.Е., Вторушина Э.А. Литологическая характеристика баженовского горизонта в разрезе параметрической скважины Баженовская 1 // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С. 337-339.
213. Оксенойд Е.Е. Минерально-вещественный состав, тип органического вещества и региональный прогноз продуктивности баженовского горизонта в центральной части западно-Сибирского НГБ. Дис. к-та геол.-минерал. наук: 25.00.12. – Тюмень, 2019. – 185 с.
214. Олейник Е.В. Особенности строения аномальных разрезов баженовской свиты в связи с нефтеносностью неокомских отложений на территории ХМАО-Югры // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С. 340-341.
215. Онищук Т.М., Наумов А.Л., Векслер Л.А. Корреляция продуктивных пластов нижнего мела в Среднеобской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 1977. №6. – С. 32-36.
216. Островский Ю.М. и др. Некоторые вопросы технологии и техники газоводяной репрессии на нефтяные пласты // Тр. Укр. – Вып. 11-12. – М.: Недра, 1973.
217. Павлов А.П. Статьи по геоморфологии и прикладной геологии / Избр.соч.Т2. М., 1951, 184 с.
218. Панченко И.В., Балушкина Н.С., Барабошкин Е.Ю., Вишневская В.С., Калмыков Г.А., Шурекова О.В. Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях

центральной части Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т.10. – №2. – С. 1-29.

219. Панченко И.В., Камзолкин В.А., Латышев А.В., Соболев И.Д. Туфы и туффиты в баженовском горизонте (западная Сибирь) //Эволюция осадочных процессов в истории Земли: материалы 8-го Всероссийского литологического совещания. Москва. 2015. Том 2.

220. Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., М.В. Ильина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Ильин Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // Геология нефти и газа, № 6, 2016 г. С.22-34

221. Парпарова Г.М. Изучение рассеянного органического вещества пород петрографическими методами // Геологический сборник 8. Л., Гостоптехиздат, 1963. – С. 273-307 (тр. ВНИГРИ, вып. 220).

222. Патент РФ № 2367129. Способ разработки залежей высоковязкой нефти или битума термогазовым воздействием / В.И. Грайфер, В.И. Кокорев, Г.И. Орлов, В.А. Галустянц, А.В. Осипов, А.Ф. Макаров, О.В. Чубанов, А.А. Боксерман. Заявл. 07.08.2009.

223. Патент РФ № 90492. Установка термогазового воздействия / В.И. Грайфер, В.И. Кокорев, А.С. Якимов, В.Б. Карпов, О.В. Чубанов, А.А. Боксерман. Заявл. 24.09.2009.

224. Патент РФ №2418944. Способ разработки нефтекерогеносодержащих месторождений / А.А. Боксерман, В.И. Грайфер, Н.М. Николаев, В.И. Кокорев, О.В. Чубанов, А.С. Якимов, В.Б. Карпов. Заявл. 16.04.2010.

225. Патент № 2702491 авт. Панченко И.В., Куликов П.Ю., Гусев И.М., Немова В.Д., Усачев Г.А. «Способ геонавигации горизонтального ствола скважины в черносланцевых нефтеносных формациях». Дата публикации 21.12.2018.

226. Патент № 2728000 авт. Немова В.Д. «Способ проводки горизонтального ствола скважины в целевом интервале осадочных пород на основании элементного анализа шлама». Дата публикации 10.10.2019.

227. Перельман А. И. Геохимия ландшафта – М.: Астрея-2000, 1999. – 768 с.

228. Перозио Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород юры и мела центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1971, 200 с.

229. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений молодых платформ / Крылов Н.А., Летавин А.И., Оруджева Д.С. и др. – Москва: Наука, 1981.

230. Петерсилье В.И., Комар Н.В., Френкель С.М. Методические подходы к подсчету запасов баженовской свиты // Геология и геофизика - 2018 - №5 – С.51-59.

231. Плуман И.И. Ураноносность черных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления // Геохимия, 1971, т. 9. – С. 1138-1143.

232. Полякова И.Д., Коль Л.А., Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А. Баженовская свита: литолого-геохимическая классификация и седиментационная модель // геология и геофизика – 2002 – Т.43. - №3 – с.225-236.

233. Потапова А.С. Признаки субаэральной экспозиции на границе абалакской и тутлеймской свит / А.С. Потапова, А.П. Вилесов, К.Н. Чертина и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 11. – С. 14-19.

234. Потапова А.С., Вилесов А.П., Бумагина В.А., Чертина К.Н., Зверев К.В. Концептуальная седиментологическая модель формирования карбонатных пород на границе абалакской и баженовской свит (Красноленинский НГР) // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С. 367-368.

235. Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты // Литосфера. – 2006. – № 4. – С. 131-148.

236. Предтеченская Е.А. Терригенные осадочные породы и нефть // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания. – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С. 369-371.

237. Предтеченская Е.А., Фомичев А.С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №1. – 17 с.

238. Прозорович Г.Э., Соколовский А.П., Малых А.Г. новые данные о трещиноватых коллекторах баженовской свиты // Нефть и газ Тюмени. – 1973 . – Вып.7. – С.1-3.

239. Ратько А.И., Иванец А.И., Кулак А.И., Морозов Е.А., Сахар И.О. Термическое разложение природного доломита // Неорганические материалы, том 47. – №12 – 2011. – С. 1502-1507.

240. Рахимов Р.З., Рахимова Н.Р., Гайфуллин А.Р., Морозов В.П. Дегидратация глин различного состава при прокаливании. // Строительные материалы и изделия. Известия КГАСУ, 2016, № 4 (38). – С. 388-394.

241. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004.

242. Ровнина Л.В., Конышева Р.А., Садовникова Т.К. К вопросу о вещественном составе баженовской свиты Западной Сибири. Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Недра, 1980. – С. 148-175.

243. Ровнина Л.В. Особенности нерастворимого органического вещества баженовской свиты // Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. М.: ИГиРГИ, 1986. – С. 124-131.

244. Розенберг М.Д. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах / Розенберг М.Д., Кундин С.А., Курбанов А.К. и др. – М.: Недра, 1969. – 454 с.

245. Рудкевич М.Я. Тектоника и генезис Западно-Сибирской плиты в свете новых геолого-геофизических данных / М.Я. Рудкевич // Тектоника Сибири. Т. 9. - Новосибирск: Наука. Сиб. Отд-ние, 1980. – С. 23-30.

246. Рэми Х. Дж. Внутрипластовое горение // Сб. Добыча углеводородов на поздней стадии разработки месторождений». Дискуссионный симпозиум. (VIII мировой нефтяной конгресс). – М., 1971.

247. Рязанова Т.А., Марков В.В. Генерационный потенциал рассеянного органического вещества верхнеюрских пород Северо-Демьянской площади // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С. 396-397.

248. Сакс В.Н., Басов В.А., Дагис А.А., Дагис А.С., Захаров В.А., Иванова Е.Ф., Меледина С.В., Месежников М.С., Нальняева Т.И., Шульгина Н.И. Палеогеография морей бореального пояса в юре и неокоме // Проблемы общей и региональной геологии. Новосибирск: Наука, 1971. – С. 179-211.

249. Сакс В.Н. Некоторые общие вопросы палеогеографии и палеобиогеографии мезозойской эры // Проблемы палеозоогеографии мезозоя Сибири. М., Наука, 1972, С. 5-18. (Тр. ИГиГ СО АН СССР, вып. 111).

250. Сакс В.Н. Некоторые аспекты геологического развития севера Евразии в мезозое // Геология и геофизика, 1976 (3). – С. 3-11.

251. Самойленко В.В. Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, 2011

252. Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Галушкин Ю.И., Калмыков Г.А., Сараев С.В. Петрохимический метод в изучении минерального состава пород баженовской свиты Западной Сибири // Геология и геофизика. 1987. №10. С. 33-38.

253. Саркисян С.Г., Процветалова Т.Н. Палеогеография Западно-Сибирской низменности в раннемеловую эпоху. Изд-во Наука.1968. –80 С.

254. Сауткин Р.С., Суслова А.А., Калмыков А.Г., Козлова Е.В. Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне // Георесурсы. – Т. 21, № 2, 2019. – С. 203-212.

255. Свищев М.Ф., Садыков М.М., Каптелинин Н.Д. и Юсупов К.С. Гидродинамические особенности продуктивных пластов баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения //Тр. Гипротюменнефтегаз. – Тюмень. – 1973. – Вып.35. С.239-252.

256. Ситдикова Л.М., Хасанова Н.М., Бондарев Е.В., Сахаров Б.В., Волков В.Я. Фазовое состояние органического вещества по ЯМР релаксации в низких полях пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С. 434-435.

257. Скворцов М.Б., Дахнова М.В., С.В. Можегова, А.М. Кирсанов, И.К. Комков, И.Л. Пайзанская Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика - 2017 - т.58 (3-4) - С. 495-503.

258. Скворцов М.Б., **Немова В.Д.,** М.В. Дахнова, Е.А. Копилевич, Г.В. Кузнецов, Н.Д. Сурова, А.М. Кирсанов, С.В. Можегова Методические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты // Геофизика. – 2018. – №3. – С.91–100. – ИФ РИНЦ – 0.456.

259. Скворцов М.Б., **Немова В.Д.,** Дахнова М.В., Копилевич Е.А., Кузнецов Г.В., Сурова Н.Д., Кирсанов А.М., Можегова С.В. Новые методические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2019. – т.60. – №2. – С.217–229. – ИФ РИНЦ – 0.0762.

260. Скворцов М.Б., **Немова В.Д.,** Кирсанов А.М., Можегова С.В. Возможность выделения нефтенасыщенных толщин в отложениях баженовской свиты на основе комплексной интерпретации ГИС и геохимии (на примере Салымского месторождения) // Геофизика. – 2017. – №6. – С.44–50. – ИФ РИНЦ – 0.488.

261. Скворцов М.Б., **Немова В.Д.,** И.В. Панченко, Кирсанов А.М. О критериях нефтеносности отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. – № 1. – 2018. – С.109–114. – ИФ РИНЦ – 0.915.

262. Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтегазоносности баженовской свиты на Западе Широтного Приобья // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 100-104.

263. Смирнова М.Е., Немова В.Д., Панченко И.В. Детальное строение абалакской свиты и закономерности распределения в ней коллекторов // 7-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка EAGE «Санкт-Петербург». 2016.

264. Соломатин А.Г. (ответственный исполнитель). Технологическая схема опытно-промышленных работ по термогазовому воздействию на породы баженовской свиты Средне-Назымского месторождения. – М.: ВНИИнефть, 2010. – 870 с.

265. Сонич В.П. Тип коллектора в породах баженовской свиты и механизм его образования – Сборник научных трудов «Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири» - Тюмень: СибНИИНП. – 1985.

266. Сонич В.П., Батурин Ю.Е., Малышев А.Г., Шеметилло В.Г. Проект опытно-промышленных работ по извлечению углеводородов из баженовских отложений и нефти из заводненного пласта АС11 Маслиховского месторождения // В сб. Пути реализации нефтегазоносного потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 316-324.

267. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Суслова А.А., Гилаев Р.М., Шелков Е.С., Книппер А.А. Баженовский горизонт Сибири (титон-нижний берриас): тектонические и гидродинамические условия осадконакопления // Георесурсы. – Т. 21, № 2, 2019. – С. 117-128.

268. Степанов В.П., Ахапкин М.Ю., Табаков В.П., и др. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения / Геофизика и разработка, 2007, №4. – С. 211-218.

269. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Москва. Изд-во АН СССР. - 1960. – Т1. – 212 с.

270. Стрижнев К.В., Литвин В.Т. Повышение эффективности технологии интенсификации добычи нефти для коллекторов баженовской свиты // Нефть, газ, промышленность. – № 1 (50), 2012. – С. 26-31.

271. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1991 г. – 347 с.

272. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – Москва: Недра, 1981.

273. Сурков В.С., Трофимук А.А., Жеро О.Г. и др. Триасовая рифтовая система Западно-Сибирской плиты, ее влияние на структуру и нефтегазоносность платформенного мезозойско-кайнозойского чехла // Геология и геофизика. – 1982, -№8. – С.3-15.

274. Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа №11-12, 1999 г.

275. Талалай А.Г. Основы литотезногенеза / Талалай А.Г., Макаров А.Б., Глушкова Т.А. // Техногенез и экология. – Екатеринбург. – 1996. – С.4-17.

276. Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г., Борисов Р.С., Калмыков Г.А. Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров // Георесурсы. – Т. 21, № 2, 2019. – С. 172-182.

277. Трофимов С.Я., Соколова Т.А., Дронова Т.Я., Толпешта И.И. Минеральные компоненты почв: учебное пособие по некоторым главам курса химии почв. Москва, 2007. – 109 с.

278. Трофимук А.А., Карагодин Ю.Н. Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти // Геология нефти и газа. 1981. - №4. – с. 29-33.

279. Условия древнего осадконакопления и их распознавания // Под ред. Дж. Ригби, У. Хемблина. Москва: изд-во «Мир», 1974.

280. Усманов И.Ш., Трофимова Е.Н., Дякина А.В., Карлов А.М. Нефтенасыщенные известняки баженовской свиты Сургутского района // Нефтяное хозяйство. –2005. –№5

281. Ушатинский И.Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Советская геология. – 1981. – № 2. – С. 11-22.

282. Ферсман А.Е. Геохимия. Л.: ОНТИ-Химтеорет. – Т.2. – 1934. – 354 с.

283. Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Наука. – 1984. – 44 с.

284. Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11-12. – С. 1875-1887.

285. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна // ИНГГ СО РАН – Новосибирск – 2011. – 331 с.

286. Фролов В.Т. Опыт и методика комплексных стратиграфо-литологических и палеогеографических исследований. М.,1965. – 197 с.

287. Фролов В.Т. Генетическая типизация морских отложений. М.: Недра, 1984. – 222 с.
288. Фролов В.Т., Щербакова М.Н. Принципы совершенствования классификации и номенклатуры вулканогенно-осадочных пород // Вестник Московского Университета. Сер. геология. М. – 1988, №4. – С. 3-11.
289. Фролов В.Т. Литология. М.: Изд-во МГУ. Кн. 1. (1992 г.) 335 с., Кн 2. (1993 г.) 432 с., Кн 3 (1995 г.). – 352с.
290. Хабаров В.В., Барташевич О.В., Нелепченко О.М. Геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири. Москва. – ВИЭМС. – 1981.
291. Хавкин А.Я. Проектирование разработки залежи нефти баженовской свиты Салымского месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1992.
292. Холодов В.Н. Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнов. М. – 1983.
293. Цыганков В.А., Стрижнев К.В., Магадова Л.А., Ненько А.В. СУГ для ГРП. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. №6, 2019. – С. 56-61.
294. Чухланцева В.Я. Особенности количественного анализа минерального состава пород баженовского типа // Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири. Тюмень – 1985.
295. Шанцер Е.В. Очерки учения о генетических типах континентальных осадочных образований. М. – 1966. –239 с.
296. Шаяхметов А.У., Мустафин А.Г., Массалимов И.А. Особенности термического разложения оксида, пероксида, гидроксида и карбоната кальция. // Вестник Башкирского университета. М.: 2011. – С. 29-32.
297. Шейнман А.Б., Дубровай К.К., Сорокин П.А., Чарыгин М.М., Закс С.Л., Зинченко К.Б. Опыты по подземного газификации нефтяных пластов в природных условиях // Нефтяное хозяйство. – 1935. – № 4.
298. Шейнман А.Б., Дубровай К.К. Подземная газификация нефтяных пластов и термический способ добычи нефти. – ОПТИ НКТП СССР, 1936 г.
299. Шпильман В.И., Солопахина Л.А., Пятков В.И. Новая тектоническая карта Центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск. 1999. – С. 99-115.
300. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия

нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео». –2000. – 480 с.

301. Шурыгин Б.Н., Дзюба О.С. Граница юры и мела на севере Сибири и бореально-тетическая корреляция приграничных толщ. Геология и геофизика, 56(4), 2015. – С. 830-844.

302. Щеколдин К.А. Исследование возможностей регулирования технологии термогазового воздействия на залежи баженовской свиты / «Территория Нефтегаз», 2012, № 9.

303. Щеколдин К.А. Обоснование технологических режимов термогазового воздействия на залежи баженовской свиты. Диссертация на соискание ученой степени канд. геол.-минер.наук. 2016.

304. Щепетова Е.В., Панченко И.В., Барабошник Е.Ю. и др. «Рыбные темпеститы в углеродистых отложениях баженовского горизонта и палеобатиметрия баженовского моря //Сборник VI Всероссийского совещания: научные материалы. Махачкала. С.320-324.

305. Эдер В.Г. Некоторые типы разрезов верхнеюрских баженовской и георгиевской свит Обь-Иртышского междуречья // Геология и геофизика. – 2006. – т.47. – №6. – С. 746-754.

306. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н., Жигульский И.А. Особенности литологического состава основных типов разрезов баженовской свиты. Геология нефти и газа, 6, 2015. – С. 96-106.

307. Эдер В.Г. Особенности формирования баженовской свиты на границе юры и мела в центральной части Западной Сибири / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин, П.А. Ян, Е.М. Хабаров // Литосфера. – 2015. – № 4. – С. 17-32.

308. Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балушкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова А.Г., Савченко Н.И. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. – Т. 21, № 2, 2019. – С. 129-142.

309. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Калмыков Г.А. Свидетельства образования карбонатных пород на геохимических барьерах в черных сланцах на примере баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. – Т. 21, № 2, 2019. – С. 143-152.

310. Юдин В.А. Проблемы в обосновании численных моделей разработки баженовской свиты с закачкой в пласт воздуха / Москва. 2018. Т.1 – 430 с. Т2 – 493 с.

311. Юрченко А.Ю. Формирование вторичных карбонатных пород верхнеабалакско-баженовской толщи Салымского, Правдинского и Малобалыкского нефтяных

месторождений Западной Сибири. Дисс. на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва. – 2017. – 133 с.

312. Юсупова И.Ф., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. Влияние повышенных концентраций органического вещества на свойства пород // Георесурсы. – Т. 21, № 2, 2019. – С. 183-189.

313. Ямбаев М.Ф. Основные особенности термогазового метода увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов (на основе численного моделирования): дис. канд. техн. наук; ОАО «ВНИИнефть им. ак. А. П. Крылова». – М., 2006. – 153 с.

314. Япаскурт О.В. Стадиальный анализ //М.: Изд-во МГУ, 1995.

315. Ясович Г.С., Поплавская М.Д. К стратиграфии битуминозных отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской равнины // Материалы по геологии нефтегазоносных районов Западной Сибири. Тюмень: тр. ЗапСибНИГНИ, 1975. № 102. – С. 28-57.

316. Alfarge D., Wei M., Bai B. “Factors Affecting CO2-EOR in Shale-Oil Reservoirs: Numerical Simulation Study and Pilot Tests.” Energy and Fuels, 31(8), 2017. – P. 8462-8480.

317. Alfarge D., Wei M., Bai B., Almansour A. “Optimizing Injector-Producer Spacing for CO2 Injection in Unconventional Reservoirs of North America.” In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2017.

318. Alharthy N., Teklu T.W., Kazemi H., Graves R.M., Hawthorne S.B., Braunberger J., Kurtoglu B. “Enhanced Oil Recovery in Liquid-Rich Shale Reservoirs: Laboratory to Field.” SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 21(01), 2015. – P. 137-159.

319. Birkelund T., Clausen C.K., Hansen H.N., Holm L. The Hectoroceras kochi Zone (Ryazanian) in the North Sea Central Graben and remarks on the Late Cimmerian Unconformity. Danm. Geol. Unders. Årbog, 1982. – P. 53-72.

320. Bokserman A., Mamedov Y., Antoniady D. Diverse methods spread thermal EOR in USSR // Ou & Gas J. – 1991, Oct. 7. – Vol. 89. – No. 40. – P. 82-84.

321. Bokserman A.A., Yambaev M.F. In-Situ Air Transformation Process into a Light-Oil Reservoir. 12th European Simposium Improved Oil Recovery, Sep. 8-10, 2003, Kazan.

322. Bondarenko T. Evaluation of High-Pressure Air Injection Potential for In-Situ Synthetic Oil Generation from Oil Shale: Bazhenov Formation, Ph.D Thesis, 2018.

323. Bui K., Akkutlu I.Y., Zelenev A.S., Hill W.A., Griman C., Boudreaux T.C., Silas J.A. “Microemulsion Effects on Oil Recovery From Kerogen Using Molecular-Dynamics Simulation.” SPE Journal, 2019.

324. Casey R. The ammonite succession at the Jurassic–Cretaceous boundary in eastern England / Eds. R. Casey, P.F. Rawson. The Boreal Lower Cretaceous // Geol. J. Spec. Issue, 1973, № 5. – P. 193-266.

325. Deng S., Wang Z., Gu Q., Meng F., Li J., Wang H., 2011. Extracting hydrocarbons from Huadian oil shale by sub-critical water. Fuel Process. Technol. 92, 1062-1067. https://doi.org/10.1016/J.FUPROC.2011.01.001.

326. Detwiler S.L., Wang D. "An Integrated Geological Modeling Approach to Assess Potential of Field Wells for Application of a Surfactant Imbibition Process in an Ultra-Tight Rock Formation." In Proceedings of the 6th Unconventional Resources Technology Conference. Tulsa, OK, USA: American Association of Petroleum Geologists, 2018.

327. Dzyuba O.S., Izokh O.P., Shurygin B.N. Carbon isotope excursions in Boreal Jurassic-Cretaceous boundary sections and their correlation potential // Palaeogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol., 2013, v. 381-382. – P. 33-46.

328. Jarvie D.M., Jarvie B.M., Weldon W.D., Maende A. Components and processes impacting production success from unconventional shale resource systems / 10-th Middle East Geosciences Conference and Exibition. – Manama. – Bahrain. – 2012.

329. Hawthorne S.B., Gorecki C.D., Sorensen J.A., Steadman E.N., Harju J.A., Melzer S. "Hydrocarbon Mobilization Mechanisms from Upper, Middle, and Lower Bakken Reservoir Rocks Exposed to CO." In SPE Unconventional Resources Conference Canada. Society of Petroleum Engineers, 2013.

330. Hoffman B.T., Evans J.G. "Improved Oil Recovery IOR Pilot Projects in the Bakken Formation." In SPE Low Perm Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2016.

331. Hoffman B.T. "Huff-N-Puff Gas Injection Pilot Projects in the Eagle Ford." In SPE Canada Unconventional Resources Conference. Society of Petroleum Engineers, 2018.

332. Irwing H., Curtis C., Coleman M. Isotopic evidence for source of diagenetic carbonates formed during burial of organic-rich sediments // Nature. 1977. V. 269. – P. 209-213.

333. Jayasekera A.J., Goodyear S.G. The development of heavy oilfields in the United Kindom Continental shelf: past, present and future // SPE Res. Eval. & Eng. – October 2000. – N 3 (5). – P. 371-379.

334. Kar T., Hascakir B., 2017. In situ kerogen extraction via combustion and pyrolysis. J. Pet. Sci. Eng. 154, 502-512. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.051.

335. Kaufman R.L., Ahmed A.S., and Hempkins W.B. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculation// IPA, 2006 – 16th Annual Convention Proceedings. 1987, p.247-268

336. Khlebnikov V.N., Zobov P.M., Antonov S. V., Bakulin D.A., Guschina J.F., Vinokurov V.A., 2011. The study of hydrothermal influence on the Bazhenov formation breed. Bashkir Chem. J. 18, 2-7.

337. Kibodeaux K.R., 2014. Evolution of Porosity, Permeability, and Fluid Saturations During Thermal Reservoir Engineering Ramifications of Oil-Shale ICP Physics. SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.

338. Kobchenko M., Panahi H., Renard F., Dysthe D.K., Malthe-Srenssen A., Mazzini A., Scheibert J., Jamtveit B., Meakin P., 2011. 4D imaging of fracturing in organic-rich shales during heating. J. Geophys. Res. Solid Earth 116, 1-9. https://doi.org/10.1029/2011JB008565.

339. Kozlowski M.L., Punase A., Hascakir B., Texas A., 2015. The Catalytic Effect of Clay on In Situ Combustion Performance, in: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Quito, Ecuador, pp. 18-20.

340. Kök M. V., Guner G., Bagc S., 2008. Application of EOR techniques for oil shale fields (in situ combustion approach). Oil Shale 25, 217-225. https://doi.org/10.3176/oil.2008.2.04.

341. Lee K., Moridis G.J., Ehlig-Economides C.A., 2015. A Comprehensive Simulation Model of Kerogen Pyrolysis for the In situ Upgrading of Oil Shales. SPE Reserv. Simul. Symp. https://doi.org/10.2118/173299-MS.

342. Li J., Mehta S.A., Moore R.G., Zalewski E., Ursenbach M.G., Van Fraassen K., 2006. Investigation of the oxidation behaviour of pure hydrocarbon components and crude oils utilizing PDSC thermal technique. J. Can. Pet. Technol. 45, 48-53. https://doi.org/10.2118/06-01-04.

343. Minssieux L., Duquerroix J.P. WAG flow mechanism in presence of residual oil // Препринт SPE 28623 copyright, 1994.

344. Moss J.T., White P.D., Mc Niel J.S. In-situ combustion process-results of a five-well field experiments in Southern Oklahoma. J. Petr. Techn. 11 (1959), April. – P. 55-64.

345. Rawson P.F., Curry D., Dilley F.C., Hancock J.M., Kennedy W.J., Neale J.W., Wood C.J., Worssam B. A correlation of Cretaceous rocks in the British Isles // Geol. Soc. London, Special Report, 1978, № 10. – 70 p.

346. Schmidt M., Sekar B. "Innovative Unconventional2 EOR-A LightEOR an Unconventional Tertiary Recovery Approach to an Unconventional Bakken Reservoir in Southeast Saskatchewan." In 21st World Petroleum Congress, Moscow 2014. World Petroleum Congress, 2014.

347. Sheng J.J. "Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs." Journal of Petroleum Science and Engineering, 159, 2017. – P. 654-665.

348. Sinha A.S., Dang S., Sondergeld C.H., Rai C.S. “Impact of Solvent Extraction on Surface Area Measurements in Organic-Rich Shales Using Nitrogen Adsorption.” In Proceedings of the 5th Unconventional Resources Technology Conference. Tulsa, OK, USA: American Association of Petroleum Geologists, 2017.

349. Sorensen J.A., Pekot L.J., Torres J.A., Jin L., Hawthorne S.B., Smith S.A., Doll T.E. “Field Test of CO2 Injection in a Vertical Middle Bakken Well to Evaluate the Potential for Enhanced Oil Recovery and CO2 Storage,” 2018. – P. 1-18.

350. Spiro B., 1991. Effects of minerals on Rock Eval pyrolysis of kerogen. J. Therm. Anal. 37, 1513-1522. https://doi.org/10.1007/BF01913484.

351. Surlyk F., Callomon J.H., Bromley R.G., Birkelund T. Stratigraphy of the Jurassic—Lower Cretaceous sediments of Jameson Land and Scoresby Land, East Greenland // Grønl. Geol. Unders. Bull., 1973 (105), 76 p.

352. Surlyk F., Ineson J.R. The Jurassic of Denmark and Greenland: key elements in the reconstruction of the North Atlantic Jurassic rift system // Geol. Surv. Denmark and Greenland Bulletin, 2003 (1). – P. 9-20.

353. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR screening criteria revisited – Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects // SPE Res. Eng. – August 1997. – P. 189-198.

354. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR screening criteria revisited – Part 2: Application and impact of oil prices // SPE Res. Eng. – August 1997. – P.199-205.

355. Tiwari P., Deo M., Lin C.L., Miller J.D., 2013. Characterization of oil shale pore structure before and after pyrolysis by using X-ray micro CT. Fuel 107, 547-554. https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2013.01.006.

356. Veizer J., Ala D., Azmy K. et al. 87Sr/86Sr, δ13C and δ18O evolution of Phanerozoic seawater // Chem. Geol. 1999. V. 161. №. 1. – P. 59-88.

357. Vishnevskaya V.S. The Jurassic-Cretaceous boundary in Boreal Russia: radiolarian and calcareous dinoflagellate potential biomarkers / V.S. Vishnevskaya // Geological Quarterly. – 2017. – V. 61 (3). – P. 641-654.

358. Wang M., Wang L., Zhou W., Yu W. “Lean gas Huff and Puff process for Eagle Ford Shale: Methane adsorption and gas trapping effects on EOR.” Fuel, 248, 2019. – P. 143-151.

359. Yanik J., Yüksel M., Sağlam M., Olukçu N., Bartle K., Frere B., 1995. Characterization of the oil fractions of shale oil obtained by pyrolysis and supercritical water extraction. Fuel 74, 46-50. https://doi.org/10.1016/0016-2361(94)P4329-Z.

360. Yu Y., Sheng J.J. “Experimental Evaluation of Shale Oil Recovery from Eagle Ford Core Samples by Nitrogen Gas Flooding.” In SPE Improved Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers, 2016.

361. Zakharov V.A., Rogov M.A., Dzyuba O.S., Žák K., Košťák M., Pruner P., Skupien P., Chadima M., Mazuch M., Nikitenko B.L. Palaeoenvironments and palaeoceanography changes across the Jurassic/ Cretaceous boundary in the Arctic realm: case study of the Nordvik section (north Siberia, Russia) // Polar Res., 2014, v. 33, 19714.

362. Zhng Y. F. Oxygen isotope fractionation in carbonate and sulfate minerals. Geochemical Journal. 1999. V. 33. – P. 109-126.

Фондовая литература

363. Выполнение исследовательских работ в части поиска и совершенствования технологии извлечения углеводородов из верхнеюрских нефтематеринских пород. Отчет по договору. Отв. исполнитель Е.О. Микитин. 2020, г. Москва.

364. Выявление и обоснование поисковых объектов для подготовки запасов в баженовской свиты (территория деятельности ТПП «Когалымнефтегаз»). Отв. исполнители Ф.Г. Гурари, Ю.А. Брылкин, А.И. Ларичев. Отчет СНИИГГиМС. Г. Новосибирск. – 2000.

365. Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно - Сибирской НГП (нетрадиционные источники сланцевой нефти) с выделением перспективных зон и участков на основе разработки и совершенствования критериев ее потенциальной продуктивности и методических подходов к оценке прогнозных ресурсов: Отчет о НИР по государственному контракту №7/14 / ФГБУ «ВНИГНИ»; Отв. исполн. М.Б. Скворцов. – г. Москва. – 2016.

366. Подсчет запасов нефти и растворенного газа в баженовской свите Салымского месторождения (по состоянию на 01.01.1985г.). М.Н. Кочетов, В.П. Сонич, А.Я. Фурсов и др. Отчет ВНИИ и СибНИИНП за 1986 г., Тюмень.

367. Подсчет запасов, составление ПТД на разработку углеводородов в баженовской свите на Средне-Назымском месторождении с защитой результатов в «ГКЗ». Подсчет запасов, составление ПТД на разработку углеводородов в баженовской свите на Средне-Назымском месторождении с защитой результатов в «ГКЗ» от 20.09.2018. Отв. Исп. И.С. Гутман. Москва. 2018.

368. Проведение лабораторных исследований в части применения термогазового воздействия на новых участках АО «РИТЭК. Отчет по договору. Отв. исполнитель Е.О. Микитин. 2018. г. Москва.

369. Систематизация, анализ и обобщение всей информации по баженовской свите, полученной в ходе геолого-геофизического изучения Средне-Назымского месторождения», отчет в 2-х томах, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, Москва, 2011.

370. Совершенствование технологии термогазового воздействия на основе результатов специальных исследований. Отчет по договору. Отв. исполнитель И.Б.Федотов. 2019. г. Волгоград.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис.1.1 Схема расположения залежей нефти в пласте Ю0 на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: 1 - административные границы, 2 - границы нефтегазоносных областей, 3 - нефтяные залежи в пласте Ю0, 4 - Нефтегазоносные области: 1 - Приуральская, 2 - Красноленинская, 3 - Фроловская, 4 - Среднеобская, 5 - Каймысовская, 6 - Васюганская, 7 - Пайдугинская, 8 - Пур-Тазовская, 9 - Надым-Пурская, 10 - Восточно-Уральская [365].....22

Рис. 1.2 Стратиграфическая схема келловея и верхней юры Западной Сибири с дополнениями 25

Рис.1.3 Современная схема типов разреза баженовского горизонта [365].....31

Рис.1.4 Результаты первичных испытаний скважин и после интенсификации притока (номер скважины/ первичный дебит нефти/ дебит нефти после интенсификации/ вид интенсификации).....50

Рис.1.5 Соотношение общей толщины баженовской свиты и фактически отобранного керна (номер скважины/ общая толщина свиты/ фактически отобранный керн (м)).....50

Рис.2.1 Схема литогенетической классификации пород баженовской свиты 66

Рис.2.2 Прослой апотуфа (фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете) 69

Рис.2.3 Апотуф (шлиф ВО-311-4; в параллельных и скрещенных николях).....69

Рис.2.4 Глина карбонатизированная.....70

Рис.2.5 Глинисто-кремнистая углеродистая порода, алевритистая, с редкими зернами глауконита (шлиф Ц1-36, в параллельных и скрещенных николях).....72

Рис.2.7 Кремнисто-глинистая углеродистая порода, алевритистая (шлиф ВТюм34-31, в параллельных и скрещенных николях) 72

Рис.2.8 Углеродисто-глинисто-кремнистая порода со скоплением ихтиодетрита (шлиф НЯ-2-28, в параллельных и скрещенных николях). 73

Рис.2.9 Углеродисто-глинисто-кремнистая порода (обр.Ц1-56). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кварц, пирит, полевые шпаты, слюда, смектит, следы каолинита 73

Рис.2.10 Углеродисто-глинисто-кремнистая порода (обр. Тюм-34-15). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кварц, ПШ, слюда, пирит, кальцит, каолинит 73

Рис.2.11 Углеродистая глинисто-кремнистая порода (рентгеноплотностной срез обр. СН3019-2-1э, диаметром 3 мм) 74

Рис.2.12 Углеродистая глинисто-кремнистая порода (3D-модель распределения пирита (золотой цвет), пор и ОВ (синий цвет) в объеме обр. СН3019-2-1э, диаметром 3 мм).....74

Рис.2.13 Углеродистая глинисто-кремнистая порода (СЭМ обр. СН3019-2-1э): а) общий вид; б) крупный план поверхности с порами в образце; в) фрагмент образца с

включениями крупных частиц кремнистого и глинистого минерала; г) крупный план пор в образце; д) общий вид другого фрагмента поверхности с поровым пространством; е) частицы каолинита в поровом пространстве; и) крупный план органического вещества с трещинами; к) фрагмент порового пространства, частично заполненного каолинитом и кварцем 76
Рис.2.14 Углеродисто-глинисто-кремнистая порода 77
(результаты капилярометрических исследований обр. СН3019-20ц) 77
Рис.2.15 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистые породы (шлиф Тюм-34-54, в параллельных и скрещенных николях) 78
Рис.2.16 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистые породы (шлиф Тюм-34-64, в параллельных и скрещенных николях) 78
Рис.2.17 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода с ихтиодетритом (шлиф АйПим-4021-6; в параллельных и скрещенных николях) 79
Рис.2.18 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода, результаты рентгенофазового анализа обр.Тюм-34-54 в порядке убывания: кварц, ПШ, слюда, пирит, иллит 79
Рис.2.19 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода (рентгеновские плотностные срезы обр.ЗЕ-97-29н)....80
Рис.2.20 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода (объемные модели цилиндров диаметром 3 мм с распределением компонентов: а – пирит; б – поровое пространство; в – совмещенная модель пирита и порового пространства) 80
Рис.2.21 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода (снимок РЭМ, обр. Тюм-34-54) 81
Рис.2.22 Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистая порода (капилярометрические исследования обр. СН3008-26)....81
Рис.2.23 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистые породы с реликтами радиолярий (шлиф СН-230-23Г, в параллельных и скрещенных николях) 83
Рис.2.24 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода с реликтами радиолярий и кокколитофорид (шлиф Гал-2024-65, в параллельных и скрещенных николях)....84
Рис.2.25 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода, обр. Тюм_34-24, минеральный состав в порядке убывания: кальцит, кварц, слюда, ПШ, каолинит, пирит 84
Рис.2.26 Скелет радиолярии с пиритизированной стенкой в основной массе породы, сложенной остатками кокколитофорид (РЭМ, обр. А10-4) 85
Рис.2.27 Остатки кокколитофорид в основной массе породы (РЭМ обр. А10-4)....85
Рис.2.28 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода (РЭМ обр. А10-4ц: а) общий вид; б) крупный план поверхности образца; в) фрагмент поверхности с емкостным пространством между кристаллами кремнезёма и кальцита; г) крупный план межкристаллической пустотности; д) остатки ихтиодетрита, выполненные апатитом и органическим веществом; е) крупный план органических остатков ихтиодетрита)....86
Рис.2.29 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода (РЭМ обр. Ц1-60: а – общий вид поверхности образца; б – увеличенный фрагмент предыдущего снимка, общая масса представлена кремнеземом, глинистыми минералами, фосфоритами и органическим веществом; в – изображение пористого фторапатита и органического вещества; г - органическое вещество в минеральной матрице)....87
Рис.2.30 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода (РЭМ обр. Ц1-60). Результаты анализа элементного состава фрагмента образца породы: а – каолинит и кальцит; б – апатит; в – альбит; г - фторапатит и органическое вещество....88
Рис.2.31 Высокоуглеродисто-глинисто-карбонатно-кремнистая порода (капилярометрические исследования обр. СН3007-38ц)....89

Рис.2.32 Силицит **(**радиоляриевый) коллоидальнозернистый (шлиф, в параллельных и скрещенных николях) 91
Рис.2.33 Силицит **(**радиоляриевый) (шлиф ЗУ-308-62, в параллельных и скрещенных николях) 91
Рис.2.34 Силицит **(**радиоляриевый) с измененной биоморфной структурой, халцедонизированный с трещинами автофлюидоразрыва (шлиф Гал-2024-53, в параллельных и скрещенных николях) 92
Рис.2.35 Силицит **(**радиоляриевый) (рентгенограмма обр. СН3019-18). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кварц, пирит, слюда 92
Рис.2.36 Силицит **(**радиоляриевый) (рентгенограмма обр. СН3019-15). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кварц, пирит, слюда, полевые шпаты 93
Рис.2.37 Силицит **(**радиоляриевый) (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца Г42-162 диаметром 3 мм) 93
Рис.2.38 Силицит **(**радиоляриевый) (3D-модель распределения в объеме цилиндрического образца Г42-162 диаметром 3 мм: слева – пирита, справа – ОВ) 94
Рис.2.39 Силицит **(**радиоляриевый) (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца А10-5ц диаметром 30 мм) 94
Рис.2.40 Силицит **(**радиоляриевый) (3D-модель цилиндрического образца А10-5ц диаметром 30 мм распределения пирита (золотой цвет), пор и ОВ (синий цвет)) 95
Рис.2.41 Силицит **(**радиоляриевый) (капилярометрические исследования обр. СН3019-25ц) 95
Рис.2.42 Силицит **(**радиоляриевый) (капилярометрические исследования обр. СН3008-21ц) 96
Рис.2.43 Радиолярит с примесью глауконита (шлиф ЗУ-308-53; в параллельных и скрещенных николях) 97
Рис 2.44 Радиолярит углеродистый (шлиф Прир-504-44, в параллельных и скрещенных николях) 97
Рис.2.45 Радиолярит (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца СН3019-1э диаметром 3 мм) 98
Рис.2.46 Радиолярит (3D-модель распределения в объеме цилиндрического образца СН3019-1э диаметром 3 мм: слева – пирита, справа – совместно пирита (золотой цвет) и пор с ОВ (синий цвет)) 98
Рис.2.47 Радиолярит (СЭМ, обр.СН3019-1э): а) общий вид; б) крупный план пор в образце; в) кальцит, кварц и органические формирования в образце; г) крупный план остатков радиолярий и частиц каолинита в образце; д) пустотное пространство внутри остатков радиолярий; е) остатки радиолярий, выполненные органическим веществом с кристаллами кварца; и) крупный план остатков радиолярий, выполненные органическим веществом с кристаллами кварца; к) другой фрагмент поверхности образца 100
Рис.2.48 Кристаллы кварца в радиолярите (фотография СЭМ) 101
Рис.2.49 Фильтрационно-емкостные свойства образцов радиоляритов Средне-Назымского месторождения 101
Рис.2.50 Радиолярит (капилярометрические исследования радиолярита обр. СН3019-21ц) 102
Рис.2.51 Радиолярит (капилярометрические исследования радиоляритов обр. СН3007-37ц) 102
Рис.2.52 Доломит по радиоляриту (шлифа Тюм-34-73, в параллельных и скрещенных николях) 103
Рис.2.53 Доломит по радиоляриту (шлифа Мол-7-10, в параллельных и скрещенных николях) 103
Рис.2.54 Доломит по радиоляриту (шлиф Миш-184-28, в параллельных и скрещенных николях) 104

Рис.2.55 Доломит по радиоляриту (рентгенограмма обр. СН3019-29). Минеральный состав в порядке убывания содержания: доломит, кварц, пирит, кальцит, апатит 104
Рис.2.56 Доломит по радиоляриту (рентгенограмма обр. СН3019-23). Минеральный состав в порядке убывания содержания: доломит, кварц, кальцит, пирит.....104
Рис.2.57 Доломит по радиоляриту (рентгенограмма обр. Тюм-34-47). Минеральный состав в порядке убывания содержания: доломит, кальцит, кварц, пирит.....105
Рис.2.58 Доломит по радиоляриту (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца А10-4ц диаметром 3 мм).....105
Рис.2.59 Доломит по радиоляриту (3D-модель распределения в объеме образца А10-4ц диаметром 3 мм совместно пирита (золотой цвет) и компонентов породы с низкой рентгеновской абсорбцией, которые представлены как порами, так и ОВ (синий цвет)) .106
Рис.2.60 Доломит по радиоляриту (Снимки РЭМ) 106
Рис.2.61 Свойства вторичных доломитов, развитых по радиоляритам Средне-Назымского месторождения.....107
Рис.2.62 Доломит по радиоляриту (капилярометрические исследования обр. СН3008-30 Ц, СН3019-24ц).....107
Рис.2.63 Известняк по радиоляриту (шлиф А10-4ц, в параллельных и скрещенных николях).....108
Рис.2.64 Известняк по радиоляриту (шлиф А10-5ц, в параллельных и скрещенных николях).....109
Рис.2.65 Известняк по радиоляриту (шлиф Тюм34-35, в параллельных и скрещенных николях) 109
Рис.2.66 Известняк по радиоляриту (шлиф Тюм-34-48, в параллельных и скрещенных николях) 109
Рис.2.67 Известняк по радиоляриту (рентгенограмма обр. СН3019-8). 110
Рис.2.68 Известняк по радиоляриту (рентгенограмма обр. Миш184-25). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кальцит, кварц, полевые шпаты.110
Рис.2.69 Известняк по радиоляриту (отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца А10-5ц диаметром 3 мм).....111
Рис.2.70 Известняк по радиоляриту (3D-модель распределения в объеме цилиндрического образца А10-5ц диаметром 3 мм: слева – пирита, справа – поры и ОВ) 111
Рис.2.71 Известняк по радиоляриту (РЭМ обр. Ц1-90: а) общий вид; б) крупный план поверхности с порами между сростками кальцита; в) крупный план межкристаллической пористости; г) другой фрагмент поверхности; д) поры в образце; е) крупная пора между двумя крупными сростками кальцита 112
Рис.2.72 Известняк по радиоляриту (снимки РЭМ, результаты анализа элементного состава фрагмента образца породы: А – кальцит; Б – доломит) 113
Рис. 2.73 Известняк по радиоляриту. Снимок СЭМ обр. 101-14.....114
Рис.2.74 Известняк по радиоляриту (снимок СЭМ, зонд).....114
Рис.2.75 Распределение ФЕС в известняках по радиоляритам по данным керна Средне-Назымского месторождения 114
Рис.2.76 Известняк по радиоляриту (капилярометрические исследования обр. СН3008-31ц).....115
Рис.2.77 Линзы фосфатно-карбонатных пород (фотографии керна в дневном и УФ свете).....116
Рис. 2.78 Известняк иноцерамовый, детритовый (шлиф БО-77-167, в параллельных и скрещенных николях) 117
Рис.2.79 Известняк пелоидный мелко-тонкокристаллический (шлиф Апр-10-14, в параллельных и скрещенных николях) 117
Рис.2.80 Нодуль известняка пелоидно-интракластового (шлиф обр. НЯ-2-27, в параллельных и скрещенных николях) 118

Рис.2.81 Известняк интракластовый с фосфатными пелоидами (шлифа В-Тюм 34-28, в параллельных и скрещенных николях) 118
Рис.2.82 Известняк пелоидный, окремнелый (шлиф ЮжМай413-4, в параллельных и скрещенных николях) 118
Рис.2.83 Известняк пелоидно-биокластовый (шлиф Миш-184-24, в параллельных и скрещенных николях) 119
Рис.2.84 Известняк спикулитовый (шлиф А-11-6, в параллельных и скрещенных николях) 119
Рис.2.85 Известняк спикулитовый (шлиф Тюм-34-27, в параллельных и скрещенных николях) 119
Рис.2.86 Известняк спикулитовый (рентгенограмма обр. Тюм-34-37). Минеральный состав в порядке убывания содержания: кальцит, кварц, ПШ, глауконит 120
Рис.2.87 Отдельный рентгеноплотностной срез цилиндрического образца диаметром 30 мм с результатами интерпретации 120
Рис.2.88 3D-модель распределения пирита в объеме цилиндрического образца А10-4ц диаметром 30 мм 121
Рис.2.89 Известняк спикулитовый (снимок СЭМ): в основной массе кристаллы кальцита, в центре – шиповидный остаток спикулы 121
Рис.2.90 Известняк интракластовый.....122
(капилярометрические исследования обр. СН3008-31ц).....122
Рис.2.91 Известняк по радиолярите с многочисленными фосфатными конкрециями (шлиф Апр-15-133, в параллельных и скрещенных николях).....123
Рис.2.92 Известняк с фосфоритами (шлиф Тюм-34-28, в параллельных и скрещенных николях).....123
Рис.2.93 Фосфоритовая конкреция слабо карбонатизированная (шлиф Ур-7761-34, в параллельных и скрещенных николях) 123
Рис.2.94 Известняк по радиолярите с многочисленными фосфатными конкрециями (шлиф Апр-15-133, в параллельных и скрещенных николях).....124
Рис.2.95 Фосфорит карбонатизированный (шлиф Апр-16-13, в параллельных и скрещенных николях).....124
Рис.2.96 Фосфорит карбонатизированный (рентгенограмма обр.Тюм-34-28). Минеральный состав в порядке убывания содержания: апатит, доломит, кварц 125
Рис.2.97 Фосфорит кремнистый (рентгенограмма обр. Ур-7761-34). Минеральный состав в порядке убывания содержания: апатит, кварц, полевые шпаты 125
Рис.2.98 Известняк фосфоритовый (СЭМ, образца 101-114: а – общий вид поверхности образца; б – увеличенный фрагмент предыдущего снимка; в – кальцисфера, заполненная органическим веществом; г – изображение органического вещества и пирита; д – изображение органического вещества, пирита, межкристаллического и межкомпонентного порового пространства; е – органическое вещество) 126
Рис.2.99 Известняк фосфоритовый (снимки СЭМ). Результаты анализа элементного состава компонента породы: а – доломит; б – апатит; в – кальцит 127
Рис.2.100 Радиус поровых каналов класса низкопроницаемых нефтематеринских пород.....131
Рис.2.101 Минерально-компонентная модель низкопроницаемых нефтематеринских пород (слева) и пород потенциальных коллекторов (справа) и содержание пиролизуемого, непиролизуемого органического углерода (по данным пиролиза) на примере Средне-Назымского месторождения.....132
Рис.2.102 Формы нахождения различных УВ в общем составе ОВ и в составе пиролизуемой части ОВ пород из разных классов по данным пиролитических исследований до и после экстракции 133

Рис.2.103 График зависимости пиролитического параметра S1 от содержания органического вещества (Сорг) в различных классах пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....134
Рис.2.104 Определение интервалов притока в скважинах по данным ПГИ.....135
Рис.2.105 Радиус поровых каналов класса пород потенциальных коллекторов.....135
Рис.2.106 Диаграмма Кеннона-Кессоу для нефти и хлороформенных экстрактов из разных литологических типов пород баженовской свиты в скважине 3034 Средне-Назымской.....137
Рис.2.107 Литолого-стратиграфический разрез и звёздные диаграммы хлороформенных экстрактов разных пород баженовской свиты в скважине 3034 Средне-Назымской и их сравнение со звездной диаграммой нефти, полученной в той же скважине из отложений баженовской свиты.....138
Рис.2.108 Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете интервала двух циклов осадконакопления нижней толщи баженовской свиты (зеленый цвет – низкопроницаемые нефтематеринские породы; желтый – радиоляритовые пласты кровли цикла; стрелочки указывают направление вверх по разрезу).....142
Рис.2.109 Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете интервала нижнего цикла осадконакопления верхней толщи баженовской свиты (4 цикл) (зеленый цвет – низкопроницаемые нефтематеринские породы; желтый – радиоляритовые пласты кровли цикла; стрелочки указывают направление вверх по разрезу).....143
Рис.2.110 Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете части среднего цикла (5 цикл) осадконакопления верхней толщи баженовской свиты (зеленый цвет – низкопроницаемые нефтематеринские породы с линзами карбонатов; желтый – скопление карбонатных линз в кровле цикла; стрелочки указывают направление вверх по разрезу)144
Рис.2.111 Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете части верхнего цикла осадконакопления верхней толщи баженовской свиты (6 цикл; все породы относятся к низкопроницаемым нефтематеринским).....145
Рис.2.112 Схема строения разреза баженовской свиты (по Панченко и др., 2016 с дополнениями).....147
Рис.2.113 Пример геонавигационного профиля скважины с горизонтальным окончанием, проведенной по данным ГК и анализа шлама в процессе бурения.....149
Рис.2.114 Данные изотопного анализа карбонатных минералов пород баженовской свиты. Условные обозначения: 1 – известняки по радиоляритам; 2 – известняки с цементом прорастания по радиоляритам; 3 – (а) пелоидно-интракластовые и (б) кавернозно-трещинные известняки; 4 – доломиты по радиоляритам; 5 – мелкозернистый кальцит, входящий в состав низкопроницаемых нефтематеринских пород [185, 194].....153
Рис.2.115 Принципиальные схемы условий осадконакопления и.....154
постседиментационных преобразований нефтематеринских пород баженовской свиты.....154
Рис. 2.116 Пример заполнения трещин в радиолярите несколькими генерациями гидротермального кальцита и кварца (шлиф Гал-2024-8694, в параллельных и скрещенных николях).....157
Рис.2.117 Пример заполнения трещин в радиолярите кристаллами гидротермального кварца (Снимок СЭМ, СН-230-1Г-0017).....157
Рис.2.118 Сопоставление толщин и ФЕС радиоляритов в скважинах, расположенных на поднятии (3003) и в погруженной зоне (3008).....160
Рис.2.119 Схема изменения толщин и состава пород в зависимости от палеоструктурного плана.....160
Рис.2.120 Схема корреляции баженовской свиты в скважинах Средне-Назымского месторождения, выровненная на подошву свиты (заливка коллекторов: желтая – тип 1; оранжевая – тип 2).....161

Рис.2.121 Схема корреляции баженовской свиты в скважинах Средне-Назымского месторождения, выровненная на подошву «кокколитофоридового» (5-го) цикла осадконакопления (заливка коллекторов: желтая – тип 1; оранжевая – тип 2).....164
Рис.2.122 Карта общих толщин пород (слева) и карта толщин коллекторов (справа) нижней толщи баженовской свиты («радиоляритовый» интервал разреза).....165
Рис.2.123 Карта общих толщин пород (слева) и карта толщин коллекторов (справа) среднего цикла осадконакопления верхней толщи («кокколитофоридовый» интервал разреза) 165
Рис.3.1 Пример определения литотипов пород баженовской свиты в шлифах, объединения их в группы литотипов и классы пород, увязки с данными ГИС.....170
Рис.3.2 Принципиальная схема исследований на основе литогенетической классификации.....172
Рис. 3.3 Литологические модели строения разреза баженовской свиты с использованием литотипов (А), групп литотипов (Б) и классов пород (В), сопоставленные с каротажем ГК и НГК 172
Рис.3.4 Геолого-геофизическая характеристика разреза верхнеюрских отложений и результаты раздельных испытаний различных интервалов.....175
Рис.3.5 Пример разреза баженовской свиты с результатами интерпретации данных ГИС и литогенетической классификации пород.....178
Рис.3.6 Пример разреза структурного каркаса баженовской свиты трехмерной модели Средне-Назымского месторождения.....180
Рис.3.7 Пример разрезов куба «литологии» баженовской свиты, построенных (а) без учета и (б) с учетом детальной межскважинной корреляции (структурного каркаса) 181
Рис.3.8 Разрез куба литологии баженовской свиты с опорной скважиной и интерпретацией данных ГИС в ней (Средне-Назымское месторождение) 182
Рис.3.9 Разрезы куба пористости баженовской свиты, построенные (а) без учета и (б) с учетом детальной межскважинной корреляции (структурного каркаса), куба «литологии» (Средне-Назымское месторождение).....183
Рис. 3.10 Карта изученности отложений баженовской свиты Средне-Назымского месторождения на структурной основе ее кровли 185
Рис.3.11 Пример детальной попачечной корреляции скважин с запада на восток интервала баженовской свиты Средне-Назымского месторождения 186
Рис.3.12 Схема корреляции скважин с выделением интервалов пород потенциальных коллекторов (желтые и оранжевые) в баженовской свите Средне-Назымского месторождения.....187
Рис.3.13 Фрагмент куба «литологии» баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....188
Рис.3.14 Обоснование средних значений пористости в радиоляритовых коллекторах типа 1 и 2 (по В.И. Петерсилье с дополнениями) Средне-Назымского месторождения.....189
Разрез куба «пористости» баженовской свиты представлен на рисунке 3.18. 189
Рис.3.15 Зависимость коэффициента пористости Кп (керн) от значений кривой нормированного нейтронного каротажа по опорным скважинам в интервалах коллекторов Средне-Назымского месторождения 190
Рис.3.16 Пример результата расчёта пористости по ГИС в интервалах коллекторов баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....190
Рис.3.17 Пример результата определения емкостных характеристик трещиноватых пелоидно-интракластовых известняков на Средне-Назымском месторождении методом191
К.И. Багринцевой.....191
Рис.3.18 Разрез куба «пористости» баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....192

Рис.3.19 Зависимость коэффициента продуктивности скважин от палеоструктурного плана по кровле баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....193
Рис.3.20 Примеры гистограммы среднесуточных дебитов за месяц в наклонно-направленных скважинах баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....194
Рис.3.21 Ранжирование скважин №№ 3007-3006-3003-3001-218R по продуктивности баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....196
Рис.3.22 Ранжирование скважин №№ 3000R-210R-220R-215R по продуктивности баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....197
Рис.3.23 Ранжирование скважин №№ 3002-3005-3009-3008-101 по продуктивности баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....198
Рис.3.24 Прогнозная карта Средне-Назымского месторождения с ранжированием баженовской свиты по степени продуктивности 200
Рис.3.25 Расположение скважин Средне-Назымского месторождения, в которых проведены геохимические исследования керна баженовской свиты.....201
Рис.3.26 График зависимости параметра Сорг от показаний ГГК-п для отложений баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....202
Рис.3.27 Общая зависимость содержания Сорг от показаний ГГК-п в отложениях баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....203
Рис.3.28 Пример сходимости синтетической кривой Сорг, рассчитанной из данных ГИС, с результатами новых керновых исследований, полученными после построения трехмерной модели отложений баженовской свиты Средне-Назымского месторождения 204
Рис.3.29 Зависимость параметра S2 от содержания органического углерода для разных классов пород баженовской свиты, Средне-Назымское месторождение.....205
Рис.3.30 Корреляции параметра S1 от содержания органического углерода для класса низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....206
Рис.3.31 Корреляции параметра ΔS2 (количество преимущественно высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых компонентов) от содержания органического углерода для класса низкопроницаемых нефтематеринских пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....207
Рис.3.32 Сопоставление полученных уравнений зависимости параметра S1 от Сорг в разрезе разных скважин баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....208
Рис.3.33 Гистограммы распределения содержания Сорг для 2-х классов пород баженовской свиты: потенциальных коллекторов (желтые) и низкопроницаемых нефтематеринских пород (синие) 209
Рис.3.34 Корреляция параметров S1 от содержания Сорг для двух классов пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....209
Рис. 3.35 Разрезы кубов геохимических параметров ОВ баженовской свиты в трехмерной геологической модели Средне-Назымского месторождения.....211
Рис.3.36 Графики фактического падения добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием и положение скважин на фрагменте структурной карте по кровле баженовской свиты Средне-Назымского месторождения 216
Рис.3.37 Прогноз падения добычи нефти на 10 лет в скважинах, пробуренных в зонах различной продуктивности Средне-Назымского месторождения 216
Рис.4.1 Пример профиля горизонтального ствола скважины Средне-Назымского месторождения, расположенного в кровле нижней толщи баженовской свиты с данными по (снизу) минеральному составу шлама.....230
Рис.4.2 Характеристика образца высокоуглеродистой глинисто-кремнистой породы, на которой проведен эксперимент по сбросу давления в условиях, приближенных к пластовым.....232

Рис.4.3 Результат эксперимента по сбросу давления в условиях, приближенных к пластовым, выход УВ не зафиксирован (присутствуют капли технической воды) [368] .233
Рис.4.4 Динамика приемистости по воздуху нагнетательных скважин 219Р и 219б 236
Рис.4.5 Динамика показателей работы нагнетательной скважины 219б.....236
Рис.4.6 Динамика изменения дебитов добывающих скважин и приёмистости по воздуху за весь период работы.....237
Рис.4.7 Промысловые данные по динамике закачки воздуха, добыче нефти, газового фактора и состава газа по добывающей скважине 3000 237
Рис.4.8 Промысловые данные по динамике закачки воздуха, добыче нефти, газового фактора и состава газа по добывающей скважине 3001 238
Рис.4.9 Промысловые данные по динамике закачки воздуха, добыче нефти, газового фактора и состава газа по добывающей скважине 401 238
Рис.4.10 Прирост дебита газа с момента начала закачки воздуха на опытном участке Средне-Назымского месторождения [38] 239
Рис.4.11 Компонентный состав газа в скв. 219 (поверхностные пробы) [38] 239
Рис.4.12 Профили концентраций углеводородных компонентов (LO – легкие углеводородные фракции C_1-C_5; МО – средние углеводородные фракции C_6-C_{13}, НО – тяжелые углеводородные фракции $C_{14+В}$), моно- и диоксида углерода, азота и кислорода, полученные на численной модели [38] 240
Рис.4.13 Состав добываемого газа (а) и нефти (б) их отложений баженовской свиты в скважине 3000 Средне-Назымского месторождения [38] 240
Рис.4.14 Динамика температуры внутри трубы горения во время эксперимента по закачке сухого воздуха (а) и водовоздушной смеси (б) [207].....243
Рис.4.15 Объемное содержание легких фракций, диоксида углерода и кислорода [207] 243
Рис 4.16 Динамика устьевого давления при закачке воды.....245
Рис.4.17 Строение разреза баженовской свиты в скв. 219_бис, расположение интервалов, претерпевших краснокаменные изменения с их фотографиями в керне [197] 247
Рис.4.18 Фотографии шлифов доломитизированных радиоляритов баженовской свиты до (слева) и после (справа, шлиф прокрашен) термогазового воздействия на породу в пластовых условиях.....248
Рис.4.19 Фотографии и рисунок керна карбонатизированных радиоляритов после термогазового воздействия в реальных условиях [197] 248
Рис.4.20 Данные пиролиза в интервалах керна после термогазового воздействия в реальных условиях (интервалы горения отличаются резко сниженными значениями пиролитических параметров) 249
Рис.4.21 Схема сопоставления скважин с изученным керном без воздействия ТГВ (скв.3002,3000, 3019) и после ТГВ (скв.219_бис) [363].....249
Рис.4.22 Кривые относительных фазовых проницаемостей до и после теплового воздействия [363].....250
Рис.4.23 Фотографии поверхности образца до и после эксперимента при температуре 400^0С [368] 252
Рис.4.24 Фотографии выделившихся УВ на поверхности образца в результате эксперимента при температуре 400^0С и резком сбросе давления [368].....252
Рис.4.25 Фотографии полученных образцов флюидов при разных давлениях [368] 253
Рис.4.26 Динамика отбора нефти во время эксперимента по акватермолизу [368]253
Рис. 4.27 Визуализация порового пространства до (сверху) и после (снизу) эксперимента с участием низкопроницаемой породы нефтематеринского класса [363] ..255

Рис.4.28 Формализованная схема химических превращений углеводородов в результате деструкции и окисления [207].....256
Рис.4.29 Зависимость температуры от продолжительности эксперимента (А) и зависимость потребления кислорода углеводородами нефти от температуры (Б) [207]...258
Рис.4.30 Минеральные преобразования низкопроницаемых нефтематеринских пород при воздействии ТГВ [363].....259
Рис.4.31 Схема преобразований нефтематеринских пород баженовской свиты при техногенном термическом воздействии (НМ – класс низкопроницаемых пород – неколлекторов; ПК – класс пород-коллекторов).....262
Рис.5.1 Схема типов разреза баженовского горизонта и карта катагенеза ОВ [365] 269
Рис.5.2 Схема корреляции баженовского горизонта в ХМАО в пределах различных тектонических блоков и геохимическая характеристика изученных разрезов [220] 270
Рис.5.3 Схема корреляции и расположения изученных скважин.....271
Рис. 5.4 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Красноленинского свода (на примере Пальяновской площади).....274
Рис.5.5 Радиолярит. Пальяновская площадь (шлиф, в параллельных и скрещенных николях).....275
Рис. 5.6 Фосфорит с кальцитовым цементом. Пальяновская площадь (шлиф, в параллельных и скрещенных николях) 275
Рис. 5.7 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Фроловской мегавпадины (на примере Средне-Назымской площади) 276
Рис. 5.8 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Салымского мегавала (на примере Верхнесалымской площади) 277
Рис. 5.9 Радиоляриты Верхнесалымского месторождения (шлиф, снимки РЭМ)..278
Рис. 5.10 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Сургутского свода (на примере Повховской площади) 279
Рис. 5.11 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта в районе Нижневартовского свода (на примере Мишаевской площади).....279
Рис.5.12 Радиолярит Ай-Пимской площади (шлиф Ай-Пим-4021-14).....280
Рис. 5.13 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта на западе Томской области (на примере Южно-Майской площади).....280
Рис 5.14 Вторичный известняк по радиоляриту Западно-Квензерская (шлиф З-Кв-4-423).....281
Рис. 5.15 Характеристика органического вещества двух классов пород баженовского горизонта на севере Тюменской (на примере Верхне-Тюмской площади) 281
Рис 5.16 Радиолярит карбонатизированный глинистый Верхне-Тюмской площади (шлиф В-Тюм-34-48) 282
Рис 5.17 Радиолярит доломитизированный глинистый Верхне-Тюмской площади. (шлиф В-Тюм-34-73) 282
Рис.5.18 График падения добычи нефти в скв. 100 Средне-Назымского месторождения.....284

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1. Сравнительная характеристика классов нефтематеринских пород: низкопроницаемых - неколлекторов и потенциальных коллекторов.....129

Таблица 2.2. Разностороняя характеристика литотипов пород баженовской свиты на основе литогенетической классификации.....130

Таблица.2.3 Сравнение свойств классов низкопроницаемых нефтематеринских пород и потенциальных коллекторов.....139

Таблица 3.1 Определение пористости фосфатно-карбонатных пород методом ЯМР по керну.....192

Таблица 3.2 Оценка запасов нефти баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....214

Таблица 3.3 Оценка ресурсов УВ, проведенная через пиролитические параметры пород баженовской свиты Средне-Назымского месторождения.....219

Таблица 4.1 Объем синтетической нефти в зависимости от температуры [207]...244

Таблица 4.2 Данные по открытой и закрытой пористости до и после эксперимента [363].....254

Таблица 4.3 Литогенетическая классификация пород баженовской свиты и ее практическое значение.....264

Таблица 5.1. Сводная характеристика типов разреза баженовского горизонта и степень перспективности различных технологий его разработки.....286

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ЗС НГБ – Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн;

ОВ – органическое вещество;

УВ – углеводороды;

ГРП – гидроразрыв пласта;

МГРП – многосекционный гидроразрыв пласта;

ГС – скважины с горизонтальным окончанием;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ГКО – глино-кислотная обработка;

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

ТГВ – термо-газовое воздействие;

ППД – поддержание пластового давления;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ОПР – опытно-промышленные работы;

РЭМ/ СЭМ – растровый/ сканирующий электронный микроскоп;

Пиролитические параметры:

TOC – общее содержание органического углерода в породе, % масс;

S0 – количество свободных (газообразных) УВ (С1-С7), выделившихся при нагреве до 90 ^{0}С, мг УВ/г породы;

S1 – количество сгенерированных УВ - продукты термического испарения до температуры 300 ^{0}С, мг УВ/г породы;

S2 – количество УВ, образованных в процессе крекинга керогена и смолисто-асфальтеновых веществ при температуре 300-650 ^{0}С, мг УВ/г породы;

ΔS2 – количество сорбированных высокомолекулярных УВ, преимущественно смолисто-асфальтеновых компонентов, рассчитанное как разница S2 до и после экстракции, мг УВ/г породы;

S2ex – количество УВ, образованных в процессе крекинга керогена при температуре 300-650 ^{0}С, собственно генерационный потенциал керогена, оставшийся после экстракции, мг УВ/г породы;

Tmax – температура максимального выхода УВ при пиролизе керогена (до и после экстракции образца);

HI – водородный индекс (рассчитанный до и после экстракции образца), мг УВ/г TOC;

OI – кислородный индекс, мг CO_2/г TOC.