

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Оксенойд Елена Ефимовна

**Минерально-вещественный состав, тип органического вещества и
региональный прогноз продуктивности баженовского горизонта в
центральной части Западно-Сибирского НГБ**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук,
профессор Мясникова Г.П.

Тюмень – 2019

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. МИНЕРАЛЬНО-ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ПОРОД БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА	10
1.1. Обзор существующих представлений о минерально- вещественном составе пород баженовской свиты.....	12
1.2.1. Методика определения минерально-вещественного состава пород баженовского горизонта.....	23
1.2.2. Расчет минерально-вещественного состава пород БС	28
1.3.1. Анализ содержаний породообразующих компонентов баженовской свиты.....	40
1.3.2. Анализ содержаний глинистых минералов в отложениях баженовского горизонта	45
1.4.1. Классы пород баженовской свиты.....	58
1.4.2. Фильтрационно-емкостные свойства классов пород баженовской свиты.....	66
ГЛАВА 2. СВОЙСТВА НЕФТЕЙ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	73
2.1. Свойства нефтей верхнеюрско-нижнемеловых отложений.....	73
2.2. Районирование территории распространения баженовского горизонта по типам нефтей.....	90
ГЛАВА 3. ТИПЫ КЕРОГЕНА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.....	96
3.1. Определение типа керогена по пиролитическим данным.....	96
3.2. Тип керогена ПС	103
ГЛАВА 4. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ ЕСТЕСТВЕННОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НГБ	115
4.1. Анализ выявленной нефтеносности	115
4.2. Сопоставление выявленной нефтеносности баженовской свиты с различными ее характеристиками	120
4.3. Прогноз региональных перспектив естественной продуктивности баженовской свиты.....	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	142
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	146

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Баженовская свита со своими фациальными аналогами согласно оценке 2013 года американской US Energy Information Administration [Technically..., June 2013] занимает первое место в мире по величине суммарных технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти, которые, по разным подсчетам, составляют несколько миллиардов тонн. По официальной оценке, выполненной НАЦ РН им. В. И. Шпильмана, начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса территории ХМАО-Югры составляют 3,1 млрд. т, это оценка ресурсов в зонах естественной продуктивности БС. Баженовские отложения рассматриваются в качестве одного из главных источников поддержания ресурсной базы углеводородного сырья в основном нефтедобывающем регионе России.

Исследования баженовских отложений, проводимые в последние годы, отличаются высоким научно-техническим уровнем и детальностью, однако, довольно часто полученные данные являются локализованными и недостаточно статистически обоснованными. Следовательно, актуальной задачей для определения перспектив добычи нефти из баженовских отложений является проведение комплексного исследования минерально-вещественного состава, органического вещества, определение спектра характеристик, определяющих продуктивность, на большом объеме фактического материала, полученного из разных районов развития баженовского горизонта (БГ).

Степень разработанности

После открытия в 1968 г. Салымского месторождения с залежами нефти в баженовских отложениях и дебитами в несколько сот тонн в сутки изучением баженовской свиты на протяжении 20 лет занимались многие ведущие научно-исследовательские институты: ИНГГ СО РАН, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС, ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИГИРГИ, СибНИИНП и др. После некоторого спада, вызванного, в том числе, рядом глобальных политических и экономических

причин, новый этап активного изучения баженовской свиты начался уже в XXI веке под влиянием мирового сланцевого бума. Среди организаций, плодотворно работающих на современном этапе: ВНИГНИ, Газпромнефть НТЦ, ИНГГ СО РАН, МГУ, МиМГО, НАЦ РН им. В.И.Шпильмана, Сколтех, СНИИГГиМС, СургутНИПИнефть, ТомскНИПИнефть.

В изучение минерально-вещественного состава пород баженовского горизонта, геохимии органического вещества пород и нефтей баженовской свиты, ее нефтегенерационных свойств, прогнозирование продуктивности баженовской свиты, выделение и обоснование перспективных объектов внесли вклад многие исследователи: А.Д. Алексеев, О.К. Баженова, Н.С. Балущкина, В.И. Белкин, С.И. Билибин, Ф.Я. Боркун, Ю.В. Брадучан, В.А. Волков, И.В. Гончаров, Ф.Г. Гулари, М.В. Дахнова, Т.В. Дорофеева, Т.Ф. Дьяконова, Т.П. Емец, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин, М.Ю. Зубков, Г.А. Калмыков, Е.Е. Карнюшина, Т.Т. Клубова, Е.В. Козлова, А.Э. Конторович, Т.А. Коровина, Е.А. Костырева, Н.В. Лопатин, В.Н. Меленевский, А.Г. Мухер, В.Д. Немова, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Н.В. Обласов, Е.В. Олейник, И.В. Панченко, Е.А. Предтеченская, А.В. Рыльков, В.А. Самойленко, В.В. Сапьяник, В.П. Сонич, К.В. Стрижнев, И.И. Ушатинский, С.И. Филина, А.Н. Фомин, В.В. Хабаров, В.Г. Эдер, П.А. Ян и др.

Цель работы: анализ минерально-вещественного состава, классов пород и их фильтрационно-емкостных свойств, типа органического вещества баженовских отложений; региональный прогноз продуктивности пород баженовского горизонта в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Основные задачи исследований:

- расчет минерально-вещественного состава пород баженовской свиты, определение соотношений основных породообразующих компонентов и глинистых минералов;
- выделение классов пород БС и оценка их фильтрационно-емкостных свойств;

- уточнение типа органического вещества баженовской свиты на основании анализа пиролитических данных и свойств нефтей верхнеюрско-меловых отложений;
- анализ выявленной нефтеносности, выявление факторов существенных для получения притоков и региональный прогноз продуктивности БС.

Научная новизна

1. Определено содержание основных породообразующих компонентов и установлены классы пород для всей территории развития высокоуглеродистых пород баженовского горизонта в границах ХМАО-Югры от Красноленинского свода на западе до Александровского мегавала на востоке.
2. Выявлено, что относительно повышенными фильтрационно-емкостными свойствами среди классов баженовских пород выделяются силициты и микститы (породы смешанного состава) кероген-кремнистые.
3. Установлено, что среди глинистых минералов центральной высокоуглеродистой зоны баженовского горизонта более половины содержания приходится на гидрослюда, около трети на смешаннослойный минерал иллит-сметтит. Содержание каолинита и хлорита в породе обычно не превышает 2%, хлорит встречается лишь в каждой четвертой пробе.
4. Выполненное районирование свойств верхнеюрско-меловых нефтей подтверждает существование фаций органического вещества в баженовских отложениях, которые различаются, в том числе, генерационным потенциалом.
5. Предложена и обоснована модель керогена баженовской свиты со значениями начального водородного индекса, превышающими 600 мг УВ/г Сорг, как разновидности керогена типа IIS.
6. Для прогноза региональных перспектив продуктивности баженовской свиты использованы пиролитические параметры.

Теоретическая и практическая значимость работы

Получены соотношения содержаний основных вещественных компонентов баженовской свиты на большом количестве образцов (более 3000). Подтверждена незначительная роль аргиллитов (4%) и показана низкая встречаемость

карбонатов (4%), получены соотношения содержаний глинистых минералов во внутренней высокоуглеродистой области БГ.

Определение минерально-вещественного состава имеет важное практическое значение для подсчета запасов, выбора целевого объекта разработки и моделирования технологии извлечения углеводородов из баженовской свиты. Во «Временном методическом руководстве по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» [Временное методическое руководство..., 2017] рекомендуется оценивать нефтенасыщенную толщину «на основе литотипизации».

Установлено, что относительно повышенными фильтрационно-емкостными свойствами характеризуются силициты и микститы (породы смешанного состава) кероген-кремнистые. Полученные результаты по определению фильтрационно-емкостных свойств и индекса нефтенасыщения для различных классов (литотипов) пород могут быть использованы при выборе целевых объектов.

Районирование территории распространения баженовского горизонта по градациям свойств верхнеюрско-меловых нефтей показало существование органофаций в баженовской свите, которые различаются, в том числе, генерационным потенциалом.

Предложено и обосновано отнесение органического вещества баженовской свиты на части рассматриваемой территории к типу IIS. Представленная модель распределения типов керогена II и IIS была использована при расчете геологических запасов нефти в рамках дифференцированной оценки перспектив нефтеносности баженовской свиты [Волков и др., 2016]. Полученные распределения типов органического вещества могут использоваться в бассейновом моделировании и при оценке перспектив нефтегазоносности.

Установлены характеристики баженовской свиты, связанные с естественной продуктивностью: плотность генерации углеводородов, термическая зрелость органического вещества и пластовая температура.

Обобщенная прогнозная карта-схема региональных перспектив естественной продуктивности баженовской свиты может использоваться в качестве основы при выборе участков перспективных для добычи углеводородов из баженовской свиты.

Методология и методы исследования

Для решения основных задач исследования анализировался керновый материал баженовского горизонта более чем из 200 скважин: результаты РСА, РФА, пиролиза, петрографические шлифы, фильтрационно-емкостные свойства. Автором выполнено макроописание более чем 2500 м керна баженово-абалакских пород. Проведен расчет содержаний основных породообразующих компонентов и разделение на классы и подклассы пород баженовской свиты по выборке более чем из 3000 проб. По данным из баланса запасов построены карты содержаний в верхнеюрско-нижнемеловых нефтях серы, парафина, смол и асфальтенов, вязкости, плотности, температуры и газосодержания. Выделены и закартированы градации свойств нефтей. Выполнен прогноз региональных перспектив баженовского горизонта на основании сопоставления выявленной нефтеносности и различных характеристик БГ. Сделаны научные и практические выводы.

Основные защищаемые положения

1. Преобладающая часть отложений внутренней высокоуглеродистой области баженовского горизонта представлена породами смешанного состава (около 60%) и силицитами (порядка 30%). Суммарное количество аргиллитов и карбонатов не превышает 10%. Среди глинистых минералов преобладает гидрослюда, на втором месте по встречаемости смешаннослойный минерал иллит-сметтит, содержание каолинита и хлорита составляет первые проценты.

2. Различия в свойствах нефтей верхнеюрско-нижнемеловых отложений, в первую очередь, в содержании серы, величинах пиролитического водородного индекса ОВ и условиях осадконакопления позволяют подразделить кероген центральной высокоуглеродистой зоны развития БГ на типы IIS и II, что существенно для оценки геологических запасов и ресурсов нефти.

3. Определяющими факторами регионального прогноза естественной продуктивности БГ являются пластовая температура, плотность генерации углеводородов и термическая зрелость ОВ. Наиболее перспективными являются районы Красноленинского свода, северо-западный и восточный борта Фроловской мегавпадины, к перспективным относятся земли к югу от Красноленинского свода, север Сургутского свода с прилегающей с востока территорией вплоть до Толькинского мегапрогиба, западная и северная части Юганской мегавпадины.

Степень достоверности результатов проведенных исследований

Достоверность полученных результатов подтверждается высокой представительностью использованных данных: объем пиролитических исследований – более 3900 образцов из 208 скважин, определений Сорг – более 5400 из 322 скважин, объем минералогических анализов (РСА) – более 2900 образцов из 94 скважин, результаты силикатного анализа – более 3700 проб по 206 скважинам. Скважины пробурены по всей территории ХМАО-Югры. Параметры свойств верхнеюрско-меловых нефтей выбраны из баланса запасов по более чем 3800 залежам. При анализе выявленной нефтеносности баженовской свиты использовались данные испытаний 339 скважин.

Для проверки содержаний минерально-вещественного состава баженовских пород, рассчитанных по результатам силикатного анализа, проводилось попарное сопоставление расчетных содержаний с данными рентгеноструктурного анализа. Были построены графики изменения по глубине содержаний основных компонентов баженовских пород, рассчитанных по РФА и определенных по РСА для ряда скважин с наиболее представительным выносом керна из разных районов.

Полученные результаты сопоставлены с данными исследований баженовской свиты, опубликованными в последние годы.

Апробация результатов

Основные результаты исследований докладывались и обсуждались на VIII Всероссийском литологическом совещании «Эволюция осадочных процессов в

истории Земли» (Москва, 2015 г); VIII Всероссийском совещании «Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии» (Республика Крым, 2016); V научно-технической конференции «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений» (Санкт-Петербург, 2016 г), совместном семинаре EAGE/SPE 2017 «Наука о сланцах: проблемы разведки и разработки» (Москва, 2017 г); XVIII, XX, XXI окружных научно-практических конференциях «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» (Ханты-Мансийск, 2014, 2016, 2017).

Публикации

Основные защищаемые положения и итоги проведенных исследований представлены в 13 публикациях, в т. ч. 4 статьях в журналах, входящих в Перечень, рекомендованный ВАК.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, четырех глав, посвященных обоснованию защищаемых положений, и заключения общим объемом 160 страниц, включает 69 рисунков, 7 таблиц и список литературы, состоящий из 121 наименования.

Благодарности. Автор глубоко признателен и благодарен своему научному руководителю Мясниковой Галине Петровне за помощь при выполнении исследований и написании статей. Диссертант благодарит Волкова Владимира Андреевича за помощь в выборе направлений работы и за плодотворное сотрудничество в процессе изучения баженовской свиты, которое позволило осмыслить полученные результаты и подготовить диссертационную работу. Автор выражает признательность сотруднику лаборатории геологии баженовско-абалакского НГК Баширову Р.И. за помощь в подготовке диссертационной работы.

ГЛАВА 1. МИНЕРАЛЬНО-ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ПОРОД БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА

Согласно [Решение, 2004 г.] баженовский горизонт принимается в объеме верхов нижневолжского – низов нижеберриасского подъярусов. Прослеживается в южных, центральных и северных (до Уренгоя) районах Западной Сибири. На большей части территории своего развития он сложен высокоуглеродистыми отложениями, представленными и сменяющими друг друга в направлении с запада на восток согласно [Баженовский..., 1986] нижней частью мулымьинской свиты, нижней частью тутлеймской свиты и баженовской свитой (БС).

Углеродистые толщи различных нефтегазоносных провинций сложены в основном глинистым, кремнистым, карбонатным и органическим материалом.

Строение углеродистых толщ, их состав определяются литолого-фациальными условиями осадконакопления. Н.М.Страхов [Страхов, 1960] выделял четыре фациально-генетических типа морских горючих сланцев и битуминозных отложений, самый распространенный из которых – планктонно-пелагический тип. К нему относятся доманиковые отложения Русской платформы, олигоцен-миоценовые битуминозные породы Кавказа и отложения БС. Тип климата: аридный или гумидный определяет преобладающую пелагическую седиментацию: глинистую или карбонатную.

Вопросы реконструкции палеоэкологических обстановок седиментации баженовского горизонта рассматриваются в работах Гурари Ф.Г., Конторовича А.Э., Захарова В.А., Сапьяника В.В. и др. По данным палеоботаники, палеоэкологии и палеотермометрии на территории Западной Сибири во время формирования пород БГ преобладал субтропический климат: семиаридный на юге и семигумидный на севере. Среднегодовая температура вод в эпипелагиали в раннебаженовское время вблизи северо-западного берега составляла +15..18°C, вблизи северо-восточного +13..14°C. Температура придонных вод могла опускаться до нескольких градусов [Гурари и др., 1983; Захаров, 2006; Сапьяник и др., 2015].

Таким образом, палеогеографические условия позволяют предположить преобладание глинистой пелагической седиментации в центральной части баженовского моря. Вероятно, этот факт был одной из причин того, что многие исследователи особенно в первые годы изучения БС считали, что рассматриваемые высокоуглеродистые отложения имеют преимущественно глинистый состав [Ровнина и др., 1980; Филина и др., 1984; Нестеров, 1985; Гурари и др., 1988]. При дальнейшем изучении выявилось, что особенностью Западно-Сибирского бассейна в центральных удаленных от берега частях баженовского моря было преобладание биогенного осадконакопления [Нефтегазоносность..., 1987; Палеогеография..., 2013]. В осадках накапливались остатки кремний- и кальцийсодержащего фито- и зоопланктона. Ю.Н. Занин с коллегами установили [Занин и др., 1999], что в центральной части Западно-Сибирского бассейна накапливались гемипелагические осадки (преимущественно кремнистые) и в меньшей степени осадки затухающих дистальных турбидитных потоков (глинистое вещество аргиллитов). Позже эта группа исследователей при изучении распространения гемипелагических осадков в баженовском палеобассейне в Салымском, Колпашевском, Вахском и Нижневартовском районах Западной Сибири [Эдер и др., 2015] установили, что на начальном этапе осадконакопления здесь преобладала кремнистая биогенная седиментация (радиолярии), а на более поздних – кремнисто-карбонатная (преобладание кокколитофорид над радиоляриями).

Данные, полученные автором [Оксенойд и др., 2018], согласуются с многочисленными результатами исследований последних лет [Калмыков, 2016; Конторович и др., 2016], устанавливающими доминирующую роль кремнистого вещества в отложениях баженовской свиты.

1.1. Обзор существующих представлений о минерально-вещественном составе пород баженовской свиты

Изучением минерально-вещественного состава пород баженовского горизонта занимались многие исследователи: Н.С. Балущкина, В.А. Волков, Ф.Г. Гурари, Т.В. Дорофеева, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин, М.Ю. Зубков, Г.А. Калмыков, Е.Е. Карнюшина, В.Н. Меленевский, А.Г. Мухер, В.Д. Немова, И.И. Нестеров, Е.В. Олейник, И.В. Панченко, Е.А. Предтеченская, А.В. Рыльков, И.И. Ушатинский, С.И. Филина, В.Г. Эдер, П.А. Ян и др.

Для анализа минерально-вещественного состава БС использовались результаты геохимических, минералогических и петрографических исследований керн из базы данных «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпильмана» (НАЦ РН). Исследования выполнены в специализированных лабораториях: пиролитические – в ТомскНИПИнефть (проф. И. В. Гончаров) и ВНИГНИ (д. г.-м. н. М. В. Дахнова); петрографические и минералогические исследования (рентгеноструктурный и рентгенофлуоресцентный анализы) в Институте геологии и геохимии им. акад. А. Н. Заварицкого УрО РАН (д. г.-м. н. К. С. Иванов, к. ф.-м. н. Ю. В. Щапова, к. г.-м.н. Н. В. Вахрушева), Институте минералогии УрО РАН (к. г.-м. н. П. В. Хворов), Институте геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН. Часть данных была получена в виде картотеки от ЗапСибИПГНГ (к. г.-м. н. А. В. Рыльков, к.г.-м.н. И. Н. Ушатинский, к.г.-м.н. Ю. В. Брадучан) и представляет собой систематизацию выполненных ранее в ЗапСибНИГНИ литогеохимических и геохимических исследований. Небольшое количество пиролитических анализов приемлемого качества (содержащих точную привязку к глубине отбора каждого образца) найдено в литературных источниках. Использовалось описание петрографических шлифов, выполненное к. г.-м. н. Нестеровой Л.Л.

Состав пород БС определяется содержанием основных породообразующих минералов и органического вещества (ОВ). Ниже рассмотрены основные породообразующие компоненты пород БС.

Кремнистое вещество представлено преимущественно биогенным (аутигенным) кремнеземом связанным с биогенным халцедоном и опалом [Нефтегазоносность..., 1987; Ушатинский и др., 1988]. Установлено, что в результате постседиментационных преобразований баженовских отложений происходит трансформация модификаций кремнезема опал→кристобалит→халцедон→кварц. В обычных кремнистых породах (диатомиты, опоки) опал и кристобалит характерны для стадии диагенеза, а халцедон – для начального катагенеза, однако в углеродистых силицитах эти минералы сохраняются и на стадии среднего катагенеза.

Сверху вниз по разрезу содержание кремнезема увеличивается. Содержание общего кремнезема в породах БС изменяется от 5 до 90%, количество, связанное с глинистыми минералами, составляет 9-50%, с обломочным кварцем и полевыми шпатами 1-35%, с халцедоном 0.5-85%, с опалом от 1-2 до 10-15%. [Отчет, 2007]. Биогенный кремнезем наблюдается в реликтах раковин радиолярий, линзочках микрокристаллического кремнезема, в рассеянном микро- и скрытокристаллическом виде [Нефтегазоносность..., 1987; Эдер, 2017].

Кремнезем является основным породообразующим компонентом глинисто-кремнистых пород (силицитов) баженовской свиты. Для силицитов характерно развитие аутигенного кварца от криптозернистого до халцедоновидного и структуры: либо алевро-пелитовые с фрагментами органогенной, либо органогенные - в случае радиоляритов. На рисунке 1.1 представлен шлиф керогенового силицита, сложенного, в основном, аутигенным криптозернистым кварцем (71% по РСА), окрашенным битумом в желтый цвет, а также единичными органическими остатками – обломками раковин радиолярий и другими, замещенными криптозернистым кварцем и пиритом. Цементирующая глинистая масса коричневого цвета (17% по РСА) неравномерно пропитана битумом.

Также в шлифе присутствует твердое органическое вещество красновато-коричневого и темно-коричневого цвета (ТОС - 9,48% по пиролизу), которое

распределено в породе неравномерно, образуя, в основном, уплощенно-линзовидные и округлые выделения.

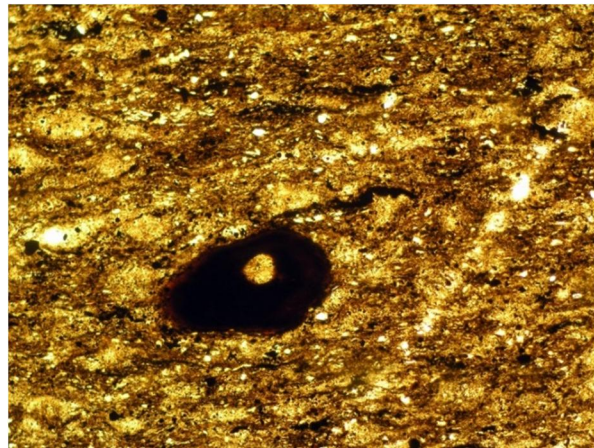


Фото шлифа без анализатора, увел. 100х (1,2 мм по длинной стороне фото)
(скв. Яркая 177, гл. 2906.0 м)

Рисунок 1.1- Керогеновый силицит

Основным минералом группы кремнезема является халцедон. Он слагает скелеты радиолярий (рисунок 1.2), образует отдельные слойки, линзы, замещает раковины других организмов. В шлифах отличается слабой анизотропией. Образовался халцедон за счет раскристаллизации в процессе диагенеза и катагенеза исходного опалового вещества кремнескелетных организмов.

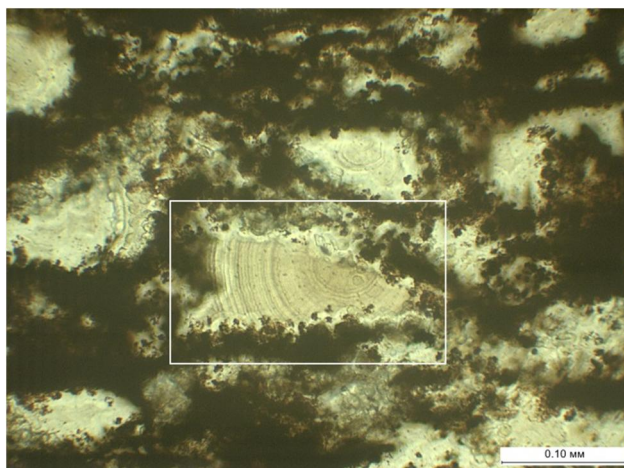


Фото шлифа, увел. 160, ник. II
(скв. Северо-Покурская 428, гл. 2565,56 м)

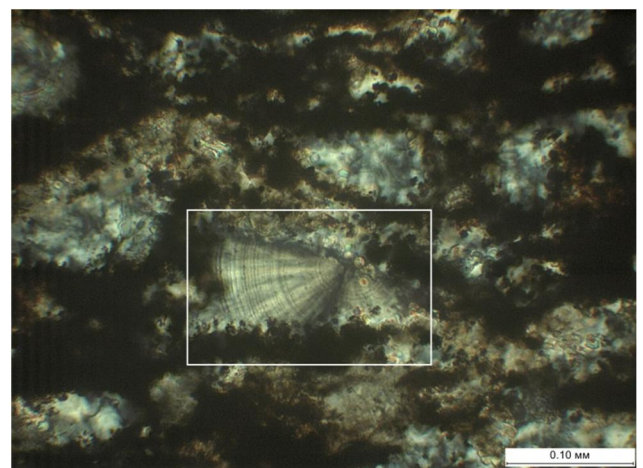


Фото шлифа, увел. 160, ник. +
(скв. Северо-Покурская 428, гл. 2565,56 м)

Рисунок 1.2 - Реликты радиолярий кремнистого состава (халцедон) в керогеновой карбонатно-кремнисто-глинистой породе

Кроме радиолярий в качестве источника биогенного кремнезема ряд исследователей рассматривает диатомеи, но, вероятно, из-за худшей их сохранности примеров их нахождения гораздо меньше. В работе исследователей ИГиРГИ [Ровнина и др., 1980] представлены снимки РЭМ обрывков и обломков диатомовых водорослей, а также спикул губок.

Для развития и захоронения организмов с кремнистым скелетом необходима определенная концентрация растворенного кремнезема в водной массе.

Известно [Справочник, 1983], что источником кремнезема являются: суша (вынос растворенного кремнезема реками), магматические очаги и сами воды морей и океанов, содержащие кремнезем, утративший связь с первичными источниками. Кремнезем попадает в морские и океанические бассейны в результате двух основных процессов: химического выветривания пород в области суши и вулканической деятельности. Что касается магматического источника кремнезема, то активной вулканической деятельности в верхнеюрском Западно-Сибирском бассейне не отмечается, но присутствие пирокластического материала в шлифах [Ровнина и др., 1980; Ермолова, 2003; Петрография..., 2018] свидетельствует о существовании эпизодов отложений пепловых облаков.

Материалы пеплопадов могли влиять на содержание органического вещества в осадке путем увеличения биопродукции, являясь благоприятной питательной средой для развития биоты, либо, наоборот, вследствие угнетения и массовой гибели планктона по причине обогащения воды токсичными элементами (Hg, Cd, As, U и др.) [Неручев, 1982].

В шлифах также диагностируется кварц в составе обломочной примеси, количество которой не превышает 1-3%.

Глинистое вещество (ГлВ) в баженовском горизонте в центральных районах Западно-Сибирского бассейна уступает по содержанию лишь кремнезему, на окраинах оно превалирует. Единой тенденции изменения количества ГлВ по разрезу свиты не отмечается.

По данным автора [Оксенойд и др., 2018] содержание глинистых минералов в породах собственно баженовской свиты преимущественно не превышает 30%, чаще всего варьирует от 15 до 30%. Наиболее распространенным литотипом, содержащим ГлВ, является смешанная порода или «микстит» по А.Э. Конторовичу [Конторович и др., 2016]. На рисунке 1.3 представлен шлиф керогенового микстита из кровельной части БС (скважина Мултановская 14), содержание глинистых минералов в пробе по РСА составляет 26%. Наблюдается чередование желтовато-коричневых микрослойков аутигенного криптозернистого кварца (24% по РСА) и коричневых, обогащенных битумом, глинистого вещества.

В шлифе довольно равномерно распределено твердое органическое вещество (ТОС - 21,73% по пиролизу) темно-коричневого цвета, образующее, в основном, уплощенно-линзовидные выделения. Встречаются и обособления ОВ неправильной формы, окрашенные в красновато-коричневый цвет. Выделяются области, обогащенные кремнеземом, отличающиеся более светлой окраской в проходящем, и более темной – в отраженном свете.

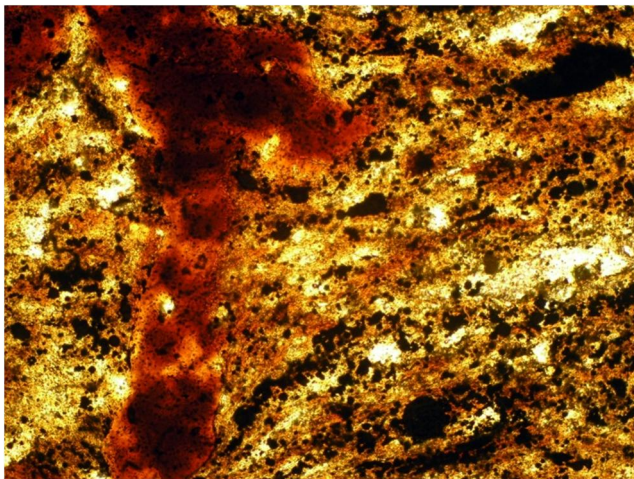


Фото шлифа без анализатора, увел. 100х
(скв. Мултановская 14, гл. 2850.72 м)

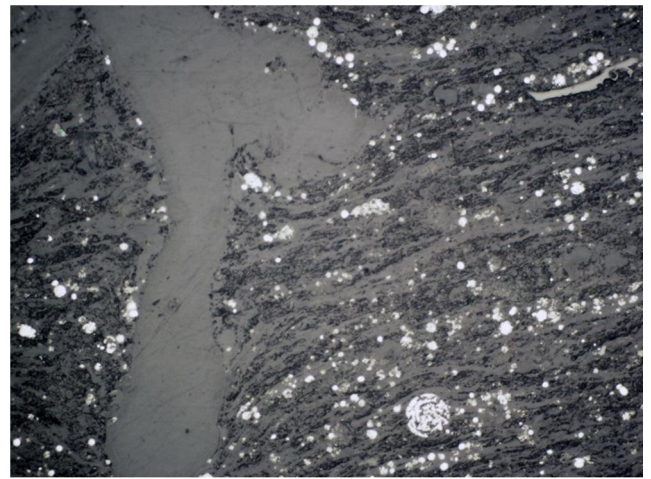


Фото шлифа – в отраженном свете, увел. 100х
(скв. Мултановская 14, гл. 2850.72 м)

Рисунок 1.3 - Керогеновый микстит

По имеющимся у автора данным РСА основным глинистым минералом в пределах рассматриваемой территории является гидрослюда, содержание ее в породах БС достигает 34%, в основном изменяется в диапазоне 5-15%. На втором по значимости месте находится смешаннослойный минерал иллит-сметит

содержание которого, в основном, не превышает 10%. Концентрация каолинита обычно составляет менее 2%. Реже всего встречается хлорит. Подробный анализ содержаний глинистых минералов приводится в разделе 1.3.2.

Среди **карбонатных минералов** в породах преобладают кальцит и доломит, встречается сидерит. В разрезе толщи карбонатное вещество преобладает в верхней части, где распространен кальцит, в нижней части наряду с кальцитом присутствует доломит и железистые карбонаты [Ушатинский и др., 1988].

Карбонатные минералы подразделяются на первичные биогенные и вторичные седиментационно-дигенетические и катагенетические [Предтеченская и др., 2006]. К первичным относятся карбонаты, слагающие преимущественно раковинный детрит и целые раковины или остатки раковин двустворчатых моллюсков (рисунок 1.4а), белемнитов, кокколитофорид и пеллетовых образований (рисунок 1.4б).

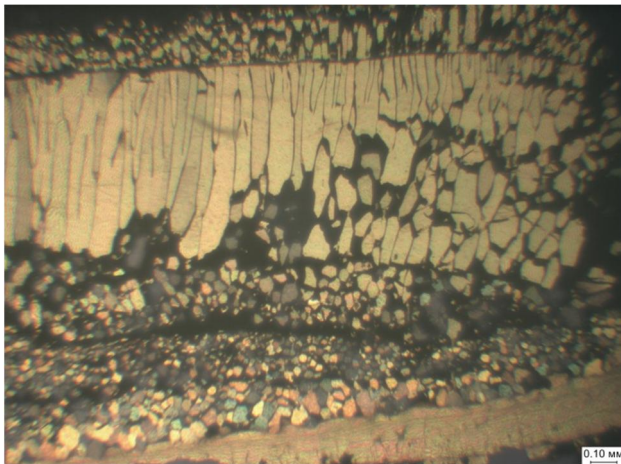


Фото шлифа ник.+, увел. 35
(скв. Мултановская 14, гл. 2860.6 м
а) крупный обломок двустворки

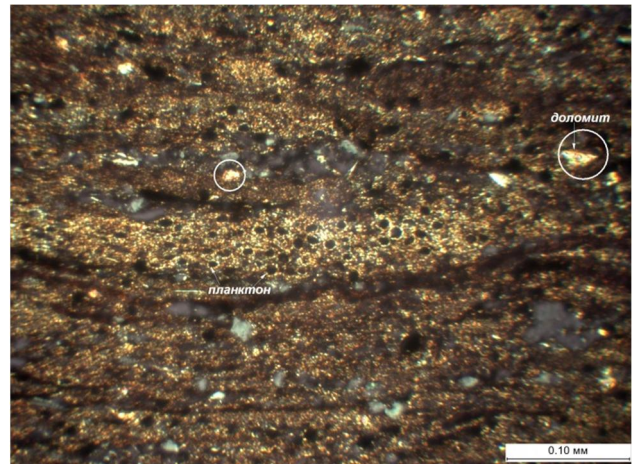


Фото шлифа ник.+, увел. 160
(скв. Приразломная 413, гл. 2874.0 м
б) скопление планктона в кальцитовой
карбонатной пелете

Рисунок 1.4 - Формы нахождения первичных карбонатов в породах БС

Образование вторичных карбонатов связано с замещением биогенного кремнистого материала, слагавшего скелеты радиолярий, диатомей и кремнистых водорослей. Скелеты радиолярий замещаются как кальцитом, так и доломитом.

На рисунке 1.5 приведены примеры форм нахождения вторичных карбонатов в БС.

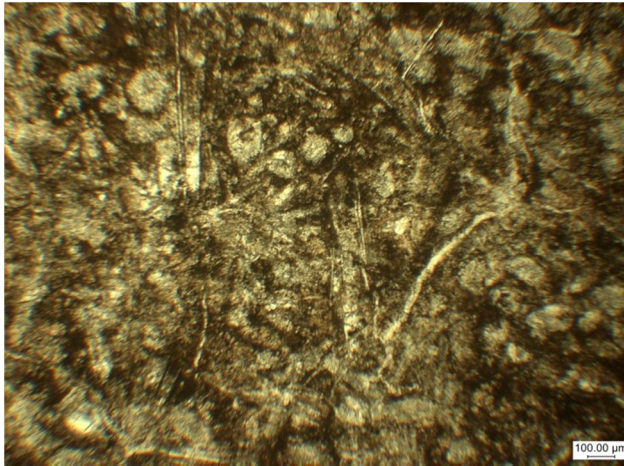


Фото шлифа ник.||,
(скв. Молодежная 7, гл. 2510.64 м)

а) карбонатная порода (кальцит) с радиоляриями и спикулами губок

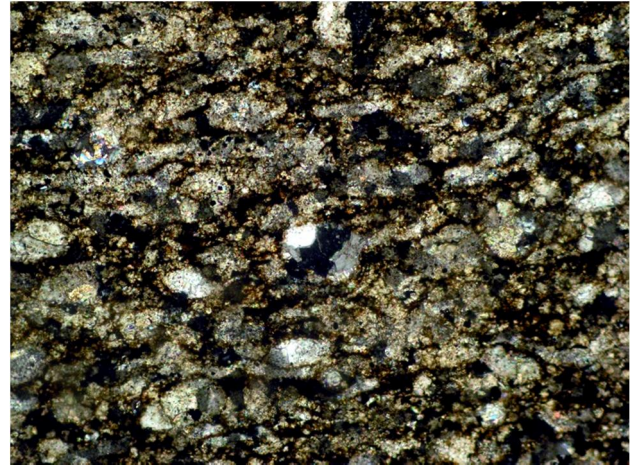


Фото шлифа с анализатором
Увеличение 100x (1,2 мм по длинной стороне фото)

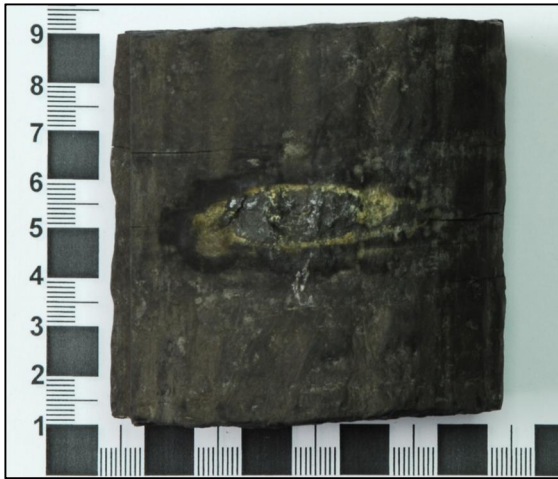
(скв. Западно-Вэнгапуровская 2, гл. 3185.5 м)
б) кремнисто-карбонатная порода (доломит), развивающийся по радиоляриям

Рисунок 1.5 - Формы нахождения вторичных карбонатов в породах БС

Сидерит встречается в небольших количествах, что связано с преобладанием уже в раннем диагенезе восстановительных условий и преимущественным образованием пирита.

В силицитах и микститах БС присутствует небольшое количество равномерно рассеянного мелкоалевритового материала (единицы процентов), представленного, не только кварцем, как отмечалось выше, но и полевыми шпатами, преимущественно альбитом. Содержание альбита, по данным автора, в основном, не превышает 8%, что согласуется с опубликованными данными [Конторович и др., 2016].

Характерной особенностью баженовской свиты является высокое содержание **пирита**: от 5 до 25%, средневзвешенное содержание пирита на рассматриваемой территории за исключением окраинных зон превышает 6%, достигая 13% [Волков и др., 2016]. Минерал присутствует в породе в рассеянном состоянии, образует округлые гнезда, желваки, линзы, замещает органические остатки, выполняет раковины (рисунок 1.6).



скв. Западно-Ташинская 10 (гл. 2707.76 м)

а) стяжение пирита в подошве БС

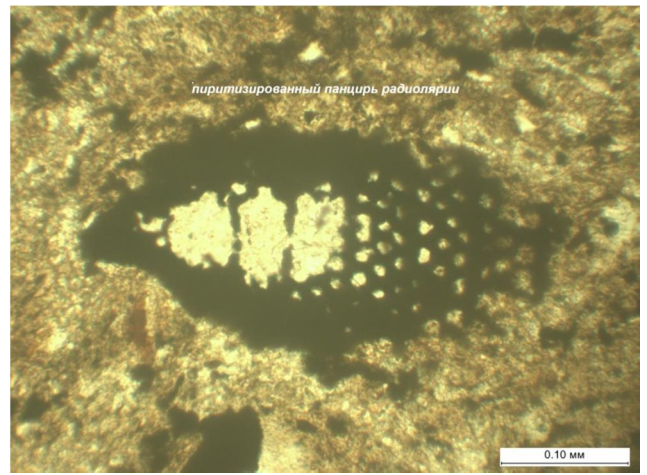


Фото шлифа, скв. Тевлинско-Русскинская 2249
(гл. 2769,64 м. Увел.160, ник.П)

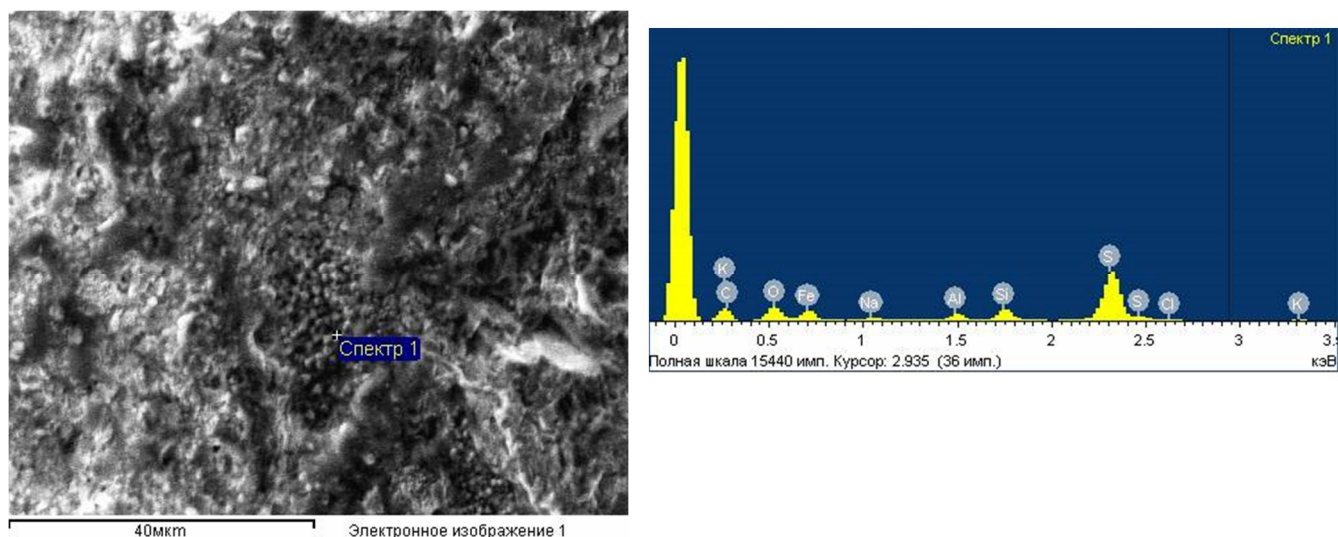
б) пиритизированный панцирь радиолярии

Рисунок 1.6 - Формы нахождения пирита в породах БС

В последних работах ряда исследователей [Калмыков, 2016 г.; Эдер и др., 2017] утверждается, что существует корреляционная взаимосвязь содержания Сорг и пирита. Установлено три морфологических типа пирита [Эдер и др., 2017]: скрытокристаллический, замещающий реликты радиолярий (рисунок 1.6 б)), кристаллический и фрамбоидальный (наиболее распространенный).

В зонах перехода БС в перекрывающие и подстилающие породы преобладает кристаллический пирит, образующий линзы и прослои (рисунок 1.6 а)). Мощность прослоев интенсивно пиритизированных пород составляет 0.1-0.5 м. В этих переходных отложениях отсутствует корреляция между относительно пониженными значениями Сорг и повышенным содержанием пирита, которое обусловлено химическим осаждением минерала, вызванным резкими изменениями окислительно-восстановительного режима в диагенезе на границах отложений с различными литологическими и геохимическими характеристиками.

Что касается фрамбоидального пирита (рисунок 1.7), то он образуется в результате действия сульфатредуцирующих бактерий. Микробиально генерируемый сероводород взаимодействует с реакционноспособным железом из кластических минералов.



а) точка зондирования на шлифе б) спектр элементного состава в точке зондирования
 скв. Ю-Покамасовская 66, гл. 2918.79 м

Рисунок 1.7 - Фрамбонды пирита

В разделе 3.2 приводится анализ содержания пирита в породах бажендовской свиты, выполненный автором.

Формы присутствия **органического вещества** в БС определяются текстурой пород: в микрослоистых разновидностях оно присутствует в форме линзовидных слойков, в неслоистых – в виде мелких и крупных пятен (рисунки 1.1, 1.3) и в тонкораспыленном состоянии, окрашивая породу в бурый цвет. Содержание Сорг в центральных районах Западной Сибири составляет [Нефтегазоносность..., 1987; Отчет, 2007] 13-15% (25-30% по объему), в окраинных менее 5%.

По данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана [Волков и др., 2016] территория ХМАО-Югры за исключением западных и восточных окраин характеризуется средневзвешенным значением Сорг > 7%. На юге Сургутского и на Нижневартовском сводах содержание органического углерода в отложениях БС превышает 12%, достигая 19%.

Установлено, что органическое вещество бажендовской свиты представлено сапропелевым планктоногенным материалом [Ровнина и др., 1980; Нефтегазоносность..., 1987; Палеогеография..., 2013]. Источниками,

предположительно, могли служить микроорганизмы с кремнистым скелетом (радиолярии и диатомовые водоросли) и бесскелетные организмы (бактериальные и водорослевые). В ОВ прибрежных зон палеобассейна может присутствовать небольшая доля наземной растительности. Ю.Н. Занин с коллегами [Занин и др., 2008] по соотношению содержаний Сорг и кремнистого вещества, которое составляет примерно 1:100 в радиоляритах и радиоляриевых илах ряда регионов, установили, что при среднем содержании кремнезема в баженовской свите менее 50% содержание органического углерода, которое может быть ассоциировано с данным количеством кремнистого вещества, не должно превышать 0.5%. Проведенный вышеупомянутыми исследователями анализ 198 образцов из отложений баженовской свиты из 18 скважин центральной части Западно-Сибирского бассейна показал отсутствие значимой корреляции между содержаниями органического углерода и кремнезема. Данные автора [Оксенойд, 2018] подтверждают отсутствие корреляционной связи между содержанием кремнистого и органического вещества. В тоже время количество кремнистого вещества является показателем количества скелетов радиолярий, которые могли обладать телами значительно большего объема и массы. По данным М.С. Афанасьевой [Афанасьева и др., 1998] объем цитоплазмы клетки радиолярии превышает объем скелета в сотни и тысячи раз. Цитоплазма радиолярии содержит жировые включения массой до 100 мг. Кроме того на одну клетку радиолярии приходится 20-50 симбиотических водорослей. Поэтому отсутствие корреляции между кремнистым и органическим веществом не противоречит утверждению о том, что радиолярии могли быть продуцентами органического вещества баженовской свиты.

Углеродграфическими методами было установлено, что в мацеральном составе керогена баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода преобладает колоальгинит (60-95%), который образуется из определенного типа водорослей [Лопатин и др., 1987].

В работе [Куликова и др., 2013] авторы высказывают мнение о том, что макроводоросли, в частности бурые, могли продуцировать большую, чем

микрофитопланктон, биомассу, которая явилась главным источником органического вещества баженовской свиты. Таким образом, представление о том, что происхождение ОВ связано с микро- и макроводорослями является на сегодняшний день наиболее признанным.

1.2.1. Методика определения минерально-вещественного состава пород баженовского горизонта

Рентгеноструктурный анализ (РСА)

Рентгеноструктурный анализ (XRD) используется для определения основных минеральных фаз. Для пород баженовской свиты характерен следующий набор компонентов: минералы группы кремнезема (кварц от криптозернистого до халцедоновидного), полевой шпат (плагиоклаз), глинистые минералы, кальцит, доломит, пирит, апатит.

Этот метод позволяет точно количественно определить только минералы с кристаллической структурой. Поэтому наиболее рационально его использование в совокупности с рентгенофлуоресцентным анализом, это позволяет отнести ряд определённых оксидов к конкретным минералам, что в свою очередь даёт возможность отнести остальные оксиды к известным соединениям, находящимся в аморфном состоянии и имеющим сложное смешанное строение [Калмыков, 2016].

Также с помощью рентгеновского анализа можно изучать многокомпонентные минеральные смеси, например, глинистые образования, в составе которых присутствует большая группа минералов с размером частиц менее 0,001 м. Для данного анализа отбирают образцы с содержанием глинистых минералов более 10 % (по результатам рентгенофазового анализа валовой пробы).

РСА проводился в три этапа для трех выборок, использованные методики исследований имеют ряд отличий.

Для двух выборок (670 проб по 12 скважинам и 337 проб по 23 скважинам, пробуренным в западной части ХМАО-Югры), первоначально производился рентгенометрический анализ на дифрактометре XRD-7000 (Shimadzu). Исследования по заказу НАЦ РН им. В.И. Шпильмана проводились в Институте геологии и геохимии УрО РАН им. акад. А.Н. Заварицкого к.ф.-м.н. Щаповой Ю.В. Использовалось $\text{Cu K}\alpha$ –излучение, режим работы рентгеновской трубки –

40kV, 30mA. Для всех образцов были получены дифрактограммы в области углов 2Θ от 4 до 70 градусов.

На следующем этапе проводилось разделение глинистой фракции.

Для определения содержания глинистых минералов в первой выборке исследования выполнены по методике МВИ 11-21-2003 (ОАО «СибНИИИП», г. Тюмень). Регистрацию дифрактограмм проводили в диапазоне углов 2Θ от 4 до 15° (дифрактометр XRD-7000 (Shimadzu), Cu K α –излучение, режим работы рентгеновской трубки – 40kV, 30mA). Расчет соотношений каолинита, хлорита, гидрослюд, смешаннослойных образований, монтмориллонита проведен с использованием результатов 4-х последовательных измерений каждой пробы: (1) для ориентированного (осажденного из водной суспензии на стеклянную подложку) препарата глинистой фракции; (2) для препарата, насыщенного диагностической жидкостью – этиленгликолем; (3) для препарата, отожженного при 350°C ; (4) для препарата, отожженного при 600°C .

Данная методика оказалась неэффективна для трети проб из выборки, характеризующихся низкой окристаллизованностью минералов глин и их малым содержанием в материале, а также, вероятно, из-за эффектов флотации, препятствующих созданию необходимой степени текстурированности материала в процессе осаждения проб с высоким содержанием органического вещества.

Для второй выборки из 337 проб (23 скважины) по результатам РСА по всей породе было отобрано 50 проб для РСА на глинистой фракции. Из навески фракции $<500\mu\text{m}$ удалены карбонаты 10% раствором HCl при комнатной температуре. Образец промывался, встряхивался, проводилась ультразвуковая обработка. Далее фракция $<2\mu\text{m}$ отделялась и готовился ориентированный образец. Снимались РСА-дифрактограммы в диапазоне углов 2θ от 2.5 до 40° , скорость $2^\circ/\text{мин}$. Выполнена интерпретация результатов анализа, данные представлены соотношением глинистых минералов: каолинита, хлорита, гидрослюд, смешаннослойных образований.

Для третьей выборки из 1900 проб (59 скважин) в Институте минералогии Уральского отделения РАН к.г.-м.н. П.В. Хворовым использовался метод

полнопрофильного рентгеноструктурного анализа (метод Ритвельда). Особенностью метода является то, что он в отличие от других использует не одно характеристическое отражение для каждого минерала, которое выбирается по принципу минимальных наложений от других фаз, а учитывает все отражения от всех фаз, входящих в пробу.

Неоспоримым преимуществом метода Ритвельда является возможность рассчитывать содержания глинистых минералов, тогда как остальные методы не дают при этом удовлетворительных результатов. К недостаткам метода можно отнести длительную аппаратную съемку и трудоемкость ведения расчетов. Стоит отметить повышенные требования к пробоподготовке, в частности к тщательному и однородному измельчению исследуемого материала.

Пробы исследовались на двух дифрактометрах. Непосредственно файл для расчета методом Ритвельда с линией дифракционного профиля получается на приборе SHIMADZU XRD-6000, Cu-анод, Long Fine Focus (0.1 мм), графитовый монохроматор в диапазоне углов 2θ 4 - 70 градусов. Приготовление препарата в этом случае происходит стандартным методом забивки кюветы, но при этом количество материала берется меньше требуемого для уменьшения текстурирования препарата.

Параллельно проба анализируется на дифрактометре ДРОН-2.0, Cu-анод, графитовый монохроматор в диапазоне углов 2θ 3 - 19 градусов для диагностики глинистых минералов. Приготовление препарата осуществляется нанесением суспензии на обратную сторону кюветы с избытком спирта для обеспечения максимальной степени текстурирования. Съемка проводится три раза - анализируется воздушно-сухой препарат, препарат насыщенный глицерином и препарат, прокаленный при 550° С.

Сопоставление всех четырех дифракционных картин позволяет определить набор минералов, структурные характеристики которых используются при построении модели для расчета методом Ритвельда. Расчет ведется в программном продукте SIROQUANT, V-4.0.

В результатах анализа по методу Ритвельда кроме основных минеральных фаз представлены содержания следующих глинистых компонентов:

- гидрослюда - неупорядоченный смешаннослойный минерал с преобладанием иллита и присутствием смектитовых слоев;
- иллит;
- иллит-смектит;
- смектит - смешаннослойный неупорядоченный минерал с преобладанием смектитовых слоев (монтмориллонит-иллит);
- каолинит;
- хлорит.

Химический (силикатный анализ)

Данные химического (силикатного) анализа представлены двумя выборками.

Первая выборка из 1423 проб (117 скважин) литогеохимической картотеки ЗапСибИПГНГ охарактеризована количественным содержанием окислов основных породообразующих элементов: SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , FeO , CaO , MgO , MnO , Na_2O , K_2O , ППП (потерями при прокаливании), содержанием серы (Собщ) и нерастворимого остатка (НО). Определение содержания органического вещества (Сорг) производилось на специальном анализаторе АН-7529.

По второй выборке из 2342 проб по 89 скважинам для определения химического состава пород использовался рентгенофлуоресцентный метод (РФА). Измерения проводили в лабораториях Института геологии и геохимии УрО РАН и Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН на рентгенофлуоресцентном энергодисперсионном спектрометре EDX-900 HS фирмы SHIMADZU (Япония), позволяющем анализировать как порошковые пробы, так и монолитные образцы. Проводили качественно-количественный анализ проб; измерения выполняли в двух диапазонах: от Na до Sc, и от Ti до U; для каждого из них были выбраны оптимальные условия измерения спектров. В результате получали спектр образца и информацию о наличии элементов в пробе.

Расчет содержаний выполняли способом фундаментальных параметров (FP). Для каждого элемента из соотношения теоретических и экспериментальных интенсивностей с использованием государственного стандартного образца гранодиорита СГД-1 предварительно рассчитывали коэффициенты чувствительности, с использованием которых проводили качественно-количественный силикатный анализ.

Результаты представлены в массовых процентах оксидов: SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 , $\text{Fe}_2\text{O}_{3\text{общ}}$, CaO , MgO , MnO , Na_2O , K_2O и ППП. Для 428 проб выполнено определение содержания серы.

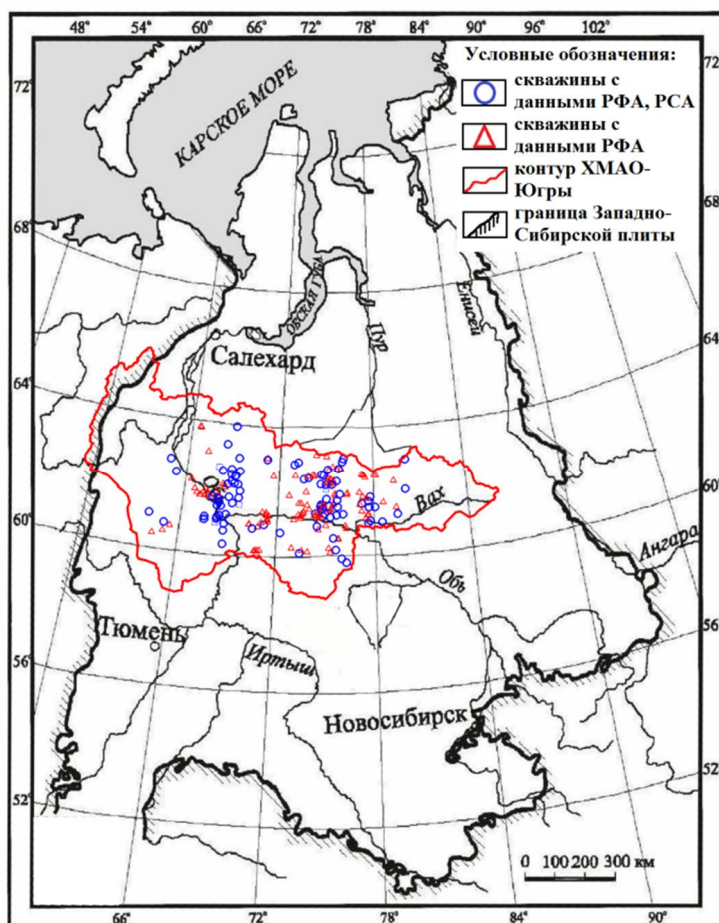
1.2.2. Расчет минерально-вещественного состава пород БС

Для расчета минерально-вещественного состава пород БС использовались совместно рентгеноструктурный, рентгенофлуоресцентный и пиролитический анализы. Эти методы определяют массовые концентрации отдельных составляющих горных пород. Рентгеноструктурный анализ дает информацию о соотношении основных минеральных фаз. Рентгенофлуоресцентный анализ позволяет измерять концентрации основных породообразующих элементов. Оба эти метода не позволяют охарактеризовать содержание твердого органического вещества, поэтому используются данные пиролиза, а именно, ТОС (total organic carbon).

В результате рентгенофазового минерального анализа образцов баженовских отложений получены соотношения минералов, среди которых основными являются следующие: кварц, плагиоклаз, глинистые минералы, кальцит, доломит, пирит, апатит. Содержание глинистых минералов представлено в трех вариантах: а) без расчленения; б) гидрослюда, смешаннослойные, каолинит и хлорит; в) с разделением по методу Ритвельда.

Необходимо отметить, что содержания минералов по РСА определяются без учета органического вещества, аморфных агрегатов и тех глинистых минералов, которые не дают четких пиков. Сумма минералов нормируется на 100 %. Неким исключением является вторая выборка из 337 проб по 23 скважинам: для нее содержание минеральных фаз пересчитывалось с учетом данных ТОС, полученных в результате пиролиза.

Для расчета основных компонентов минерально-вещественного состава по выборке из более 3000 образцов из 200 скважин использовались данные рентгеноструктурного (РСА) и рентгенофлуоресцентного (РФА) анализов. По территории скважины распределены неравномерно, большая часть пробурена в районе западного борта Фроловской мегавпадины и на территории от Сургутского свода до Александровского мегавала, а также на Салымском и Верхнесалымском мегавалах (рисунок 1.8).



*Рисунок 1.8 - Схема расположения изученных скважин
[Оксенойд, 2018]*

В результате рентгенофазового минерального анализа образцов баженовских отложений получены содержания минералов, среди которых основными являются следующие: кварц, плагиоклаз (альбит), глинистые минералы, кальцит, доломит, пирит.

Необходимость расчета содержаний минерально-вещественных компонентов была обусловлена двумя факторами. Во-первых, содержания минералов по РСА определяются без учета органического вещества, аморфных агрегатов и тех глинистых минералов, которые не дают четких пиков. Во-вторых, около половины образцов было охарактеризовано лишь данными РФА и содержанием органического углерода (Сорг или ТОС).

Для пересчета данных РФА в минеральные компоненты обычно используется схема О.М. Розена или пересчет по коэффициентам, полученным из

молекулярных весов. Программа MINLITH [Розен, Аббясов, 2003] использует ограниченный набор минералов и их упрощенные составы, включает множество арифметических операций, каждая из которых представляет собой решение уравнений распределения петрогенных окислов между ожидаемыми нормативными минералами.

Пересчет по коэффициентам, полученным из молекулярных весов, основывается на том, что многие минеральные компоненты (кремнезем, кальцит, доломит, пирит) имеют примерно стехиометрический состав. Данный вид пересчета использовался, например, при изучении вещественного состава доманикитов [Лебедева, 1988] и баженовских отложений [Калмыков, 2016].

Для расчета минерально-вещественных компонентов по данным РФА и Сорг диссертант использовал схемы расчета, предложенные в диссертации Г.А. Калмыкова [Калмыков, 2016] и в программе, используемой в компании ООО "ЗапСибГЦ" и предоставленной Зубковым М.Ю., с некоторыми изменениями.

Первым этапом расчета является определение содержания органического вещества (керогена) по пиролитическим данным. В результате пиролиза измеряется концентрация органического углерода, а не содержание керогена. Чтобы перейти от ТОС к содержанию ОВ необходимо знать степень катагенеза, которую обычно характеризуют по величине отражательной способности витринита (R_0).

В работе Баженовой О.К. [Геология и ..., 2000] приводится схема соотношений разных характеристик катагенеза по Вассоевичу. Согласно этой схеме (рисунок 1.9) содержание углерода в ОВ при $R_0=0,5\%$ (начало мезокатагенеза) составляет 75%, а при $R_0= 1,15\%$ (конец МК₃) - 86%.

Для определения коэффициента пересчета ТОС в концентрацию ОВ по 206 скважинам использовалась карта изореспленд витринита, приведенных к верхней части баженовского горизонта, построенная в ИНГГ СО РАН (рисунок 1.10 [Отчет, 2016]). Все рассматриваемые скважины характеризуются значениями R_0 от 0.49% на северо-западе ХМАО-Югры в скважине Большенергинской 181 в Шеркалинском мегапрогибе до 1,05% на Верхнесалымском месторождении.

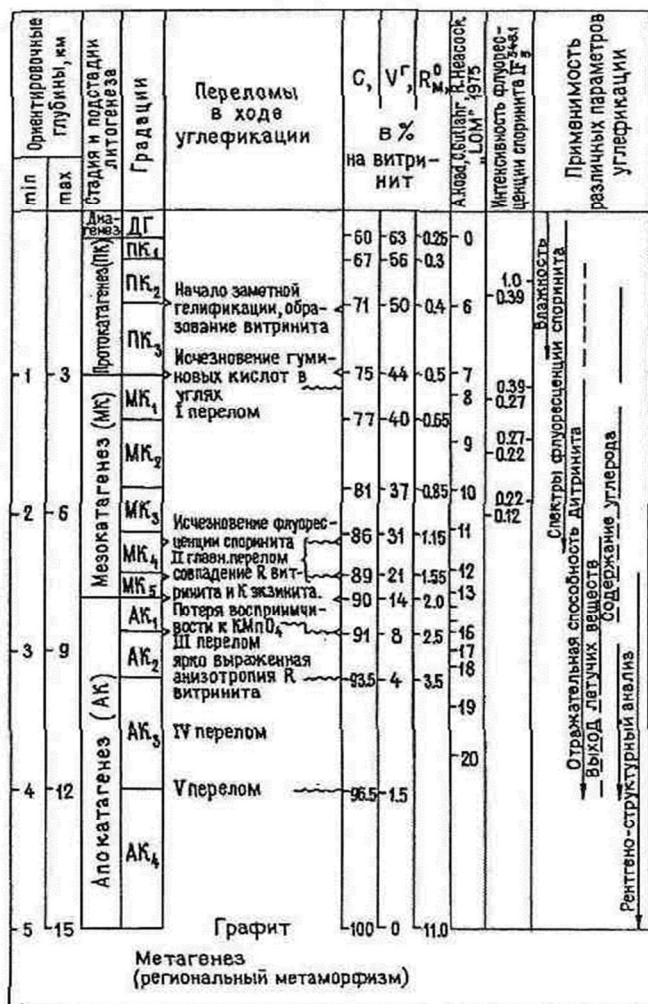


Рисунок 1.9 - Соотношение разных характеристик стадий катагенеза (по Вассоевичу) [Геология и..., 2000]



Рисунок 1.10 - Фрагмент карты изореспленд витринита, приведенных к верхней части баженовского горизонта, с дополнениями ([Отчет, 2016])

Снятому с карты значению R_0 ставилась в соответствие концентрация углерода в органическом веществе согласно схеме, представленной на рисунке 1.9.

Определенные таким образом величины содержания углерода в ОВ изменяются от 75% до 84%. Диапазон коэффициента пересчета ТОС в ОВ составил -1.33-1.19.

На следующем этапе производился пересчет концентраций оксидов, измеренных в результате рентгенофлуоресцентного анализа, в соотношения минеральных фаз. На рисунке 1.11 представлена генерализованная схема расчета компонентов минерально-вещественного состава пород баженовской свиты.

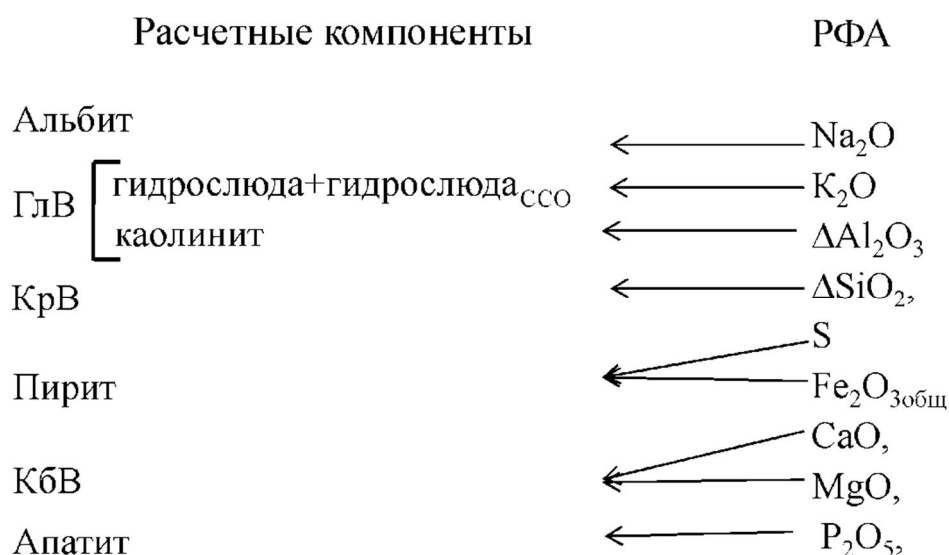


Рисунок 1.11 - Схема расчета компонентов минерально-вещественного состава пород баженовской свиты

В первую очередь вычисляется содержание альбита по концентрации оксида натрия по формуле:

$$C_{\text{NaAlSi}_3\text{O}_8} = (2 * M_{\text{NaAlSi}_3\text{O}_8} * C_{\text{Na}_2\text{O}}) / M_{\text{Na}_2\text{O}}$$

где $C_{\text{NaAlSi}_3\text{O}_8}$ и $C_{\text{Na}_2\text{O}}$ - содержания альбита и оксида натрия, соответственно; $M_{\text{NaAlSi}_3\text{O}_8}$ и $M_{\text{Na}_2\text{O}}$ - их молекулярные массы.

Далее рассчитывается содержание гидрослюда, в т.ч. входящей в состав смешаннослойных образований гидрослюда-монтмориллонита. Для этого используется концентрация оксида калия. Калиевый полевой шпат идентифицирован только РСА по методу Ритвельда, в 90% случаев его величина

менее 3%. Поэтому основным минералом, содержащим калий, является гидрослюда. Среднее содержание K_2O в гидрослуде принято равным 7% [Дир и др., 1966]. Используя эту величину, вычисляем общее содержание гидрослюды по формуле:

$$C_{\text{гидрослюда}} = C_{K_2O} * 100/7,$$

где $C_{\text{гидрослюда}}$ и C_{K_2O} - содержание гидрослюды и оксида калия, соответственно.

Затем, принимая среднее содержание Al_2O_3 в гидрослуде равным 30% [Дир и др., 1966], рассчитываем остаток глинозема с учетом вычета на альбит:

$$\Delta Al_2O_3 = C_{\text{гидрослюда}} * 30/100 + C_{NaAlSi_3O_8} * M_{Al_2O_3} / 2 / M_{NaAlSi_3O_8},$$

где ΔAl_2O_3 , $C_{\text{гидрослюда}}$, $C_{NaAlSi_3O_8}$, $M_{Al_2O_3}$, $M_{NaAlSi_3O_8}$ - остаток глинозема, содержание гидрослюды, содержание альбита, молекулярные массы оксида алюминия и альбита, соответственно.

Величина этого остатка изменяется преимущественно от -2 до +2%. Наиболее высокие значения этого параметра (>5%) в четырех скважинах, пробуренных на крайнем западе рассматриваемой территории практически вне границы внутренней высокоуглеродистой области баженовского горизонта [Баженовский ..., 1986]. Это скважины Большенергинская 181, Западно-Вандмторская 32, Северо-Западно-Толумская I и Даниловская 102. Повышены значения в ряде скважин южнее и восточнее Красноленинского свода: Молодежная 4, Западно-Ташинская 10, Галяновская 2031, Сыньеганская 2, Северо-Апрельская 11 и Татъеганская 29. Согласно имеющимся данным РСА содержание каолинита, как правило, превышает содержание хлорита, поэтому по избытку глинозема рассчитываем содержание каолинита.

Среднее содержание Al_2O_3 в каолините принято равным 39% [Дир и др., 1966], следовательно:

$$C_{\text{каолинит}} = C_{Al_2O_3} * 100/39,$$

где $C_{\text{каолинит}}$ и $C_{Al_2O_3}$ - содержание каолинита и оксида алюминия, соответственно.

Если остаток глинозема отрицательный, корректируем (уменьшаем) по нему содержание гидрослюда (среднее содержание Al_2O_3 в гидрослуде - 30% [Дир и др., 1966]):

$$C_{\text{гидрослюда(скор)}} = C_{\text{гидрослюда(расч)}} - \Delta Al_2O_3 / 30 * 100,$$

где $C_{\text{гидрослюда(скор)}}$, $C_{\text{гидрослюда(расч)}}$, ΔAl_2O_3 – скорректированное содержание гидрослюды, рассчитанное по K_2O содержание гидрослюды, остаток глинозема, соответственно.

Зная содержание SiO_2 в альбите и глинистых минералах (в гидрослуде - 46,5%, каолините - 46% [Дир и др., 1966]), можно по остатку SiO_2 определить содержание минералов группы кремнезема по формуле:

$$C_{\text{мин.гр.кремн.}} = C_{SiO_2(\text{изм})} - C_{\text{гидрослюда(скор)}} * 46.5 / 100 - C_{\text{альбит}} * 3 * M_{SiO_2} / M_{NaAlSi_3O_8} - C_{\text{каолинит}} * 46 / 100,$$

где $C_{\text{мин.гр.кремн.}}$, $C_{SiO_2(\text{изм})}$, $C_{\text{гидрослюда(скор)}}$, $C_{\text{альбит}}$, $C_{\text{каолинит}}$ – содержание минералов группы кремнезема, оксида кремния (измеренное), гидрослюды скорректированное, альбита, каолинита, соответственно; M_{SiO_2} и $M_{NaAlSi_3O_8}$ – молекулярные массы оксида кремния и альбита.

Расчет содержания пирита осуществлялся отдельно для двух выборок: по содержанию серы и оксида железа. Обычно используется расчет по содержанию серы [Розен и др., 1984], поскольку считается, что почти вся сера (95-99%) в отложениях БС [Ушатинский и др., 1988] относится к пиритной. В то же время следует отметить, что баженовские породы содержат элементарную серу [Конторович и др., 2016], а, кроме того, сера входит в состав керогена. Этот вопрос рассматривается в главе 3. Таким образом, рассчитывая пирит по сере, мы в ряде случаев получаем завышенные значения.

По половине проб мы не располагаем определениями содержания серы, поэтому содержание пирита вычисляется по оксиду железа. При этом получаемое количество пирита также возможно несколько завышается, т.к. железо может содержаться в глинистых минералах и сидерите.

Для выборки из 1851 пробы (49%) преимущественно из литогеохимической картотеки ЗапСибИПГНГ вычисление содержания пирита производится по следующей формуле:

$$C_{\text{FeS}_2} = C_S * M_{\text{FeS}_2} / (2 * M_S),$$

где C_{FeS_2} и C_S - содержание пирита, серы; M_{FeS_2} и M_S - молекулярные массы пирита и серы.

Для остальных проб вычисление содержания пирита производится по другой формуле с учетом содержание Fe_2O_3 в гидрослюде - 2,85% [Дир и др., 1966]:

$$C_{\text{FeS}_2} = (C_{\text{Fe}_2\text{O}_3(\text{изм})} - C_{\text{гидрослюда}(\text{скор})} * 2.85/100) * 2 * M_{\text{FeS}_2} / M_{\text{Fe}_2\text{O}_3},$$

где C_{FeS_2} , $C_{\text{Fe}_2\text{O}_3(\text{изм})}$, $C_{\text{гидрослюда}(\text{скор})}$ - содержание пирита, измеренное содержание оксида железа (III), скорректированное содержание гидрослюды; M_{FeS_2} , $M_{\text{Fe}_2\text{O}_3}$ - молекулярная масса пирита, оксида железа (III).

Для расчета карбонатной компоненты необходимо учесть содержание кальция и магния в глинистых минералах и апатите. Доля CaO в апатите 51%, P_2O_5 - 41%, в гидрослюде содержание CaO – 0.57%, MgO – 2% [Дир и др., 1966]).

Рассчитывается количество CaO , приходящееся на апатит:

$$C_{\text{CaOapatит}} = C_{\text{P}_2\text{O}_5} * 51/41,$$

где $C_{\text{CaOapatит}}$, $C_{\text{P}_2\text{O}_5}$ - количество оксида кальция, приходящееся на апатит, содержание оксида фосфора, соответственно.

Общая карбонатность, включающая содержание кальцита и доломита, рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{карб}} = (C_{\text{CaO}(\text{измер})} - C_{\text{CaOapatит}}) * M_{\text{CaCO}_3} / M_{\text{CaO}} + C_{\text{MgO}} * M_{\text{MgCO}_3} / M_{\text{MgO}}$$

где $C_{\text{карб}}$, $C_{\text{CaO}(\text{измер})}$, $C_{\text{CaOapatит}}$, M_{CaCO_3} , M_{CaO} , C_{MgO} , M_{MgCO_3} , M_{MgO} - содержание карбонатных минералов, оксида кальция (измеренное), количество оксида кальция, приходящееся на апатит, молекулярные массы кальцита и оксида кальция, содержание оксида магния, молекулярные массы карбоната магния и оксида магния, соответственно.

Содержание апатита рассчитываем, принимая среднее содержание P_2O_5 в апатите равным 41% [Дир и др., 1966]:

$$C_{\text{apatит}} = C_{\text{P}_2\text{O}_5} * 100/41,$$

где $S_{\text{апатит}}$, $S_{\text{P}_2\text{O}_5}$ – содержание апатита и оксида фосфора, соответственно.

Для проверки полученных содержаний вещественного состава пород БГ (баженовской свиты и нижней подсвиты тутлеймской свиты) проводилось сравнение результатов расчетов с данными рентгеноструктурного анализа. На рисунке 1.12 приведены полученные по выборке из 1896 анализов попарные сопоставления содержаний глинистого (ГлВ), кремнистого (КрВ), карбонатного (КбВ) вещества, пирита, и альбита и апатита.

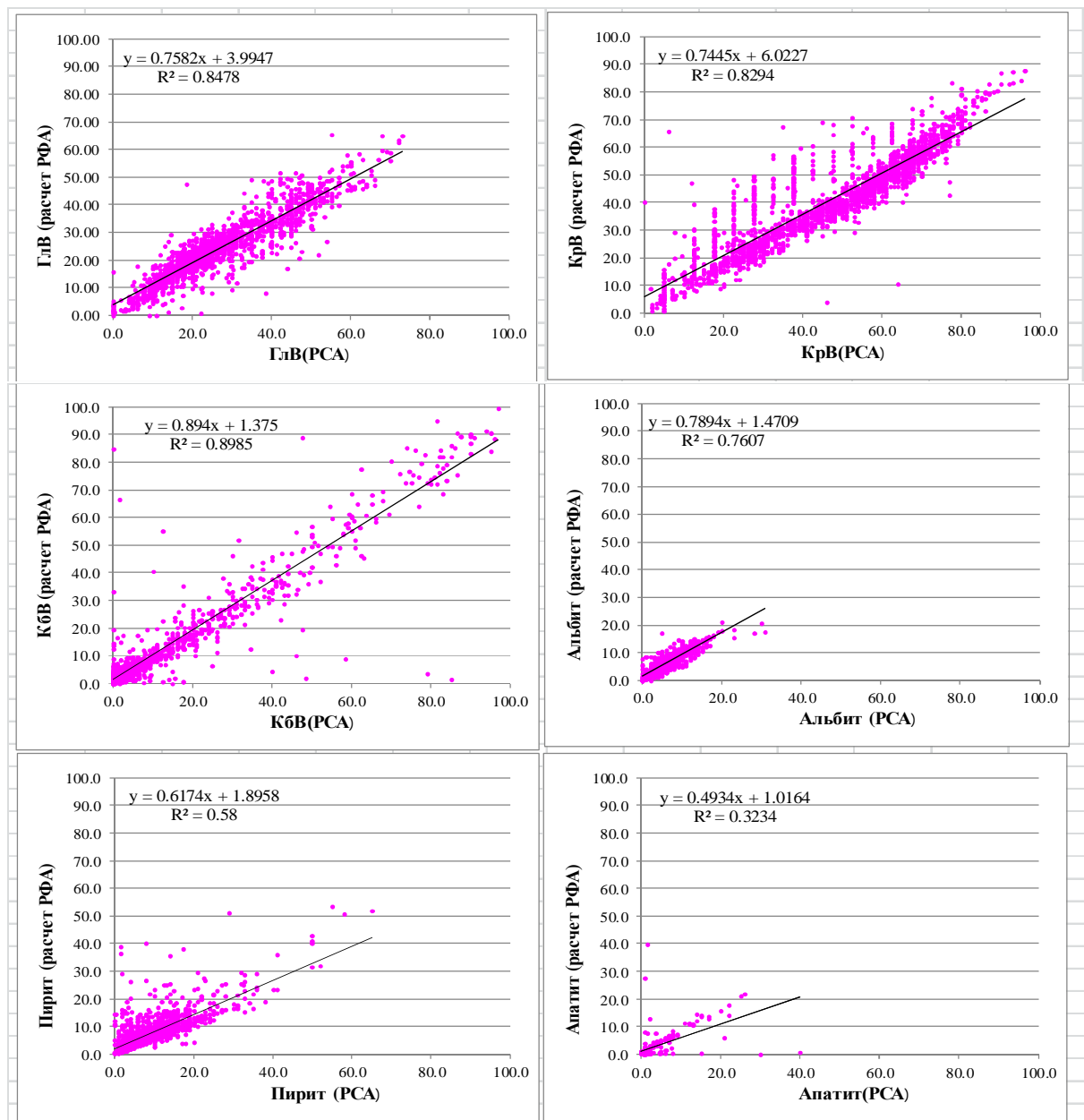


Рисунок 1.12 - Сопоставление расчетных (по РФА) и определенных (по РСА) содержаний компонентов вещественного состава [Оксенойд, 2018]

Парные регрессии характеризуются высоким уровнем корреляционных связей ($R^2 > 0.5$). Исключение составляет апатит ($R^2 = 0.32$). Это может объясняться как объективными, так и субъективными причинами: низким содержанием, недостаточным для распознавания по РСА, особенностью применяемых методик исследований. Так, при анализе проб, полученных исключительно по методу Ритвельда, величина R^2 для апатита становится равной 0.92.

Наиболее высокая достоверность аппроксимации у карбонатного вещества $R^2 = 0.9$. Что касается кремнистого вещества ($R^2 = 0.83$), то схема расчета построена так, что КрВ рассчитывается с учетом кремнезема, входящего в состав альбита и глинистых минералов, это вносит дополнительную погрешность. На кроссплотах наблюдаются артефакты: точки группируются в столбики, особенно это заметно на диаграмме по кремнистому веществу. Это объясняется тем, что по части проб (за исключением методом Ритвельда) результаты РСА представлены диапазоном значений 15-20%, 20-25% и т.д. Для расчетов и при построении кроссплотов вместо интервалов значений используются их середины; 17.5%, 22.5% и т.д.

На втором этапе проверки методики расчета минерально-компонентного состава пород были построены графики изменения по глубине содержаний основных компонентов баженовской свиты: рассчитанных по РФА и определенных по РСА для нескольких скважин с наиболее представительным выносом керна в интервале БГ из разных выборок и разных районов. Исходя из того, что в результатах РСА в силу специфики метода отсутствует органическое вещество, не обладающее кристаллической структурой, изначально можно было предполагать, что содержания определенные по РСА будут превышать расчетные значения по РФА.

На рисунке 1.13 представлены графики содержаний основных компонентов баженовской свиты по одной из скважин Салымского района. Можно отметить очень хорошую сходимость результатов по трем компонентам: глинистые минералы, карбонатные минералы и альбит. Наблюдаемые в отдельных экстремумах расхождения массовых концентраций не превышают 5%.

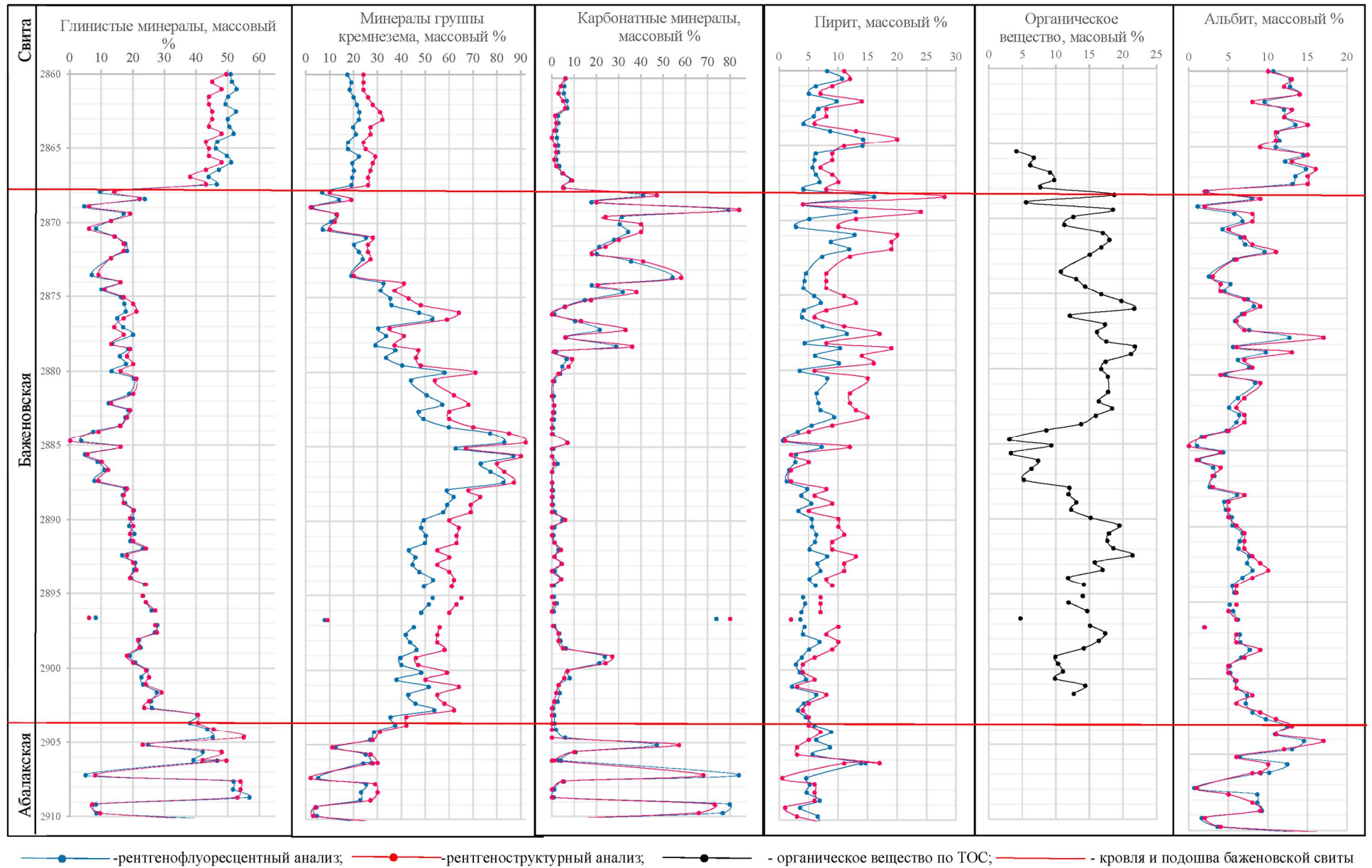


Рисунок 1.13 - Сравнение результатов РСА и расчетов по РФА по содержаниям компонентов вещественного состава БС

Ожидаемое превышение значений РСА над расчетными содержаниями по РФА проявляется на диаграммах минералов группы кремнезема (до 10%) и пирита (до 5%). Величина превышения коррелируется с содержанием органического вещества: минимальна в средней части свиты, там, где содержание ОВ не превышает 10%.

Проведенное сопоставление данных РСА и РФА позволяет, по мнению автора, использовать полученные расчетные значения содержаний основных вещественных компонентов баженовской свиты для дальнейшего анализа особенностей строения изучаемых отложений.

1.3.1. Анализ содержаний породообразующих компонентов баженовской свиты

Построены гистограммы распределений расчетных содержаний основных породообразующих компонентов БС: кремнистого, глинистого, органического, карбонатного веществ, пирита и альбита (рисунок 1.14). Выборка составила 3291 пробу из 200 скважин, вскрывших разрез во внутренней высокоуглеродистой области БГ.

Основным компонентом рассматриваемых отложений является кремнистое вещество, концентрация которого варьирует от 0% до 90%. Среднее значение и медиана распределения составляют 42% и 43%, соответственно. Треть рассматриваемой выборки можно отнести к силицитам ($KpB > 50\%$). Распределение содержания кремнистого вещества бимодальное с минимумом, соответствующим 25-30%, разделяющим разности, содержащие менее 30 % KpB и представляющие около трети проб, и более кремнистые.

Величина содержания глинистого вещества изменяется от 0% до 65%. Среднее значение и медиана распределения составляют 22% и 21%, соответственно. Наиболее распространенные значения глинистости 15-25%. Количество аргиллитов ($ГлB > 50\%$) в выборке составляет менее 2%.

Содержание органического вещества изменяется от 0% до 58%. Среднее значение и медиана распределения составляют 12.8% и 12.4%, соответственно. В 70% случаев содержание ОВ превышает 8%, наиболее распространенные значения содержания керогена 8-16%.

Распределение содержания карбонатного вещества отличается по форме от всех рассматриваемых распределений своей несимметричностью, среднее значение составляет 9.8%, а медиана – 3.6%. В 60% случаев карбонатность не превышает 5%. Чистых карбонатов ($КбB > 50\%$) в выборке - 4%.

Содержание альбита изменяется от 0% до 50%. Среднее значение, медиана и мода распределения составляют 7.0%, 6.6% и 6%, соответственно. В 70 % случаев концентрация не превышает 8%, наиболее распространенные значения 4-8%.

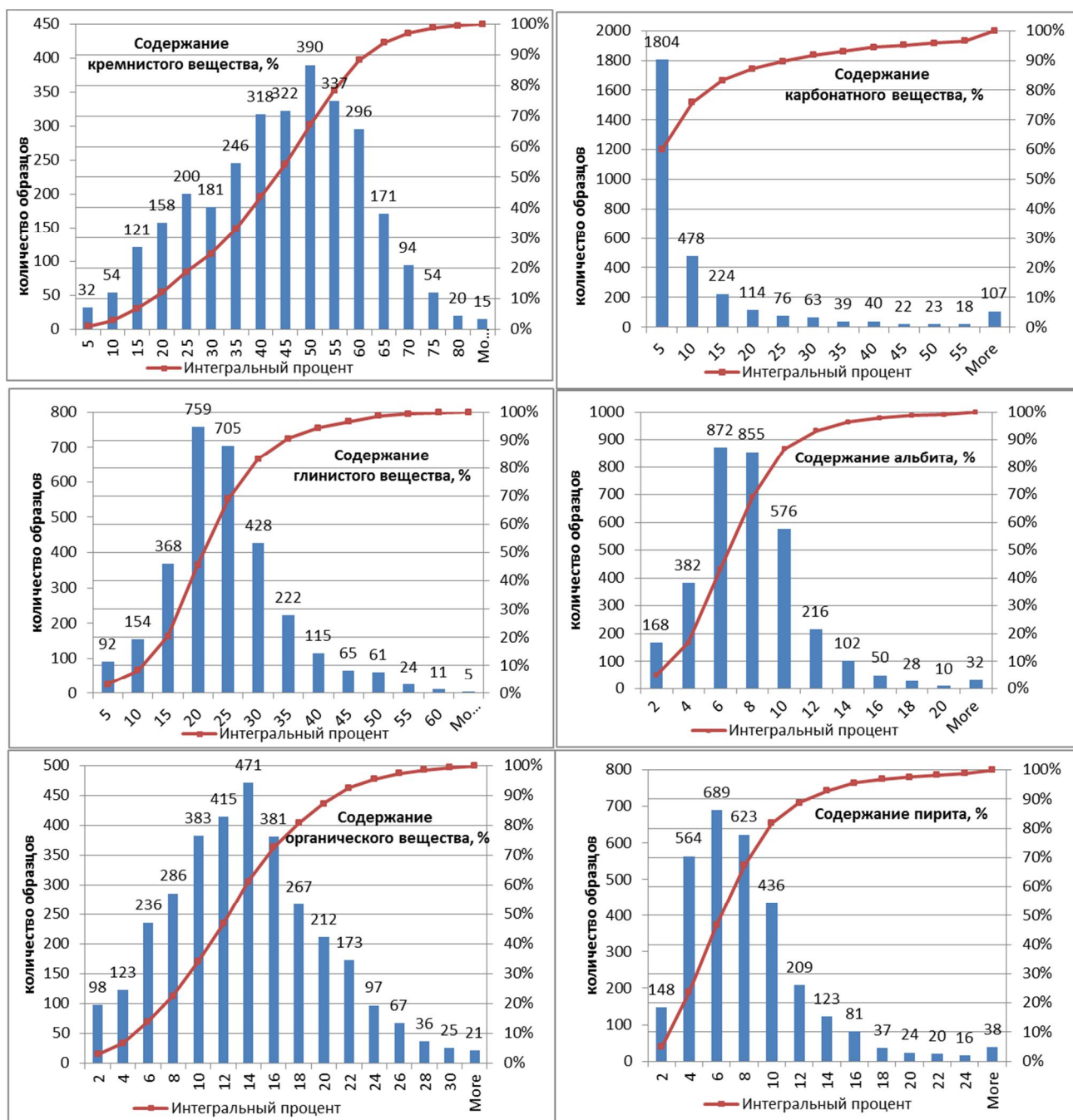


Рисунок 1.14 - Гистограммы распределений расчетных содержаний основных породообразующих компонент БС [Оксенойд, 2018]

Величина содержания пирита изменяется от 0% до 53%. Среднее значение и медиана распределения составляют 7% и 6%, соответственно. Наиболее распространенные значения концентрации пирита 2-10%.

Сопоставим полученные данные с данными А.Э. Конторовича с коллегами [Конторович и др., 2016].

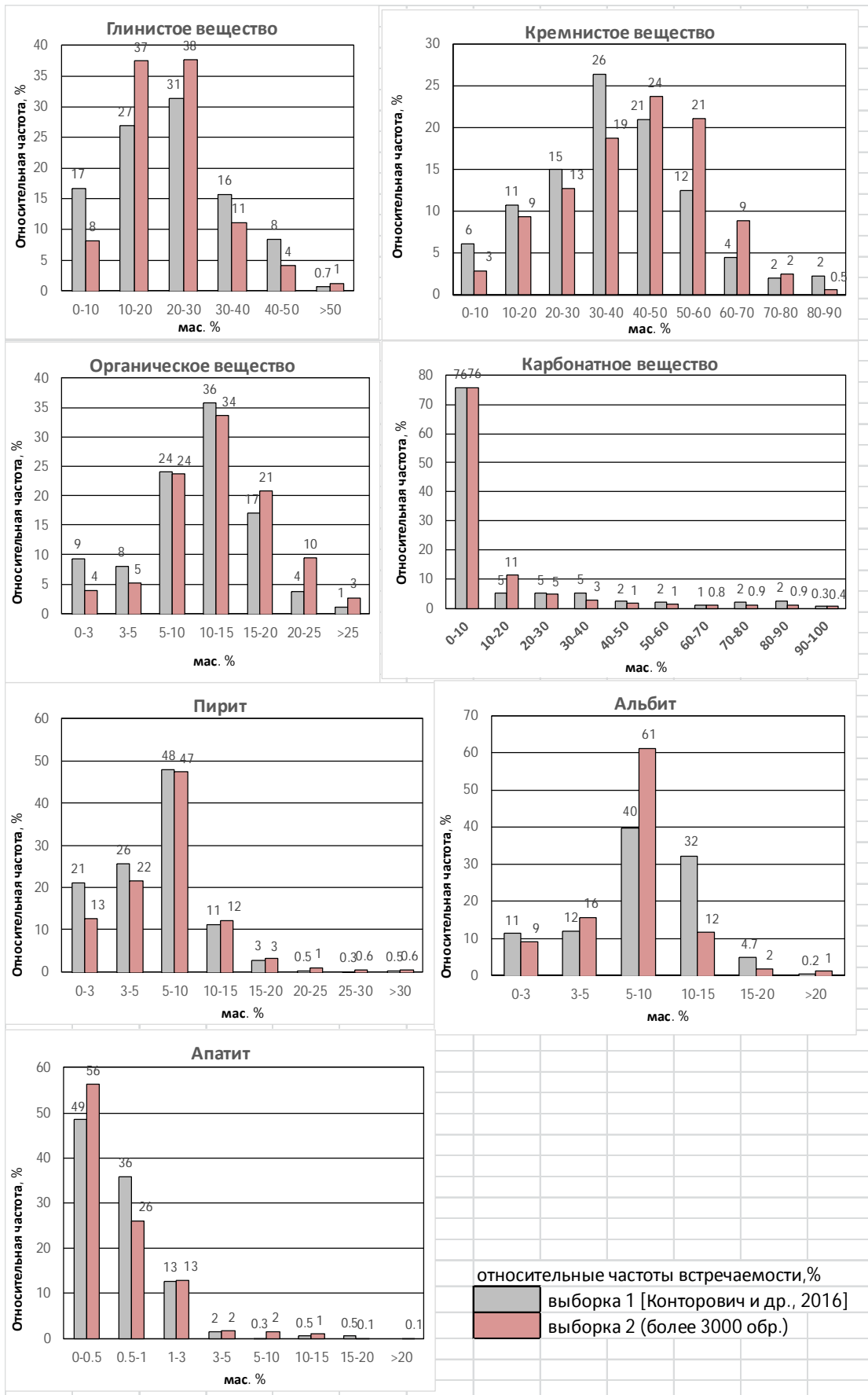


Рисунок 1.15 - Сопоставление содержаний основных породообразующих компонентов БС по двум выборкам

На рисунке 1.15 представлены гистограммы относительных частот встречаемости содержаний пороодообразующих компонентов по сравниваемой (1) и анализируемой (2) выборкам. В целом характер распределений сходен.

Для обеих выборок преобладающее содержание глинистых минералов изменяется от 10% до 30%: в этот диапазон попадает 58% значений 1й выборки и 75% - второй. Распределение содержания кремнезема для анализируемой выборки смещено в область более высоких значений: содержание характерное почти для половины значений (для 45%) каждой выборки составляет 30-50% для выборки 1 и 40-60% для выборки 2. В области более низких содержаний чаще встречаются значения выборки 1, а в диапазоне кремнистости от 60% до 70% - выборки 2.

Распределения органического, карбонатного вещества, пирита и апатита очень близки, доминирующее содержание карбонатов – до 10%, керогена 10-15%, пирита 5-10%, апатита – до 0.5%.

Распределение альбита для сравниваемой выборки имеет более сглаженный характер по сравнению с анализируемой выборкой. Максимальная частота встречаемости отмечается в диапазоне содержаний альбита от 5% до 10%, в него попадает 2/5 значений выборки 1 и 3/5 - выборки 2.

Результаты сопоставления двух выборок показывают хорошую сходимость данных, что подтверждает правильность полученных результатов и позволяет использовать анализируемую выборку для дальнейшего изучения минерально-вещественного состава баженовских отложений. Можно отметить, что анализируемая выборка характеризуется более высоким содержанием кремнистого вещества и повышенной относительной частотой встречаемости глинистого вещества в диапазоне 10-30%.

Генерализованный состав проанализированной выборки 2 выглядит следующим образом (рисунок 1.16). Еще раз отметим, что для распределений всех компонентов, кроме КбВ, медианы и средние значения практически совпадают. Что касается карбонатного вещества, то хотя для 60% разностей содержание $KбВ < 5\%$, в то же время встречаются отдельные пробы с очень высоким его

содержанием. Этим объясняется тот факт, что средняя карбонатность выборки составляет 9.8%.

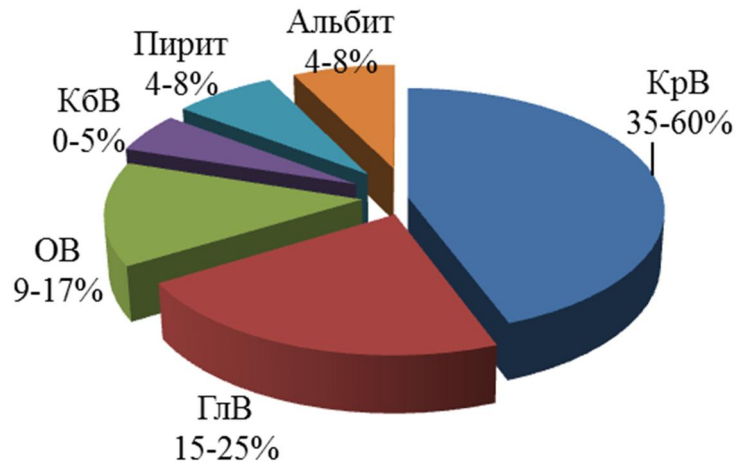


Рисунок 1.16 - Типичные содержания основных породообразующих компонентов во внутренней высокоуглеродистой области БГ

Представленная диаграмма показывает, что рассматриваемые отложения являются существенно кремнистыми, наиболее ожидаемыми типами пород БС являются силициты (КрВ>50%) и породы смешанного состава, т.е. породы, в которых содержание ни одного из компонентов не достигает 50%.

1.3.2. Анализ содержаний глинистых минералов в отложениях баженовского горизонта

Изучением глинистого вещества баженовского горизонта занимались многие исследователи: Ф.Г. Гулари, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин, М.Ю. Зубков, Г.А. Калмыков, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, И.И. Нестеров, А.В. Рыльков, И.И. Ушатинский, С.И. Филина, М.В. Шалдыбин, В.Г. Эдер и др.

Большинство исследователей считает, что глинистое вещество баженовской свиты представлено смешанослойными смектитовыми (смектит–гидрослюдистыми) образованиями и гидрослюдами, в меньшей степени хлоритом и каолинитом, причем соотношение этих компонентов в глинистом веществе варьирует по территории [Гулари, 1988; Зубков, 1987; Ушатинский, 1988; Филина, 1984].

Известно, что в процессе денудации кор выветривания и при переносе глинистых минералов происходит механическое измельчение их кристаллических агрегатов, ухудшение их окристаллизованности за счет выноса катионов [Саркисян и др., 1980]. Минералы обладают различной устойчивостью к агрегированию при попадании с суши в воды бассейна с нормальной соленостью. Наиболее сильную коагуляцию испытывает каолинит, с чем связано его отложение вблизи береговой зоны, дальше от берега выносятся монтмориллонит, еще дальше - гидрослюда. Плохая окристаллизованность глинистых минералов и высокое содержание ОВ делают выделение и изучение глинистых минералов рентгеновским и другими методами сложной задачей и требуют применения специальных методов.

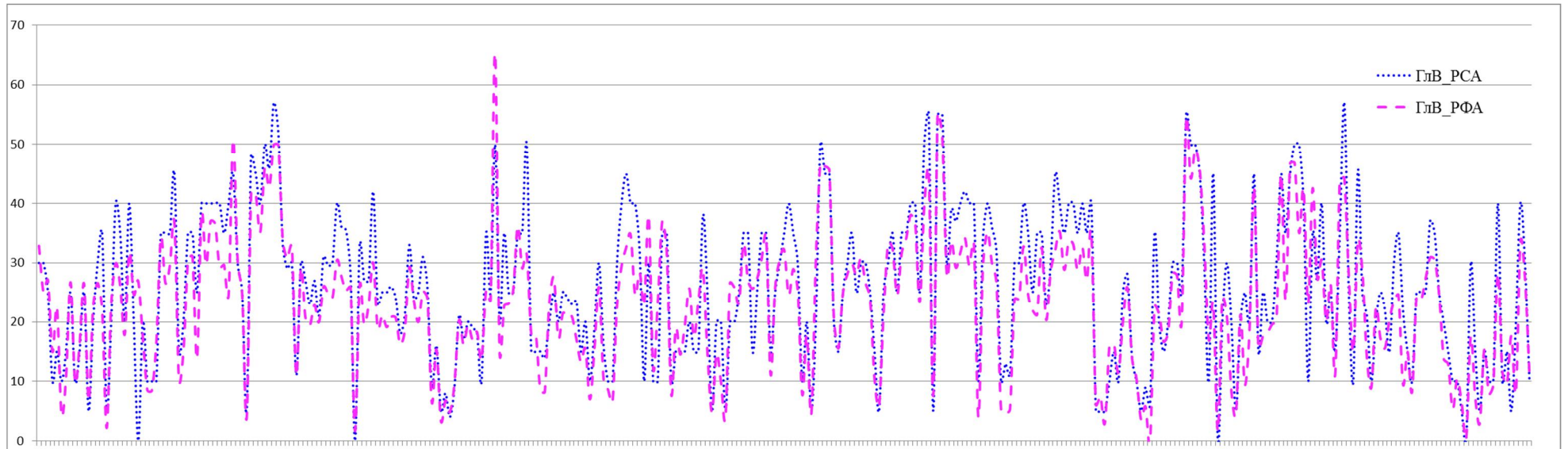
Анализ содержаний глинистых минералов в отложениях баженовского горизонта в диссертационной работе базируется, главным образом, на данных РСА по методу Ритвельда. Выше уже рассматривался вопрос верификации данных. В основном, расчетные содержания глинистых минералов по РФА и по РСА по методу Ритвельда либо совпадают, либо наблюдается превышение значений РСА, что, в какой-то мере, обусловлено содержанием в породе органического вещества, которое в силу своей акристалличности

рентгеноструктурными исследованиями не идентифицируется. По мнению автора, использование данных РСА по методу Ритвельда является достаточно корректной процедурой, необходимо только иметь в виду, что абсолютные величины содержания глинистых минералов могут быть несколько завышены. В качестве иллюстрации этого утверждения на рисунке 1.17 приводятся графики изменения содержания глинистого вещества, определенного по РСА и РФА. На верхнем графике (рисунок 1.17а) представлены данные по скважинам, пробуренным в районе западного борта Фроловской мегавпадины, выборка составляет 371 пробу. Результаты определения глинистости по РСА в этой выборке представлены, за редкими исключениями, интервальной оценкой суммарного содержания (без определения количеств отдельных глинистых минералов.) Для построения графика были использованы значения нижней границы диапазона значений по рентгеноструктурному методу, из которого вычиталось содержание органического вещества, тем не менее, среди расхождений преобладают превышения РСА над РФА. Глинистость изменяется от 0% до 57% по РСА и от 0% до 65% по РФА, средние значения 27% и 24%, соответственно.

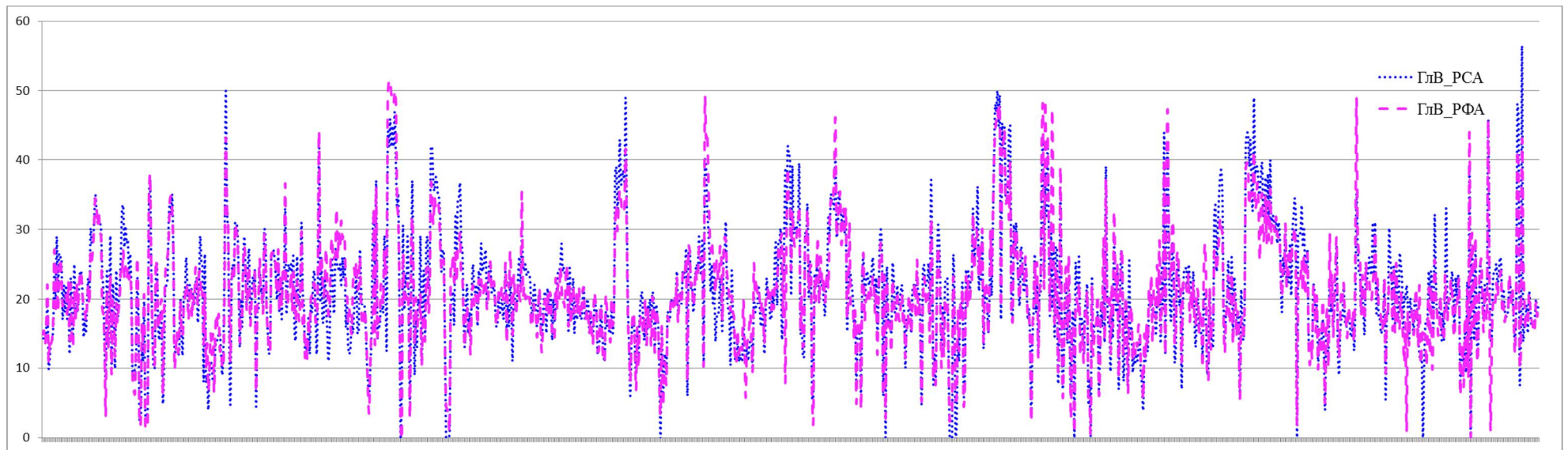
На нижнем графике (рисунок 1.17б) представлена гораздо более значительная выборка (1284 проб), охватывающая территорию к востоку от Фроловской мегавпадины.

Значения содержания глинистого вещества по РСА вычислялись как сумма содержаний индивидуально выделенных глинистых минералов по методу Ритвельда. Можно отметить лучшее, чем на верхнем графике, совпадение результатов методов РСА и РФА. Глинистость изменяется от 0% до 57% по РСА и от 0% до 52% по РФА, средние значения - 21% по обоим методам.

Рассмотренное выше разбиение данных на 2 выборки было обусловлено желанием проверить утверждение о более высоком содержании глинистого вещества в породах БС на западе рассматриваемой территории.



а) район западного борта Фроловской мегавпадины



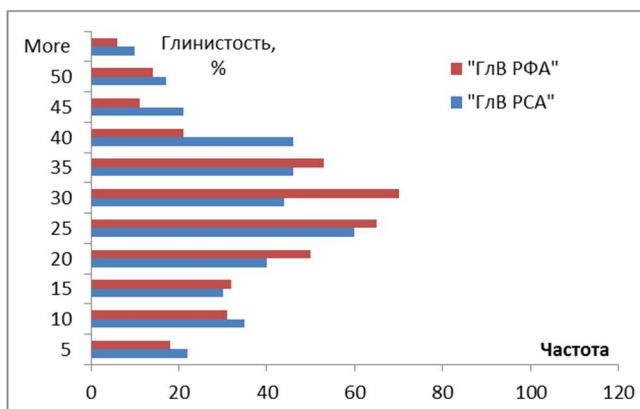
б) центральный и восточный районы

Рисунок 1.17 - Сравнение результатов РСА и расчетов по РФА по содержанию глинистого вещества

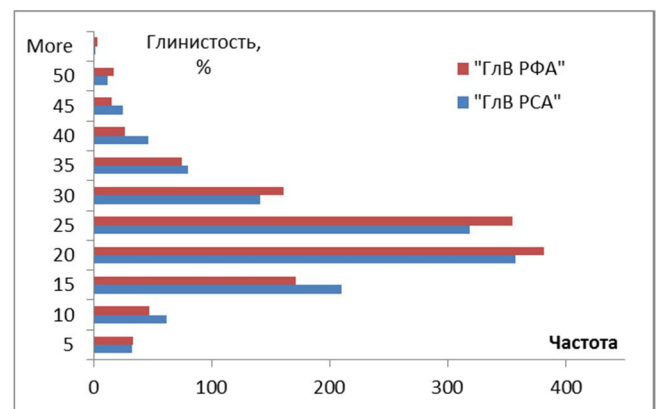
Эта информация содержится, например, в отчете Рылькова А.В. [Отчет, 2007], согласно которому весовой процент глинистых минералов в составе пород баженовского горизонта в Красноленинском районе составляет 32%, а в Салымском, Сургутском и Вартовском – 25%, 26% и 27%, соответственно.

На рисунке 1.18 представлены гистограммы распределений глинистости для западного борта Фроловской мегавпадины и территории к востоку от Фроловской мегавпадины.

Распределение на рисунке 1.18б достаточно симметрично и характеризуется четко выраженным максимумом, медиана и мода по обоим методам составляют 19% и 20%. Наиболее распространенной является глинистость 15-25%, более 50% глинистого вещества содержат единичные пробы (0.2% выборки). Распределение на рисунке 1.18а является более сглаженным, медиана по обоим методам составила 25%, мода по РФА не определилась, по РСА - 35%.



а) район западного борта Фроловской мегавпадины



б) район к востоку от Фроловской мегавпадины

Рисунок 1.18 - Распределение глинистости в отложениях БГ

Наиболее распространенной является глинистость 20-30% по РФА, более 50% глинистого вещества содержат 2% проб.

Таким образом, полученные распределения некоторым образом коррелируются с высказанным ранее положением о более высоком содержании глинистого вещества в породах БГ на западе рассматриваемой территории.

Автором была предпринята попытка использования данных по 7 скважинам, пробуренным вдоль западного борта Фроловской мегавпадины, определение содержания глинистых минералов для которых выполнено по

методике МВИ 11-21-2003, описанной в разделе 1.2.1. Для этого использовалась величина суммарной глинистости, определенная по РСА («сумма РСА» на рисунках 1.19 и 1.20) и исправленная вычитанием содержания ОВ, рассчитанного по пиролизу. Затем определялись величины содержания глинистых минералов (каолинита, хлорита, гидрослюда, смешаннослойных образований и монтмориллонита), исходя из их соотношений в пробе, определенных по методике МВИ 11-21-2003.

На рисунках 1.19 и 1.20 представлено сопоставление определений по методике МВИ 11-21-2003 и РСА по методу Ритвельда. На рисунке 1.19 приведены графики по скважинам, пробуренным к югу от Красноленинского свода: 4 и 7 Молодежной площади и Западно-Ташинской 10. Масштаб и выравнивание графиков выбиралось так, чтобы по возможности сопоставлялись одни и те же части свиты. По скважинам Молодежной 4 и Западно-Ташинской 10 содержание глинистых минералов определялось методом Ритвельда. Расхождение суммы содержаний глинистых минералов с величиной глинистости, рассчитанной по РФА, не превышает 2-3%.

Характер графиков для обеих скважин схож. Основными глинистыми минералами являются гидрослюда и иллит-сметтит (ССО), их содержания близки либо совпадают, достигая 10-13%, содержание каолинита составляет первые проценты, в единичных случаях превышает 5%. Хлорит содержится в минимальных количествах и в некоторых пробах отсутствует. Суммарная глинистость $\leq 35\%$.

На диаграмме по скважине 7 Молодежной графики (методика МВИ 11-21-2003) ведут себя иначе. Можно отметить более высокие значения общей глинистости - в среднем около 40%, которые достигают 50% в кровельной части свиты. Среди глинистых минералов преобладает хлорит, в кровле свиты его содержание составляет около 20%, в подошвенной части на первое место выходит гидрослюда. Каолинит в определениях отсутствует.

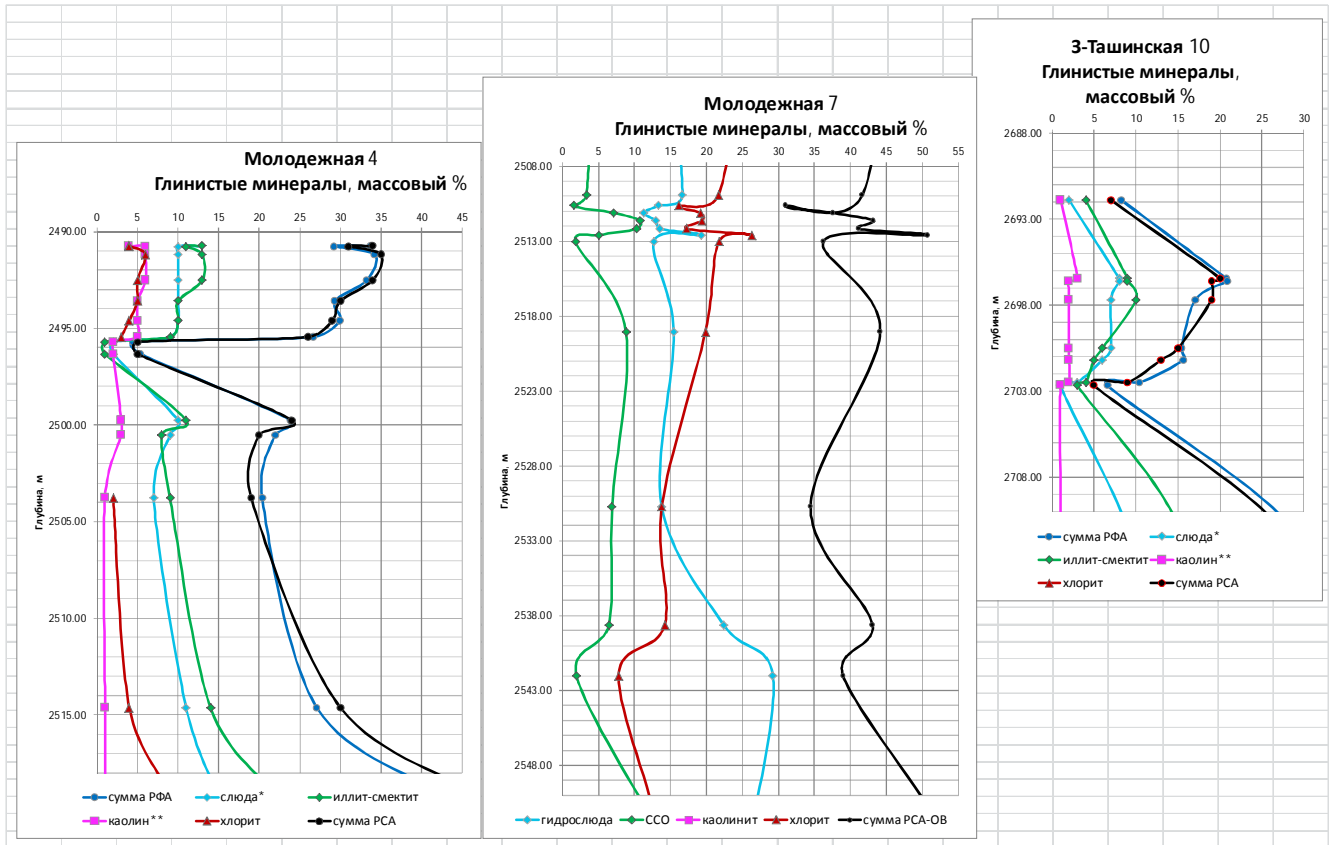


Рисунок 1.19 - Сравнение результатов определения содержаний глинистых минералов по методу Ритвельда и методике МВИ 11-21-2003 к югу от Красноленинского свода

На рисунке 1.20 приведены графики по 4м скважинам, пробуренным к востоку от Красноленинского свода: Емангальской 96, Западно-Унлорской 308, Тункорской 28 и Татьеганской 29. Из них только по скважине Татьеганской 29 содержание глинистых минералов определялось методом Ритвельда, по остальным по методике МВИ 11-21-2003.

На графиках, построенных по данным, полученным по методике МВИ 11-21-2003, отмечается та же характерная особенность, что и на диаграмме по скважине 7 Молодежной: высокое (в среднем около 12%), прослоями преобладающее (более 20%) содержание хлорита, в отличие от графиков по скважине Татьеганской 29, где хлорит практически отсутствует, а присутствует каолинит.

Согласно литературным источникам в породах баженовского горизонта хлорит обычно уступает как по встречаемости, так и по содержанию гидрослюде, ССО и часто - каолиниту. Он присутствует в отложениях в северной и восточной

частях области распространения БС [Филина и др., 1984]. Калмыков Г.А. [Калмыков, 2016] отмечает, что хлорит входит в состав глинистых минералов на Красноленинском своде, максимальная его концентрация характерна для Рогожниковского куполовидного поднятия. При этом его содержание меньше содержания ССО и гидрослюда в 2 и 2.5 раза, соответственно.

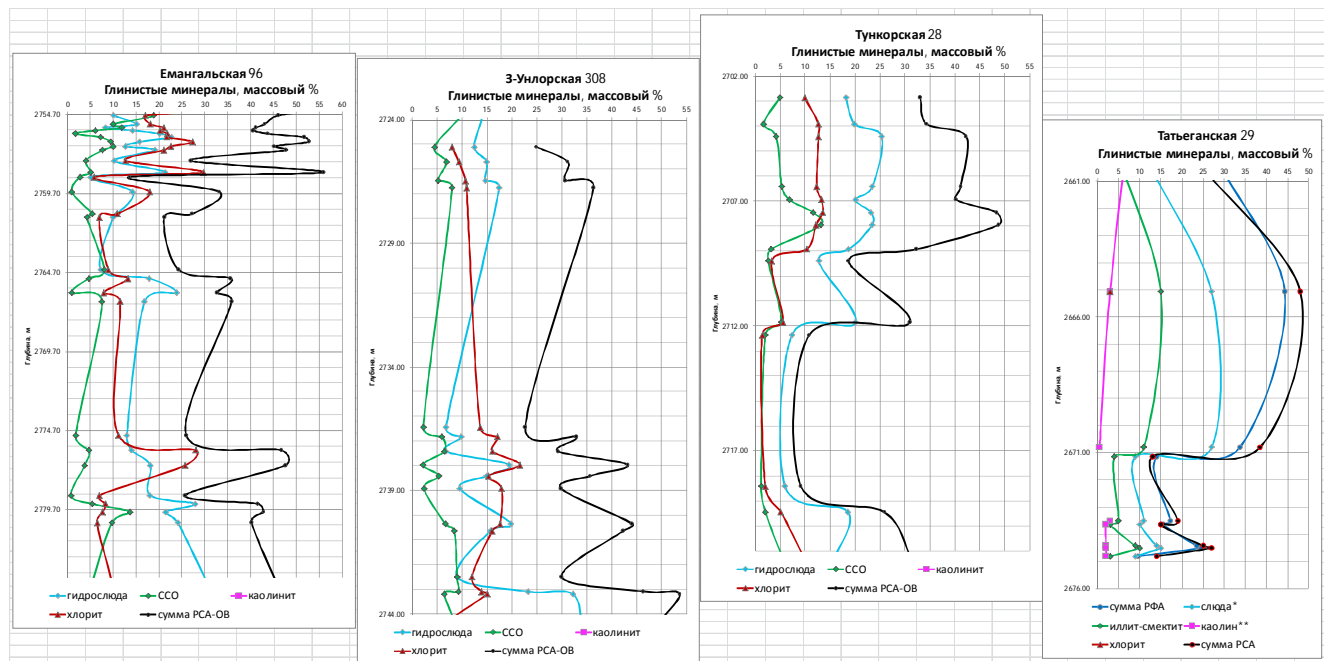


Рисунок 1.20 - Сравнение результатов определения содержаний глинистых минералов по методу Ритвельда и методике МВИ 11-21-2003 к востоку от Красноленинского свода

По данным автора [Оксенойд, 2018] хлорит уверенно выходит на 3-е место по содержанию среди глинистых минералов (после гидрослюда и ССО) на востоке рассматриваемой территории в скважинах Кирской 51, Лунгъеганской 3 и Верхнетолькинской 7, при этом его содержание в среднем не превышает 8%.

По мнению автора, кроме сомнительного содержания хлорита к минусам методики МВИ 11-21-2003 может быть отнесена та ее особенность, что определяемые концентрации глинистых минералов являются зависимыми друг от друга, что также является дополнительным источником погрешностей.

В результате проведенного анализа было принято решение оперировать данными РСА по методу Ритвельда.

Выборка представлена 59 скважинами, неравномерно распределенными по территории исследования: 46 скважин расположены к востоку от Фроловской

мегавадины, 4 на крайнем западе (за пределами или возле границы внутренней высокоуглеродистой области баженовского горизонта по Ю.В. Брадучану), остальные 9 - в зоне сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавадины и в районе Салымского мегавала. Лишь одна пятая часть из вышеупомянутых 59 скважин (11 скважин) характеризуется достаточно полным выносом керна в интервале баженовского горизонта.

Анализ показал, что в рассматриваемых отложениях БГ (за исключением крайних западных и восточных территорий, находящихся за пределами или возле границы внутренней высокоуглеродистой области баженовского горизонта) среди глинистых минералов преобладают гидрослюда и смешаннослойный минерал иллит-сметтит. В выборке из 1355 проб (54 скважины) гидрослюда диагностируется во всех пробах, содержание ее породах достигает 34% и в основном варьирует в диапазоне 5-15% (рисунок 1.21), среднее значение, мода и медиана распределения составляют 12%.

Гидрослюды, по мнению ряда авторов [Отчет, 2007; Сидоренко О.В. и др., 1986], являются гетерогенными образованиями. Гидрослюды модификации 1М являются аутигенными и образовались за счет катагенетической трансформации монтмориллонитовых образований, а гидрослюды модификации 2М₁ – преимущественно аллотигенными.

На втором месте по встречаемости смешаннослойный минерал иллит-сметтит (определен в 1295 пробах). Его максимальное содержание 28%, в основном не превышает 10%, в половине случаев $\leq 5\%$. среднее значение – 6.6%, мода и медиана распределения составляют 4% и 5%, соответственно.

Смешаннослойные (ССО) смектитовые образования в БС представлены смешаннослойными смектит-гидрослюдистыми сростками с нерегулярным чередованием слоев [Нефтегазоносность..., 1987; Отчет, 2007]. По поводу происхождения этих образований существует две основные точки зрения, основное расхождение которых происходит из оценки роли эксгальтивного материала в изучаемых отложениях.

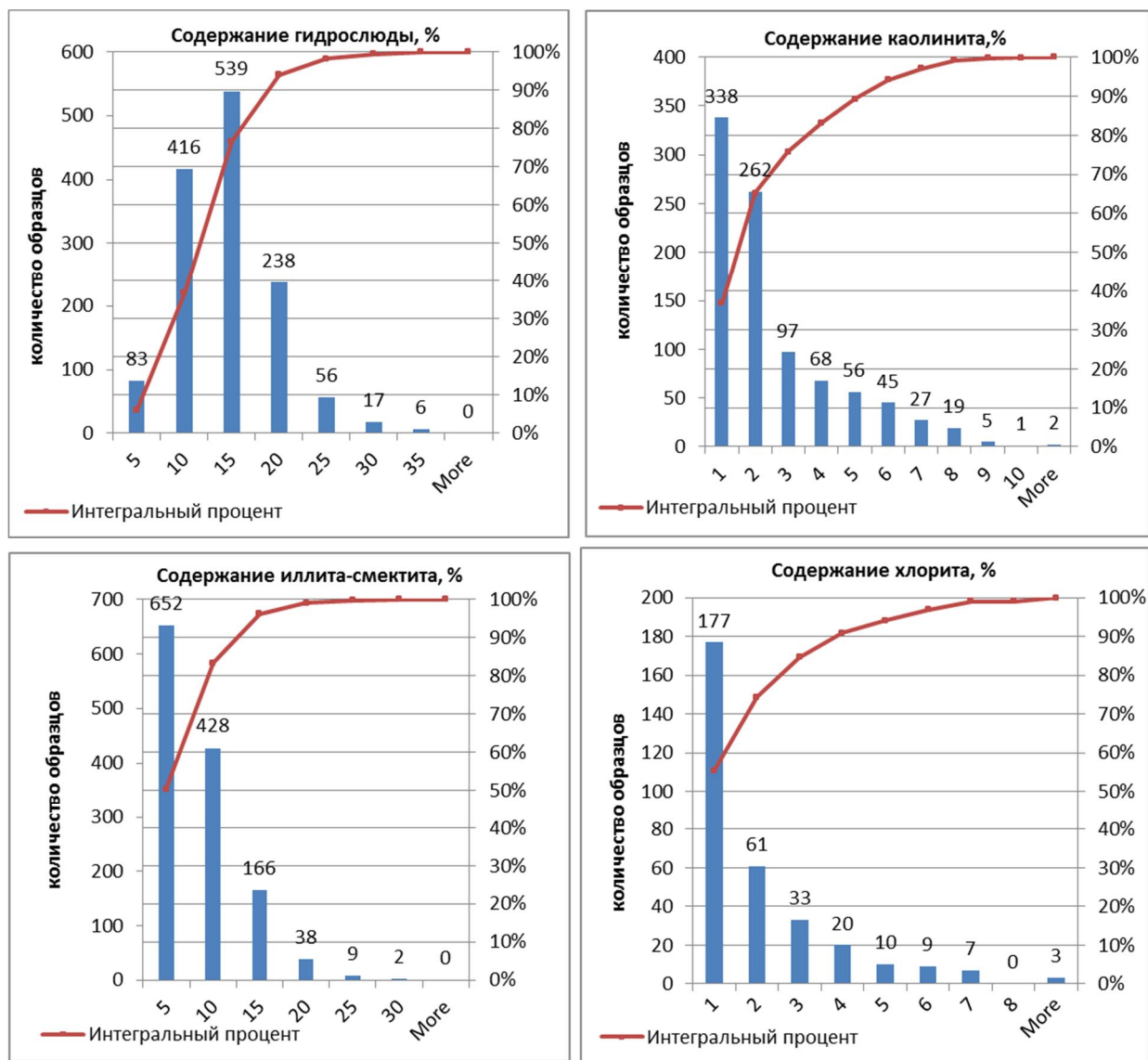


Рисунок 1.21 - Распределения содержаний глинистых минералов в отложениях баженковского горизонта [Оксенойд, 2018]

Некоторые авторы [Ушатинский, 1988] отрицают участие вулканогенного материала в формировании отложений БС и рассматривают происхождение ССО как катагенетическое (частично аллотигенное) за счет трансформации принесенного из коры выветривания монтмориллонита. Вследствие воздействия ряда факторов, препятствующих катагенетическим изменениям (изоляция толщи, консервирующая роль битумоидов, кремнезема, отсутствие пластовой воды, бедность калием и т.д.), гидрослюдизация монтмориллонита, несмотря на повышенную температуру, происходила значительно медленнее, чем во

вмещающих глинах, поэтому здесь сохранились сростки с большим содержанием смектитового компонента.

Другие исследователи [Гурари и др., 1988] предполагают, что образование смешаннослойных минералов гидрослюда-монтмориллонитового состава происходит за счет изменения кислого вулканогенного материала.

Еще одна точка зрения [Сидоренко и др., 1986] заключается в том, что ССО образовались за счет накопления и последующей деградации на стадии диагенеза К-полевых шпатов.

Каолинит содержится в 920 пробах, максимальное значение - 14%. Чаще всего его концентрация не превышает 2%. Среднее значение – 2.6%, мода и медиана распределения составляют 1% и 2%, соответственно.

Каолинит также, вероятно, имеет различное происхождение. Ближе к окраинным частям бассейна присутствует аллотигенный каолинит, который отлагался в относительно более мелководных, приближенных к источникам сноса районах. Это объясняется тем, что среди глинистых минералов он испытывает наиболее сильную коагуляцию, попадая с суши в воды бассейна с нормальной соленостью [Саркисян и др., , 1980].

В 4х скважинах на крайнем западе рассматриваемой территории (за пределами и возле границы внутренней высокоуглеродистой области баженовского горизонта) каолинит становится основным глинистым минералом со средней концентрацией в породе более 10%. В скважине Северо-Западно-Толумской 11015 в нижней подсвите мулымьинской свиты его содержание в среднем составляет 30-35% по РСА.

Аутигенный каолинит может образовываться в результате процесса преобразования ССО→гидрослюда→каолинит [Сидоренко и др., 1986], а может развиваться по органическим остаткам. На рисунке 1.21 представлены фото шлифа с каолинитовыми полисинтетическими чешуйками из верхней части БС (скв. Мултановская 14).

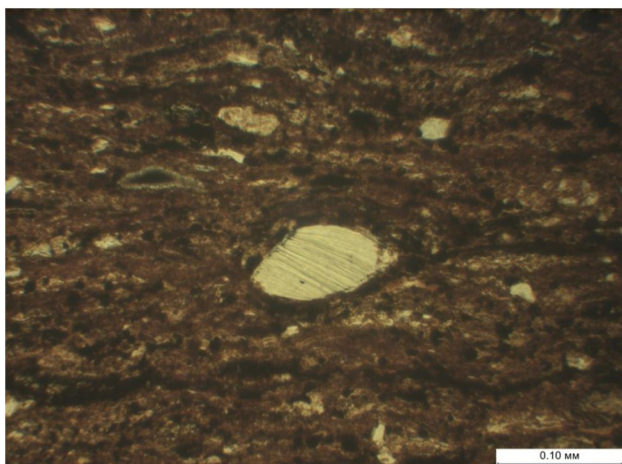


Фото шлифа. Увел.160, ник.П
(скв. Мултановская 14, гл. 2859,2 м)



Фото шлифа. Увел.160, ник.+
(скв. Мултановская 14, гл. 2859,2 м)

Рисунок 1.22 - Кремнисто-глинистая порода с чешуйками каолинита

Реже всего в пробах отмечается хлорит (320 проб). В случае его присутствия чаще всего (более, чем в 50% случаев) его содержание составляет менее 1%, в 90% случаев <4%. Среднее значение – 2.0%, мода и медиана распределения совпадают и равняются 1%.

В вышеупомянутых 4х скважинах на крайнем западе рассматриваемой территории средние концентрации хлорита достигают 5-15% по РСА, в основном, более высокие содержания отмечаются в кровельной части БГ. На рисунке 1.23 представлены фото шлифа аргиллита с лейстами хлорита из кровельной части БГ, вскрытой скважиной Северо-Западно-Толумской 11015. Цементирующая темно-коричневая глинистая масса с преобладанием каолинита (39% по РСА) неравномерно пропитана битумом с развитием лейст хлорита и/или хлорит-сметита. Хлорит/хлорит-сметит в проходящем свете желтого цвета; с включенным анализатором отличается аномальными оливково-серыми цветами интерференции.

Хлорит обычно присутствует в смеси с другими глинистыми минералами. Происхождение его преимущественно аллотигенное и частично трансформационное.

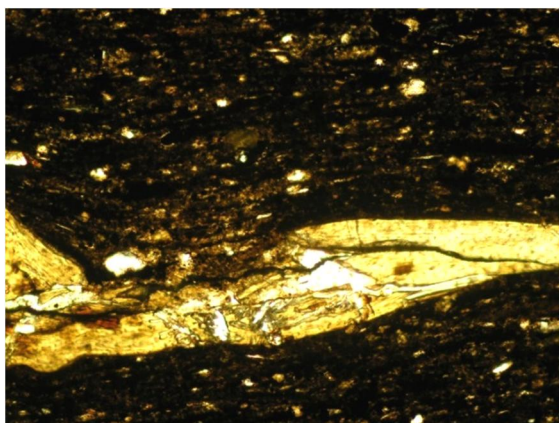


Фото полированного шлифа. Увел. 100х, без анализатора (скв. Северо-Западно-Толумская 11015, гл. 1757,80 м)

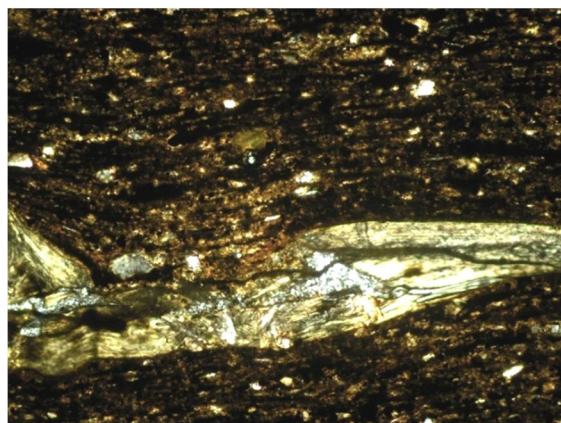


Фото полированного шлифа. Увел. 100х, с анализатором (скв. Северо-Западно-Толумская 11015, гл. 1757,80 м)

Рисунок 1.23 - Лейсты хлорита в аргиллите

На рисунке 1.24 представлены фото шлифа с вторичным хлоритом в глинисто-кремнистой породе из верхней части БГ (скв. Западно-Вандмторская 32).

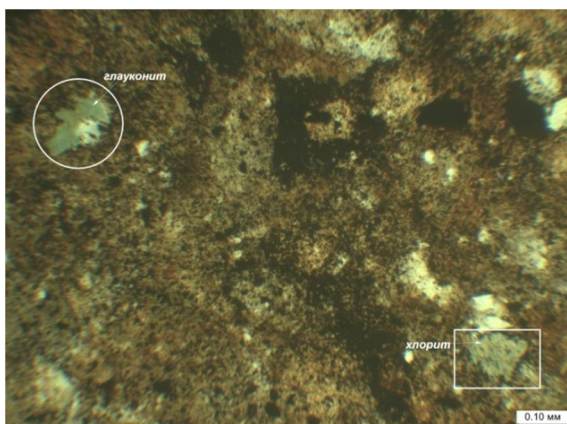


Фото шлифа. Увел.70, ник.П (скв. Западно-Вандмторская 32, гл. 2179,02 м)

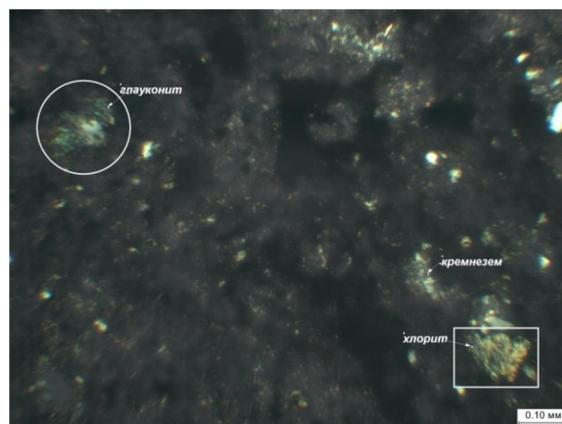


Фото шлифа. Увел.70, ник.+ (скв. Западно-Вандмторская 32, гл. 2179,02 м)

Рисунок 1.24 - Вторичный хлорит в глинисто-кремнистой породе

Таким образом, в результате проведенного диссертантом анализа содержания глинистых минералов установлено, что среди глинистых минералов центральной высокоуглеродистой зоны баженовского горизонта более половины приходится на гидрослюда (57%), около трети на смешаннослойные минералы (29%). Содержание каолинита и хлорита значительно ниже. За пределами

высокоуглеродистой области баженовского горизонта основным глинистым минералом является каолинит. Полученные выводы согласуются с данными, полученными томскими коллегами.

В 2017 году была опубликована работа по минералогии отложений баженовской свиты [Shaldybin & all, 2017]. Рассматривались результаты, в том числе, анализов РСА по 83 образцам из 6 скважин, пробуренных на западе Томской области вдоль юго-восточной границы ХМАО-Югры. Установлено, что глинистое вещество представлено преимущественно иллитовым материалом, который, судя по всему, состоит из гидрослюда и смешаннослойного минерала иллит-сметтит. Каолинит также часто присутствует в подчиненных количествах, тогда как хлорит встречается спорадически в незначительных количествах.

Завершающая иллюстрация к рассмотрению содержаний основных вещественных компонентов пород поздневолжского-раннеберийского возраста внутренней высокоуглеродистой области баженовского горизонта представлена на рисунке 1.25.

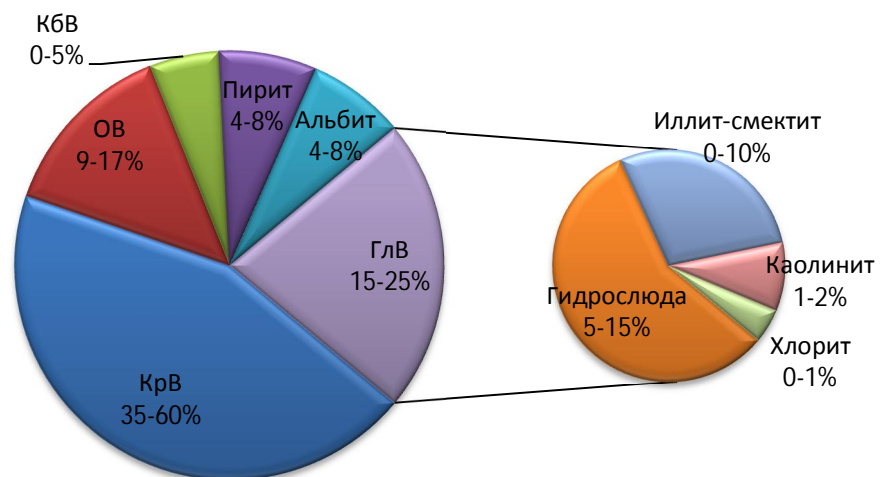


Рисунок 1.25 - Типичные содержания основных вещественных компонентов и глинистых минералов в породах внутренней высокоуглеродистой области БГ [Оксенойд, 2018]

1.4.1. Классы пород баженовской свиты

Разработкой классификации пород баженовской свиты на основе минерально-вещественного состава занимались многие исследователи [Ушатинский, 1985; Филина и др., 1984; Зубков и др., 1987; Гурари и др., 1988; Занин, 1999; Гаврилов и др., 2015].

В 2016 году А.Э. Конторович с коллегами [Конторович и др., 2016] разработал классификацию пород баженовской свиты по соотношению трех минеральных породообразующих компонентов: кремнистого, глинистого и карбонатного веществ и органического вещества. Классификация разработана на основе результатов определений минералогического и химического состава по 400 образцам из 15 скважин, пробуренных на территории ХМАО-Югры, запада Томской и севера Новосибирской областей. Авторы отмечают, что основную часть выборки составляют образцы, характеризующие максимальные палеоглубины волжского моря.

Данная классификация была применена к анализируемой выборке более чем из 3000 проб.

Для деления пород на классы и подклассы использовались граничные значения концентраций: 25% и 50% для минеральных фаз и 10% - для органического вещества. Выделены классы «чистых» разностей: силициты, аргиллиты и карбонаты (с содержанием соответствующих минералов более 50%) и микститы (содержание ни одного из компонентов не достигает 50%).

В классах обособлены подклассы. Силициты и карбонаты подразделяются по содержанию керогена: больше 10% - силициты керогеновые и карбонаты керогеновые. При содержании керогена менее 10% литотипы обозначаются «собственно» силициты и «собственно» карбонаты. Аргиллиты представлены подклассами «собственно» аргиллитов и аргиллитов кремнистых с разделением по содержанию кремнистых минералов $<25\%$ и $>25\%$, соответственно.

По количеству преобладающих групп минералов с содержанием 25-50% и керогена $>10\%$ выделяются микститы однокомпонентные (кремнистые,

глинистые, карбонатные), двухкомпонентные (карбонатно-глинистые, кремнисто-глинистые, карбонатно-кремнистые, кероген-кремнистые, кероген-глинистые) и трехкомпонентные (кероген-глинисто-кремнистые и кероген-кремнисто-карбонатные).

Полученные результаты представлены в таблице 1.1.

Среди силицитов количество силицитов керогеновых ($OB > 10\%$): несколько превышает количество «собственно» силицитов: 18.8% против 15.0%, среднее содержание керогена в подклассах составляет 13.2% и 6.9 %, кремнезема 56.9% и 61.9 %, соответственно.

В работе [Конторович и др., 2016] класс аргиллитов представлен единственным подклассом аргиллитов кремнистых, встречаемость которых составляет 0.5%. В представленной выборке аргиллиты разделились на кремнистые аргиллиты (1.9%) и «собственно» аргиллиты (2.1%), среднее содержание глинозем/кремнезем в этих литотипах составляет 57.7/34.9% и 60.5/16.7%, в первом и втором случае, соответственно. Содержание керогена в глинистых породах низкое: 5.5% и 8.3%, соответственно.

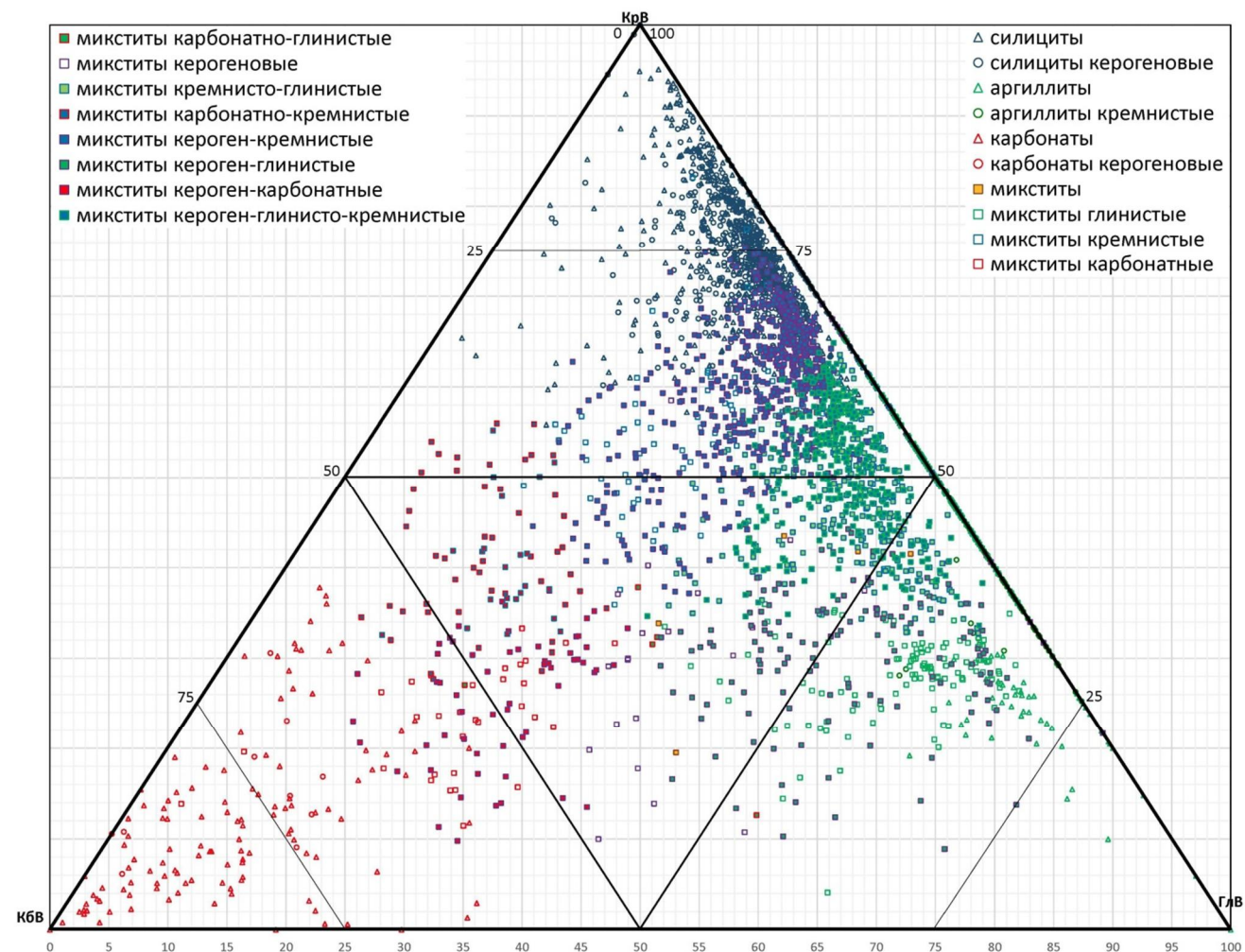
Среди в целом малочисленных карбонатов «собственно» карбонаты преобладают над керогеновыми карбонатами (3.7% против 0.3%), соотношение карбонатные минералы/кероген составляет 70.6/3.6% и 60.1/14.8%, соответственно.

В классе микститов Конторовичем А.Э. с соавторами выделено 11 подклассов, причем подкласс 4-2 включает фактически два подкласса микститы карбонатно-глинистые ($ГлВ = 25-50\%$) и микститы карбонатные ($ГлВ < 25\%$). Возможно, они объединены в один подкласс из-за низкой встречаемости. Две трети проб этого класса относятся к трем подклассам: кремнисто-глинистые (10.4%), кероген-кремнистые (18.1%) и кероген-глинисто-кремнистые (12.2%).

На рисунке 1.26 показана тригонограмма классификации вещественного состава баженовской свиты.

Таблица 1.1 - Классификация пород баженовской свиты

№ п/п	Классы пород	Подклассы	Критерии, мас. %					Минералогический состав, мас. %															кол-во	Встречаемость, %		
			Кремнистые минералы	Глинистые минералы	Карбонатные минералы	Кероген	Кремнистые минералы			Глинистые минералы			Альбит			Карбонатные минералы			Кероген			Пирит				
							min	max	сред.	min	max	сред.	min	max	сред.	min	max	сред.	min	max	сред.	min			max	сред.
	Общая характеристика выборки		-	-	-	-	0.0	91.7	41.9	0.0	90.8	24.9	0.0	38.3	6.5	0.0	94.1	9.7	0.0	54.3	11.5	0.0	59.0	5.5	3522	100.0
1	Силициты		>50	-	-	-	50.0	91.7	59.1	0.0	49.9	18.4	0.0	24.5	5.1	0.0	30.2	3.2	0.0	37.9	10.4	0.0	13.9	3.7	1192	33.8
1-1	Силициты	Собственно	>50	-	-	<10	50.0	91.7	61.9	2.0	49.9	19.6	0.0	23.6	5.0	0.0	30.2	3.7	0.0	10.0	6.9	0.0	12.4	2.9	530	15.0
1-2	Силициты	Керогеновые	>50	-	-	>10	50.0	84.6	56.9	0.0	37.9	17.5	0.0	24.5	5.2	0.0	19.4	2.8	10.0	37.9	13.2	0.0	13.9	4.3	662	18.8
2	Аргиллиты		-	>50	-	-	0.0	48.7	25.4	50.0	90.8	59.2	0.0	16.8	3.8	0.0	17.1	2.6	0.0	31.4	7.0	0.0	14.3	2.1	141	4.0
2-1	Аргиллиты	Собственно	<25	>50	-	-	0.0	24.9	16.7	50.1	90.8	60.5	0.0	16.8	6.5	0.0	17.1	4.3	0.0	31.4	8.3	0.0	14.3	3.6	74	2.1
2-2	Аргиллиты	Кремнистые	>25	>50	-	-	25.2	48.7	34.9	50.0	74.8	57.7	0.0	11.0	0.7	0.0	13.0	0.8	0.0	19.2	5.5	0.0	6.2	0.5	67	1.9
3	Карбонаты		-	-	>50	-	0.0	35.3	11.0	0.0	35.4	8.8	0.1	10.7	2.8	50.0	94.1	69.8	0.0	21.9	4.3	0.0	15.6	3.3	141	4.0
3-1	Карбонаты	Собственно	-	-	>50	<10	0.0	35.3	8.5	0.0	32.9	7.1	5.6	3.7	2.2	50.0	94.1	67.9	0.0	8.8	2.9	2.7	9.9	2.4	131	3.7
3-2	Карбонаты	Керогеновые	-	-	>50	>10	4.5	25.1	12.2	0.0	13.2	6.5	1.0	6.5	3.0	52.6	73.8	60.1	10.2	21.9	14.8	0.0	6.9	3.3	10	0.3
4	Микститы		<50	<50	<50	-	3.1	77.6	35.1	2.2	49.9	27.3	0.0	38.3	7.8	0.0	50.0	9.9	0.0	54.3	13.0	0.0	59.0	6.8	2048	58.1
4-0	Микститы	Кремнистые	25-50	<25	<25	<10	26.2	50.0	43.0	7.0	24.8	19.8	0.0	38.3	9.2	0.0	25.0	12.9	0.0	10.0	7.8	0.0	26.2	7.3	84	2.4
4-1	Микститы	Глинистые	<25	25-50	<25	<10	3.1	25.0	20.3	26.3	49.8	42.4	0.9	21.5	12.7	0.9	24.4	10.0	0.3	10.0	4.9	0.0	43.5	9.8	125	3.5
4-2	Микститы	Карбонатные и карбонатно-глинистые	<25	<25-50	25-50	-	7.1	77.6	25.0	2.2	46.3	22.6	0.0	27.9	6.6	1.2	50.0	30.6	0.0	15.5	6.7	0.0	47.4	8.3	70	2.0
4-3	Микститы	Керогеновые	<25	<25	<25	>10	7.0	24.5	16.6	7.1	38.0	23.4	2.1	11.2	7.2	5.5	35.7	20.0	10.2	32.9	19.6	0.0	53.8	13.1	55	1.6
4-4	Микститы	Кремнисто-глинистые	25-50	25-50	<25	<10	25.4	50.0	38.8	25.0	49.8	34.4	0.0	21.8	9.2	0.0	23.3	6.2	0.0	10.0	6.3	0.0	26.1	5.0	365	10.4
4-5	Микститы	Карбонатно-кремнистые	25-50	<25	25-50	-	25.2	47.9	35.3	4.7	24.5	13.8	0.0	9.5	3.9	25.5	49.5	36.3	1.7	9.8	6.3	0.0	15.8	4.4	52	1.5
4-6	Микститы	Кероген-кремнистые	25-50	<25	<25	>10	25.2	50.0	41.7	10.3	25.0	20.5	0.0	32.3	7.4	0.0	24.8	6.7	10.0	46.5	16.7	0.0	22.9	7.1	636	18.1
4-7	Микститы	Кероген-глинистые	<25	25-50	<25	>10	4.5	24.8	19.0	25.1	49.7	33.4	0.0	16.8	8.9	0.0	23.9	10.8	10.0	54.3	18.7	0.0	28.5	9.2	142	4.0
4-8	Микститы	Кероген-карбонатные	<25	<25	25-50	>10	6.8	24.8	18.4	9.0	25.9	18.5	0.0	17.8	6.1	25.2	48.7	34.9	10.2	32.6	15.2	0.0	17.8	6.8	60	1.7
4-9	Микститы	Кероген-глинисто-кремнистые	25-50	25-50	<25	>10	25.3	49.8	37.2	25.0	49.9	31.5	0.0	20.4	6.1	0.0	24.7	4.4	10.1	36.8	15.6	0.0	23.8	5.2	430	12.2
4-10	Микститы	Кероген-кремнисто-карбонатные	25-50	<25	25-50	>10	25.4	43.8	31.1	7.9	20.7	14.2	2.2	10.2	5.3	26.1	46.3	31.7	10.1	19.0	12.7	0.0	11.7	5.1	23	0.7
4-11	Микститы	Атипичные	<50	<50	<50	-	15.4	29.8	18.3	12.0	30.5	21.2	4.0	23.3	8.9	1.8	27.8	10.9	0.9	7.6	4.7	3.0	59.0	35.9	6	0.2



*Рисунок 1.26 - Тригонограмма вещественной классификации пород баженовской свиты
[Оксенойд, 2018]*

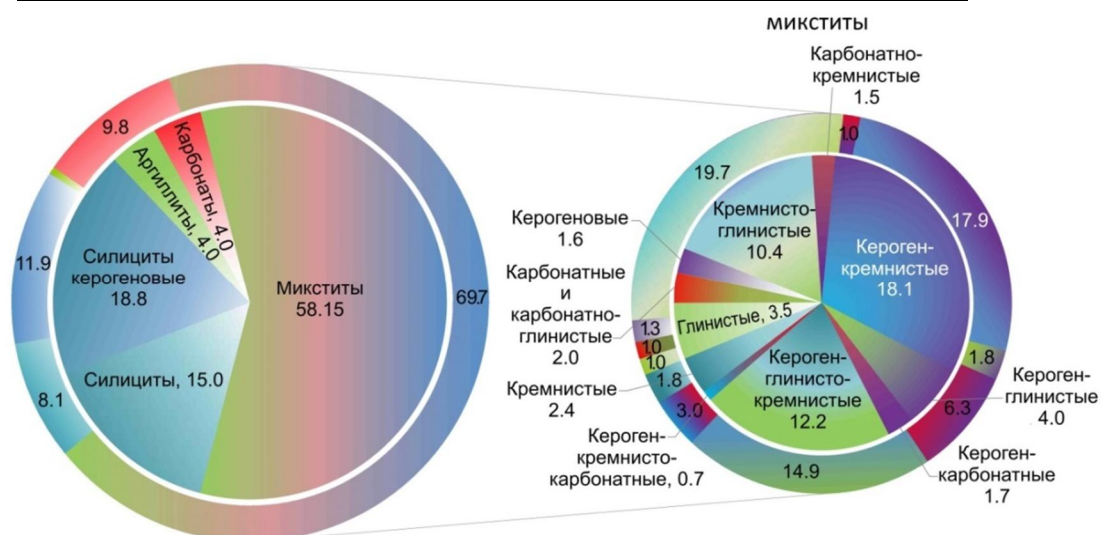
В вершинах треугольника: содержание кремнистого, карбонатного и глинистого вещества (КрВ, КбВ и ГлВ). Красный цвет выбран для карбонатного вещества, синий - для кремнистого, зеленый – для глинистого, фиолетовый – для керогена. «Чистые» различия показаны треугольниками, керогеновые и кремнистые подтипы – кружками, микститы – квадратами.

Диаграмма отражает высокую встречаемость и большие концентрации кремнезема в породах БС, глинистое вещество на втором месте по распространенности, но не в «чистом» виде, а в сочетании с другими компонентами, карбонаты встречаются реже, но зато их больше в «чистом» виде.

Рассмотрим и сравним полученные значения встречаемости с результатами А.Э. Конторовича с коллегами (таблица 1.2) рисунок 1.27.

Таблица 1.2 - Сравнение значений встречаемости по литотипам

№ п/п	Классы пород	Подклассы	Встречаемость, %	Встречаемость, % [Конторович и др., 2016]
Общая характеристика выборки			100.0	100.0
1	Силициты		33.8	19.9
1-1	Силициты	Собственно	15.0	8.1
1-2	Силициты	Керогеновые	18.8	11.9
2	Аргиллиты		4.0	0.5
2-1	Аргиллиты	Собственно	2.1	
2-2	Аргиллиты	Кремнистые	1.9	0.5
3	Карбонаты		4.0	9.8
3-1	Карбонаты	Собственно	3.7	8.8
3-2	Карбонаты	Керогеновые	0.3	1
4	Микститы		58.1	69.7
4-0	Микститы	Кремнистые	2.4	1.8
4-1	Микститы	Глинистые	3.5	1
4-2	Микститы	Карбонатные и карбонатно-глинистые	2.0	1
4-3	Микститы	Керогеновые	1.6	1.3
4-4	Микститы	Кремнисто-глинистые	10.4	19.7
4-5	Микститы	Карбонатно-кремнистые	1.5	1
4-6	Микститы	Кероген-кремнистые	18.1	17.9
4-7	Микститы	Кероген-глинистые	4.0	1.8
4-8	Микститы	Кероген-карбонатные	1.7	6.3
4-9	Микститы	Кероген-глинисто-кремнистые	12.2	14.9
4-10	Микститы	Кероген-кремнисто-карбонатные	0.7	3
4-11	Микститы	Атипичные	0.2	
		количество	3522	400



В наружных кольцах встречаемость по литературным данным [Конторович и др., 2016], во внутренних кругах – по данным диссертанта.

Рисунок 1.27 - Сравнение распределений встречаемости классов и подклассов пород в баженовских отложениях [Оксенойд и др., 2018] с дополнениями

В обеих выборках преобладают микститы – породы смешанного состава 58.1% и 69.7%, соответственно. В анализируемой выборке около трети (33.8%) составляют существенно кремнистые разности – силициты, в сравниваемой выборке их значительно меньше - 19.9%. Соотношения встречаемости аргиллитов и карбонатов – противоположные: в анализируемой выборке больше аргиллитов

(4%) и меньше карбонатов (4%), чем в сравниваемой (0.5% и 9.8%, соответственно).

Среди микститов преобладают те же три основные группы, величины встречаемости для подклассов кероген-кремнистых и кероген-глинисто-кремнистых микститов близкие. Существенно отличаются (почти в 2 раза) встречаемости кремнисто-глинистых микститов (10.4% и 19.7%), это различие формирует и разницу в величине общей встречаемости микститов.

Выше упоминалось, что 15 скважин, по которым произведена классификация в рассматриваемой опубликованной работе, пробурены на территории ХМАО-Югры, запада Томской и севера Новосибирской областей. Можно предположить, что, в определенной степени, различия во встречаемости литотипов обусловлены разницей в строении разрезов баженовского горизонта на рассматриваемой территории.

В разделе 1.3.1 уже отмечалось, что анализируемая выборка отличается от сравниваемой более высоким содержанием кремнистого вещества и повышенной относительной частотой встречаемости глинистого вещества в диапазоне 10-30%. В разделе 1.3.2 упоминалось о более высоком содержании глинистого вещества в породах БГ на западе рассматриваемой территории.

Вышеперечисленные положения, как и более частая встречаемость силицитов и аргиллитов в анализируемой выборке могут быть связаны с большей долей в выборке скважин, пробуренных в западной части ХМАО-Югры. На западе в зоне развития подстилающих отложений абалакской свиты в подошвенной части БС развиты прослой кремнистых пород, эти отложения отсутствуют или сокращены на востоке в области развития георгиевской свиты. Более высокая глинистость баженовских отложений на западе ХМАО-Югры может объясняться приближением к окраине Западно-Сибирского бассейна, где в баженовское время на месте Висимско-Хашгортской гряды, видимо, существовал архипелаг [Волков и др., 2016], который служил источником сноса терригенного материала.

Что касается более высокой встречаемости карбонатов в сравниваемой выборке, то она может объясняться наличием скважин, пробуренных на территории Томской области, где в Каймысовской акватории баженовского палеобассейна Е.А. Предтеченской с коллегами закартированы ракушняковые банки [Предтеченская и др., 2005].

На рисунке 1.28 показана гистограмма средних содержаний породообразующих компонентов по классам и подклассам пород баженовской свиты. Представлены основные классы пород: силициты, аргиллиты, карбонаты, микститы и три наиболее представительных подкласса микститов: кремнисто-глинистые, кероген-кремнистые и кероген-глинисто-кремнистые.

Карбонаты характеризуются самым высоким средним содержанием «титального» элемента (70%), в силицитах и аргиллитах по 59% кремнистых и глинистых минералов, соответственно. Силициты и аргиллиты содержат очень мало карбонатного материала – по 3%, а количество кремнистого и глинистого вещества в них отличается в 2-3 раза. Карбонаты содержат примерно одинаковое количество глинозема (9%) и кремнезема (11%).

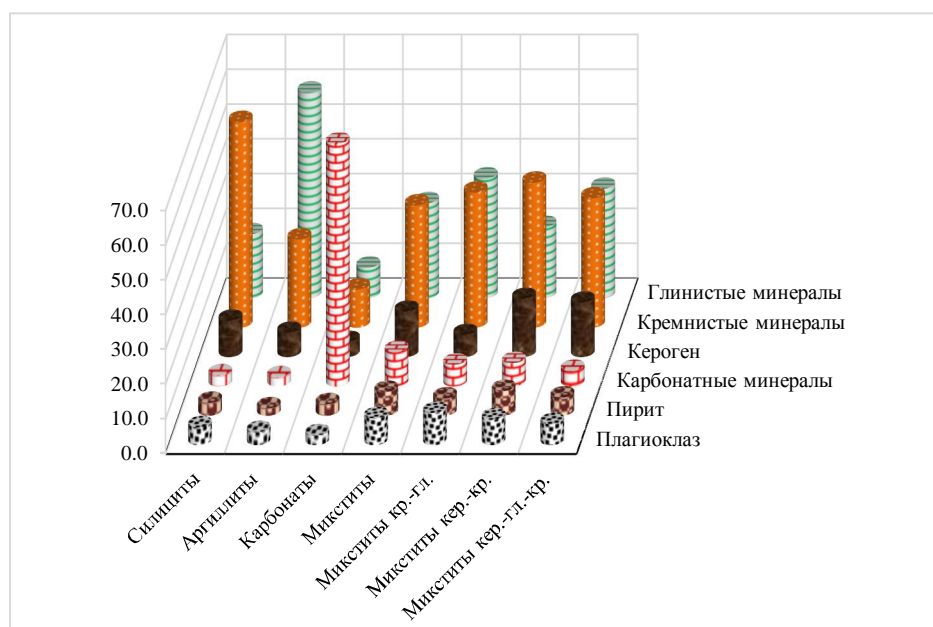


Рисунок 1.28 - Средние содержания породообразующих компонентов по классам и подклассам пород баженовской свиты [Оксенойд, 2018]

Микститы, подтверждая свое название, характеризуются более высокими концентрациями керогена (13%), пирита (7%), альбита (плаггиоклаза) 8%.

Силициты содержат достаточно много ОВ - 10%, а меньше всего его – в карбонатах – 4%.

Проведенный анализ минерально-вещественного состава и разделение на литотипы показывает, что целевыми объектами с точки зрения продуктивности баженовской свиты могут быть отнесены силициты и микститы, поскольку они, с одной стороны, содержат больше всего органического вещества (т.е. в том числе и УВ), а с другой стороны, они являются наиболее распространенными классами пород БС.

1.4.2. Фильтрационно-емкостные свойства классов пород баженовской свиты

Изучением фильтрационно-емкостных свойств баженовских отложений занимались многие исследователи: А.Д. Алексеев, Н.С. Балущкина, В.И. Белкин, С.И. Билибин, Ф.Я. Боркун, В.А. Волков, Ф.Г. Гурари, Т.В. Дорофеева, Т.Ф. Дьяконова, М.Ю. Зубков, Г.А. Калмыков, Т.А. Коровина, В.Д. Немова, И.И. Нестеров, В.П. Сонич, С.И. Филина, В.В. Хабаров, и др.

Для определения ФЕС различных классов (литотипов) было отобрано 192 цилиндрических образца керна диаметром 30 мм по 22 скважинам, пробуренным с 1998 по 2007 гг.

Определение фильтрационно-емкостных свойств и кажущейся минералогической плотности пород баженовской свиты проводилось в лаборатории исследования керна отделения по сбору, хранению и исследованию керна НАЦ РН им. В.И. Шпильмана Козловым И.В.

Ниже представлен выполненный автором анализ полученных фильтрационно-емкостных свойств литотипов, выделенных по классификации ИНГГ СО РАН [Конторович и др., 2016]. Результаты исследования опубликованы в № 1 за 2018 г. журнала “Недропользование XXI век” [Оксенойд и др., 2018].

Классовый состав выборки оказался отличным от полученного ранее распределения для баженовской свиты в целом: преобладают силициты керогеновые (37%) и собственно силициты (26%), затем идут поровну по 8%: микститы кероген-кремнистые, кремнисто-глинистые и карбонаты, т.е. преимущественно крепкие монолитные разности. Это объясняется технологией отбора образцов: невозможностью изготовления цилиндров из неоднородных слоистых трещиноватых пород.

Определение открытой пористости и кажущейся минералогической плотности газоволюметрическим методом (насыщение гелием) и определение абсолютной газопроницаемости (фильтрацией азота) проводились дважды: сразу после отбора образцов и после экстракции (таблица 1.3).

Таблица 1.3 - ФЕС различных литотипов БС до и после экстракции

литотипы	До экстракции											
	Пористость, %				Проницаемость, мД				Плотность кажущаяся			
	min	max	ср.	кол-во	min	max	ср.	кол-во	min	max	ср.	кол-во
силициты	0.0	11.5	4.6	35	0.00	1.47	0.11	35	2.25	2.74	2.93	35
силициты керогеновые	0.0	3.1	0.2	58	0.00	88.40	1.82	58	1.90	2.55	2.23	57
аргиллиты кремнистые	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
карбонаты	0.0	2.2	0.9	4	0.00	0.01	0.00	4	2.55	2.76	2.61	4
микститы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
микститы глинистые	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
микститы кремнистые	0.0	0.4	0.1	3	0.00	0.03	0.01	3	2.37	2.75	2.50	3
микститы кероген-глинистые	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
микститы кероген-глинисто-кремнистые	0.0	1.2	0.3	5	0.00	1.23	0.35	5	2.24	2.34	2.29	5
микститы кероген-карбонатные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
микститы кероген-кремнистые	0.0	2.0	0.3	13	0.00	2.14	0.18	14	2.08	2.63	2.22	13
микститы кремнисто-глинистые	0.0	2.5	1.3	5	0.00	198.90	39.78	5	2.32	2.45	2.39	5
микститы карбонатные	0.0	0.0	0.0	1	0.00	0.00	0.00	1	2.33	2.33	2.33	1
литотипы	После экстракции											
	Пористость, %				Проницаемость, мД				Плотность кажущаяся			
	min	max	ср.	кол-во	min	max	ср.	кол-во	min	max	ср.	кол-во
силициты	0.3	15.1	6.3	48	0.00	44.30	1.94	42	2.12	2.96	2.48	47
силициты керогеновые	0.1	9.9	5.0	70	0.00	1150.00	61.09	65	2.18	3.13	2.43	70
аргиллиты кремнистые	5.4	5.4	5.4	1	-	-	-	-	2.62	2.62	2.62	1
карбонаты	0.0	3.7	1.6	15	0.00	1.31	0.10	14	2.17	2.76	2.40	15
микститы	2.2	2.2	2.2	1	-	-	-	-	2.36	2.36	2.36	1
микститы глинистые	4.0	4.0	4.0	1	-	-	-	-	2.53	2.53	2.53	1
микститы кремнистые	1.3	5.0	3.2	4	0.04	1.32	0.48	3	2.19	2.43	2.33	4
микститы карбонатные	3.7	7.8	5.8	2	5.25	5.25	5.25	1	2.57	2.57	2.57	2
микститы кероген-глинистые	2.4	2.4	2.4	1	-	-	-	-	2.48	2.48	2.48	1
микститы кероген-глинисто-кремнистые	2.2	7.4	5.7	8	0.31	18.10	8.05	7	2.37	2.58	2.46	8
микститы кероген-карбонатные	3.8	3.8	3.8	1	14.80	14.80	14.80	1	2.39	2.39	2.39	1
микститы кероген-кремнистые	1.5	10.2	5.0	15	0.15	115.10	19.96	16	2.13	2.80	2.39	16
микститы кремнисто-глинистые	1.0	19.0	5.4	15	0.00	157.80	19.24	9	2.25	5.33	2.58	15
микститы карбонатно-кремнистые	0.4	5.7	1.4	4	0.00	0.01	0.01	2	2.24	2.40	2.30	4
микститы керогеновые	3.9	3.9	3.9	1	0.00	0.00	0.00	1	2.25	2.25	2.25	1

Экстракцию проводили стандартным способом в аппаратах Сокслета спиртобезольной смесью до исчезновения окраски раствора. В случае если по прошествии этого срока экстракционный раствор имел видимую окраску, растворитель заменялся на толуол и образцы керна доводились экстракцией толуолом. После полной очистки образцы и пробы высушивались до постоянной массы в сушильном шкафу при температуре +80 °С. Необходимо отметить, что экстрагирование пород баженской свиты довольно длительный процесс (несколько месяцев) вследствие их низкой проницаемости. После экстрагирования в ряде образцов произошло раскрытие вертикальных и горизонтальных микротрещин (особенно сильно – в микститах кремнисто-глинистых), некоторые образцы утратили правильную геометрическую форму, и измерение газопроницаемости на них не проводилось.

Сопоставим коэффициенты пористости (K_p) до экстракции для литотипов, которые представлены более чем 10 образцами: это силициты (35), силициты керогеновые (58) и микститы кероген-кремнистые (13). Средние значения пористости составляют 4,6%, 0,2% и 0,3%, соответственно. Для силицитов более чем для половины образцов K_p не превышает 6%, треть образцов характеризуется пористостью от 8,2 до 11,5%. Что касается силицитов керогеновых и микститов кероген-кремнистых, то значением параметра менее 1% характеризуются 93% и 85% образцов соответствующих литотипов.

Средние значения проницаемости ($K_{пр}$) до экстракции для названных классов пород составили 0,1 мД, 1,8 мД и 0,2 мД, соответственно. Для обоих подклассов силицитов для половины образцов проницаемость составляет менее 0,001 мД. Доли образцов с проницаемостью более 0,1 мД составляют: 9% (силициты), 20% (силициты керогеновые) и 14% (микститы кероген-кремнистые).

После экстракции определения проводились на большем числе образцов: силициты (48), силициты керогеновые (70), карбонаты (15) и микститы кероген-кремнистые (15) и кремнисто-глинистые (15).

Средние величины пористости после экстракции для анализируемых групп составляют 6,3%, 5%, 1,6%, 5% и 5,4%, соответственно. Доля силицитов с K_p больше 10% выросла с 6% (до экстракции) до 22% после экстракции, максимальное значение пористости составило 15%. Что касается силицитов керогеновых, то более половины характеризуются после экстракции пористостью 5–8%. Наиболее низкая пористость после экстракции у карбонатов: для двух третей K_p меньше 2%, максимальное значение параметра 3,7%. Величина пористости после экстракции составляет 5–8% для половины образцов подкласса силицитов керогеновых и 4–8% для двух третей микститов кероген-кремнистых (рисунок 1.29).

Средние значения проницаемости для названных классов пород после экстракции составили 1,9 мД, 61,1 мД и 18,3 мД, соответственно, т.е. увеличились на порядок. Экстракция в разной степени повлияла на проницаемость разных литотипов. Менее всего, как и следовало ожидать, изменилась проницаемость

силицитов: 41% образцов характеризуются $K_{пр}$ менее 0,01 мД (до экстракции таких было 72%), для 13% образцов $K_{пр} > 1$ мД (было 6%).

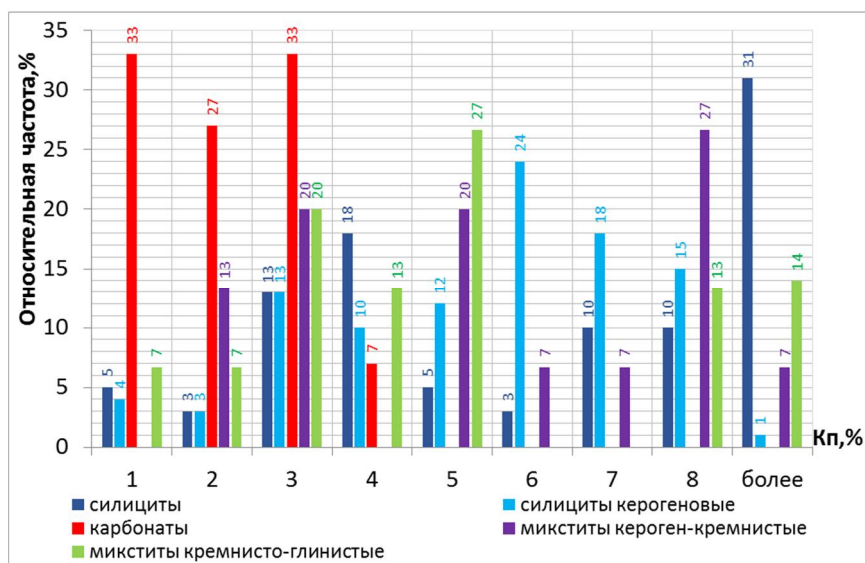


Рисунок 1.29 - Распределение значений открытой пористости литотипов БС после экстракции [Оксенойд и др., 2018]

Проницаемость пород с содержанием керогена $> 10\%$ изменилась более значительно. Значениями $K_{пр}$ в диапазоне 0,1–10 мД характеризуются примерно половина (силициты керогеновые) и две трети (микститы кероген-кремнистые) образцов в соответствующих подклассах (рисунок 1.30)

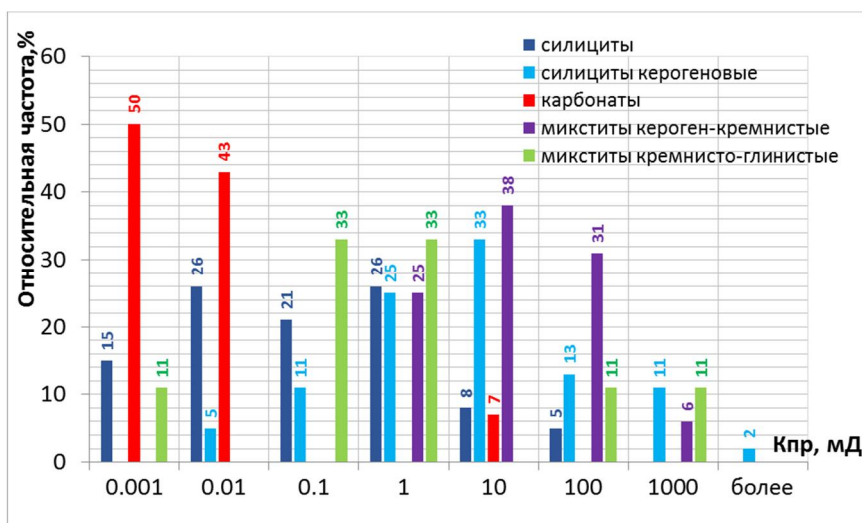
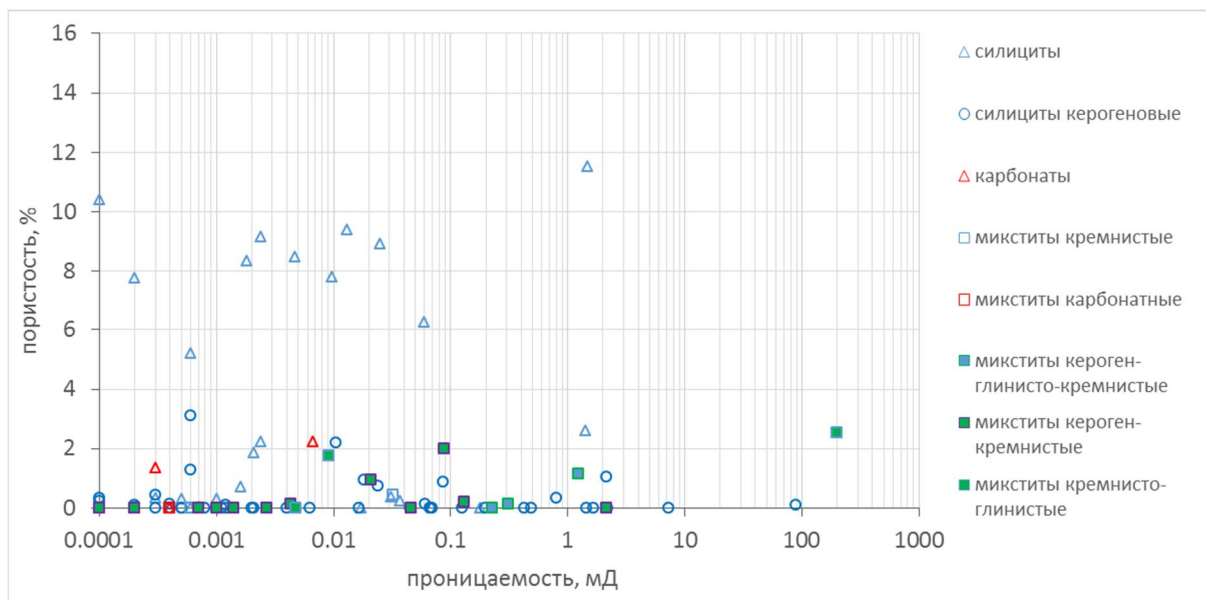
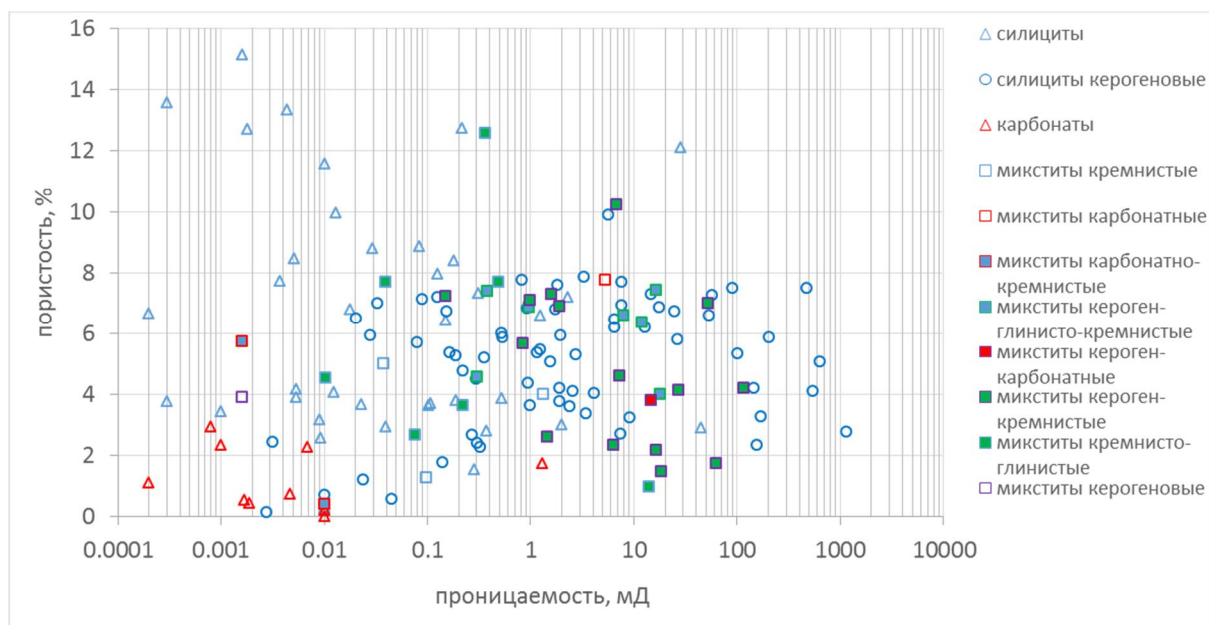


Рисунок 1.30 - Распределение значений проницаемости литотипов БС после экстракции [Оксенойд и др., 2018]

Построены кроссплоты пористости и проницаемости до и после экстракции. До экстракции (рисунок 1.31а) две трети образцов характеризуются значениями $K_{пр} < 0,5\%$, выделяется лишь небольшая группа силицитов с пористостью 5–11%. Для половины образцов $K_{пр} < 0,001$ мД, еще для трети $< 0,1$ мД.



а) до экстракции



б) после экстракции

[Оксенойд и др., 2018] с дополнениями

Рисунок 1.31 - Сопоставление пористости и проницаемости литотипов БС

После экстракции (рисунок 1.31б) наиболее представительный диапазоном, куда попадает треть исследуемых образцов, является: по пористости интервал от 2% до 8%, по проницаемости интервал от 0,1 мД до 10 мД, из литотипов преобладают силициты керогеновые. Можно выделить еще две области: с минимальными значениями пористости (от 0% до 4%) и проницаемости (от 0,0001 мД до 0,01 мД), в которой преобладают силициты и карбонаты, и область с высокой пористостью (более 8%) и низкой проницаемостью (менее 0,1 мД), представленную силицитами.

Несмотря на полученные низкие фильтрационные свойства большей части карбонатных образцов керна, не следует делать вывод о том, что карбонаты являются абсолютно непроницаемыми разностями. Измерение газопроницаемости на цилиндрических образцах керна не позволяет охарактеризовать первичные макро- и микротрещины в породе. То есть, фактически, специфика применяемого метода исследований обуславливает получение низких величин матричной пористости и проницаемости породы, в то время как для карбонатов проницаемость определяется, преимущественно, трещиноватостью.

На рисунке 1.32 представлено сопоставление значений пиролитических параметров S_1 и ТОС.

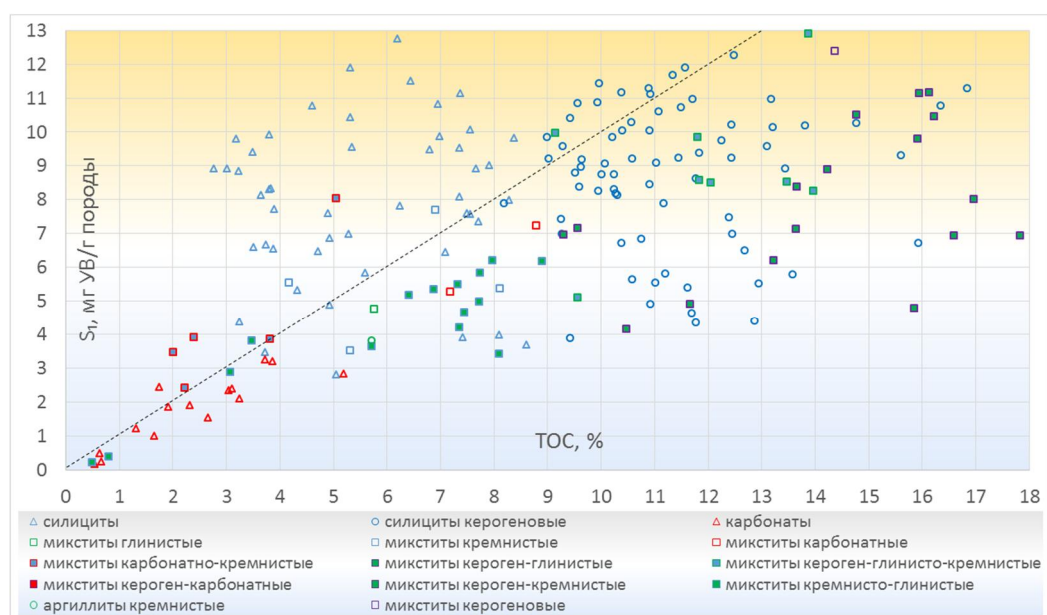


Рисунок 1.32 - Сопоставление пиролитических параметров S_1 и ТОС [Оксенойд и др., 2018]

Параметр S_1 отражает количество свободных жидких и газообразных углеводородов в исследуемой породе. Не все содержащиеся в породе свободные УВ являются подвижными, поскольку часть их удерживается сорбционными процессами. Для выделения в разрезе скважины интервалов с подвижными УВ используется соотношение $S_1/\text{ТОС}$, поскольку существует эмпирическая оценка индекса нефтенасыщения (oil saturation index) $S_1 \times 100/\text{ТОС}$, согласно которой значение индекса > 100 может свидетельствовать о наличии потенциально извлекаемой нефти [Jarvie, 2012].

На рисунке 1.32 точки со значением индекса нефтенасыщения > 100 располагаются над пунктирной прямой. В эту область попадает большинство силицитов, часть силицитов керогеновых, все микститы кероген-карбонатные, а также некоторые образцы из микститов кремнистых, кремнисто-глинистых и др.

Таким образом, с точки зрения индекса нефтенасыщения наиболее перспективными для получения притоков нефти являются силициты.

Осознавая недостаточную представительность выборки образцов с определениями фильтрационно-емкостных свойств, тем не менее, можно отметить, что относительно повышенными ФЕС выделяются силициты и микститы кероген-кремнистые. Комплексирование петрофизических данных с пиролитическими обуславливает выделение в качестве наиболее перспективных источников получения притоков «собственно» силицитов.

ГЛАВА 2. СВОЙСТВА НЕФТЕЙ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

2.1. Свойства нефтей верхнеюрско-нижнемеловых отложений

Изучение свойств нефтей является неотъемлемой частью геохимических исследований, без которых не могут быть решены вопросы происхождения нефти, определяющие направления ее поисков. В канонической работе авторов Тиссо и Вельте «Образование и распространение нефти» [Тиссо и Вельте, 1981] рассматриваются состав и классификации нефтей, влияние геологических условий на типы нафтидов, изменения нефтей, происходящие в коллекторе.

Различные аспекты геохимии нефтей Западной Сибири описаны в работах А.Э. Конторовича, Ф.Г. Гурари, И.И. Нестерова, А.В. Рылькова.

В работе И.В. Гончарова «Геохимия нефтей Западной Сибири» [Гончаров, 1987] рассмотрен детальный состав нефтей, факторы, его контролирующие, и его связь с природой органического вещества.

Ф.З. Хафизов в работе «Анализ запасов нефти» [Хафизов, 2011] приводит и анализирует схемы распределений параметров нефтей, используемых при подсчете запасов: плотности, газосодержания, пересчетного коэффициента, вязкости в пластовых условиях, содержания серы, парафинов, смол и асфальтенов. Схемы построены по нефтегазоносным комплексам центральных районов Западной Сибири, начиная со среднеюрского НГК и заканчивая сеноманским.

М.Ю. Зубков исследовал изменение компонентного состава пластовых флюидов и рассмотрел схемы распределения значений плотности, содержания серы, смол, асфальтенов и парафинов нефтей верхнеюрских отложений в зоне развития васюганской свиты Западной Сибири. Выборка составила более 100 месторождений, из них 95: в Среднеобской, Каймысовской, Пайдугинской и Васюганской нефтегазоносных областях и 10 – в северных областях Западной Сибири [Зубков, 1983].

Петерс К.Е. с соавторами [Peters & all, 1994] проанализировал нефти и экстракты из юрских и меловых отложений Западной Сибири. На основании геохимических данных выделены 2 семейства нефтей по источнику происхождения: первое – из аноксийных морских верхнеюрских отложений баженовской свиты, второе - из богатых обломочным материалом озерных или прибрежных отложений с преобладанием привноса органического материала высших растений (предположительно, тюменской свиты среднеюрского возраста). Нефти второй группы получены, преимущественно, из залежей, открытых к югу от Оби (территория Томской области). Авторы утверждают, что баженовские нефти по исследованиям биомаркеров характеризуются широким диапазоном термической зрелости (от начала до конца «нефтяного окна»), некоторые нефти в разной степени биodeградированы, состав нефтей различен, что подтверждает региональные изменения органических фаций в материнской породе.

Для изучения свойств нефтей из баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов первоначально автором были построены схемы распределений ряда параметров (плотности, парафиносодержания, газосодержания нефти) по имеющейся в НАЦ РН им. В.И. Шпильмана информации из баланса запасов по залежам, относящимся к баженовско-абалакскому НГК.

Количество залежей, открытых на сегодняшний день в баженовско-абалакских отложениях, определило небольшой объем выборки и локализацию данных преимущественно в центральной части ХМАО – области естественной продуктивности баженовской свиты (рисунок 2.1).

Ввиду того, что баженовская свита большинством исследователей рассматривается как основная нефтематеринская толща Западной Сибири, было принято решение использовать также данные по залежам других НГК.

Результаты исследования свойств нефтей верхнеюрско-нижнемеловых отложений, выполненного автором, были представлены на VIII Всероссийском совещании «Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии» (Республика Крым, 2016 г.), V научно-

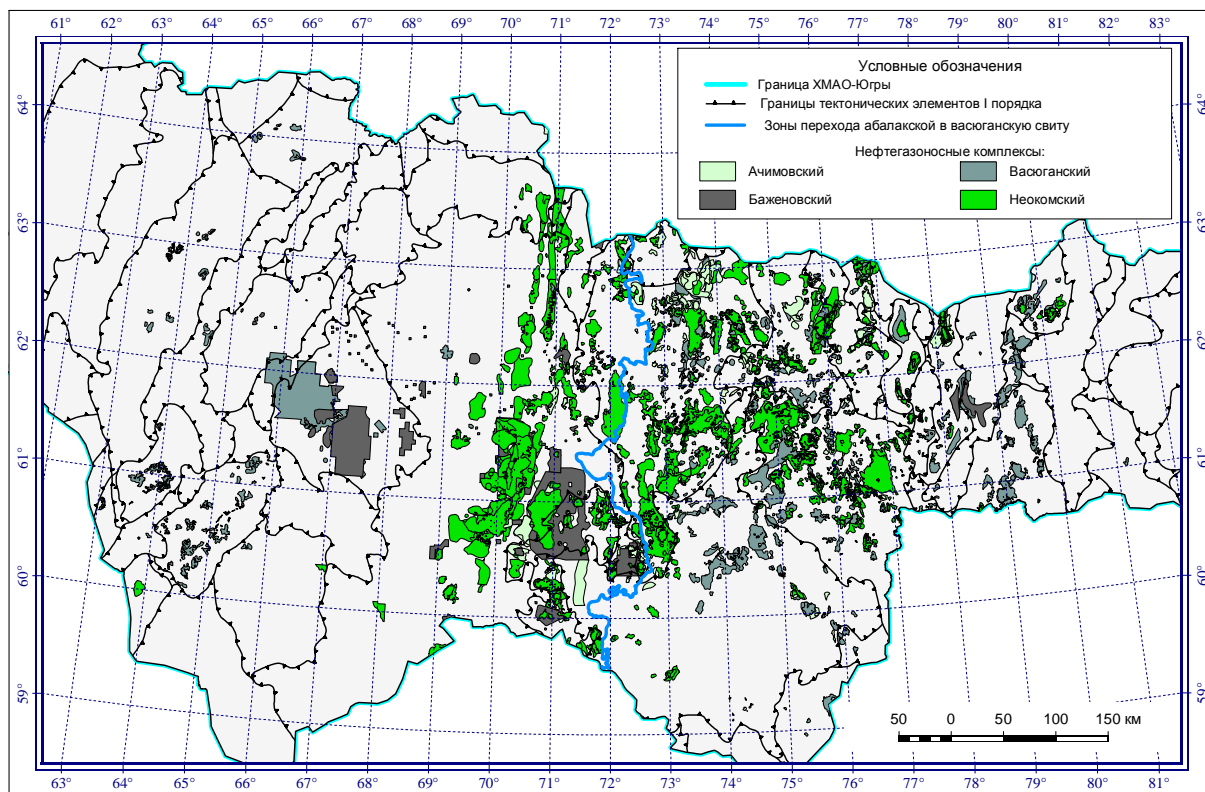


Рисунок 2.2 - Залежи нефти отложений позднеюрско-раннемелового возраста

Значения плотности и газосодержания охарактеризованы практически все залежи, остальные параметры перечисляются в порядке убывания: сернистость (3381), вязкость (3134), парафинистость (2885), пластовая температура (2878), содержание смол и асфальтенов (2659). Данными территория охарактеризована неравномерно: большая часть определений сосредоточена между восточным бортом Фроловской мегавпадины на западе и Тагринским мегавалом на востоке, исключая на юге территорию Юганской мегавпадины. На западе имеются определения по Красноленинскому своду, Шаимскому и Турсунскому мегавалам.

При описании свойств нефтей автор пользовался классификацией, принятой в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

При анализе представленных ниже схем следует иметь в виду, что они имеют интегральный характер: картируемый параметр осредняется по этажу нефтеносности, который изменяется по нефтегазоносным районам.

По выборке из 3381 значений среднее **содержание серы** в нефтях составило 0.91%. Распределение содержаний серы бимодальное, с минимумом 1.2-1.3%, разделяющим выборку на две неравные группы (2627 и 754 образцов, соответственно). Первую группу составляют малосернистые и среднесернистые нефти, вторую - сернистые нефти. Содержание серы в основном изменяется от 0.1 до 2.8% (рисунок 2.3).

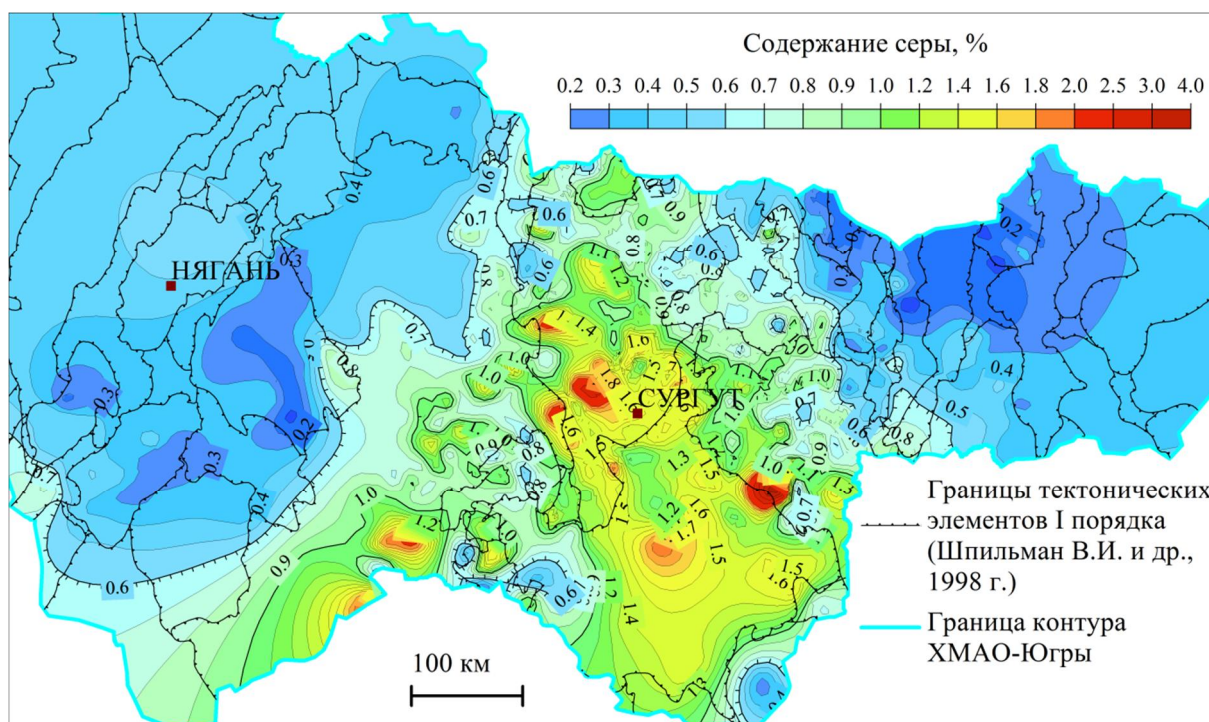


Рисунок 2.3 - Содержание серы в нефтях позднеюрско-раннемеловых отложений [Оксенойд и др., 2017]

Менее 0.1 % серы в 14 залежах на северо-востоке ХМАО (Бахилловское, Вынгапуровское, Северо-Покачевское 2, Сусликовское и Калиновое месторождения) и в залежи пласта ЮК₁, открытой на Елизаровском склоне Краснотенинского свода.

Максимальные экстремальные содержания серы определены в единичных залежах на Сургутском и Нижневартовском сводах (3.1% и 4.5%) и в залежи пласта ЮВ₁ Южно-Выинтойского месторождения (6.6%) на Северо-Вартовской мегатеррасе. В центральной части рассматриваемой территории по изолинии 0.6% выделяется область, соответствующая среднесернистой нефти. Содержание серы растет от периферии к центру области: выделяется несколько зон сернистой

нефти (>1%) разного размера и конфигурации. Основная зона сернистой нефти северо-западного простирания охватывает зону сочленения Сургутского, Нижневартовского сводов и Юганской мегавпадины. Зона меньшего размера северо-восточного простирания выделяется на юго-западе Фроловской мегавпадины в районе Зимнего и Ендырского валов.

На западе рассматриваемой территории выделяется зона с серосодержанием <0.4% субуральского простирания, протянувшаяся от Шаимского и Турсунского мегавалов на юге через Красноленинский свод до Помутской мегатеррасы на севере. На северо-востоке ХМАО восточнее Пякупурского мегапрогиба также выделяется зона с содержанием серы <0.4%.

Рассматриваемые нефти преимущественно **мало- и среднепарафинистые**, преобладающее содержание парафина <5.0%, среднее по выборке из 2885 значений – 2.9%, максимальные значения (15.2-16.4 %) определены в нефтях Сусликовского месторождения на северо-востоке округа.

На территории от Красноленинского свода на западе до Толькинского мегапрогиба на востоке содержание парафина в нефтях, преимущественно, не превышает 3% (рисунок 2.4). Локальные максимумы большей частью приурочены к району Сургутского свода: на Биттемском (залежи ЮС₀, Ач₁) и Новобыстринском (залежь Ач₂) месторождениях парафинистость достигает 6.5%. Наиболее значительный по площади локальный минимум приурочен к Тагринскому мегавалу, в залежах пласта Ю₁ значение параметра на Южно-Калиновом месторождении составляет 0.1%, на Новомолодежном -1.2%.

Выделяются две зоны с повышенной парафинистостью (>3.5%). На юго-западе ХМАО это зона сочленения Турсунского и Шаимского мегавалов. Нефти пласта П на Экутальском, Хултурском и Андреевском месторождениях – парафинистые, значение параметра 11.4-12.8%. На востоке аномальная зона охватывает зону сочленения Бахиловского и Александровского мегавалов, здесь, кроме вышеупомянутого Сусликовского месторождения, повышенные значения параметра (3.8-5.3%) в нефтях Верхнеколикъеганского и Малого Северо-Хохряковского месторождений.

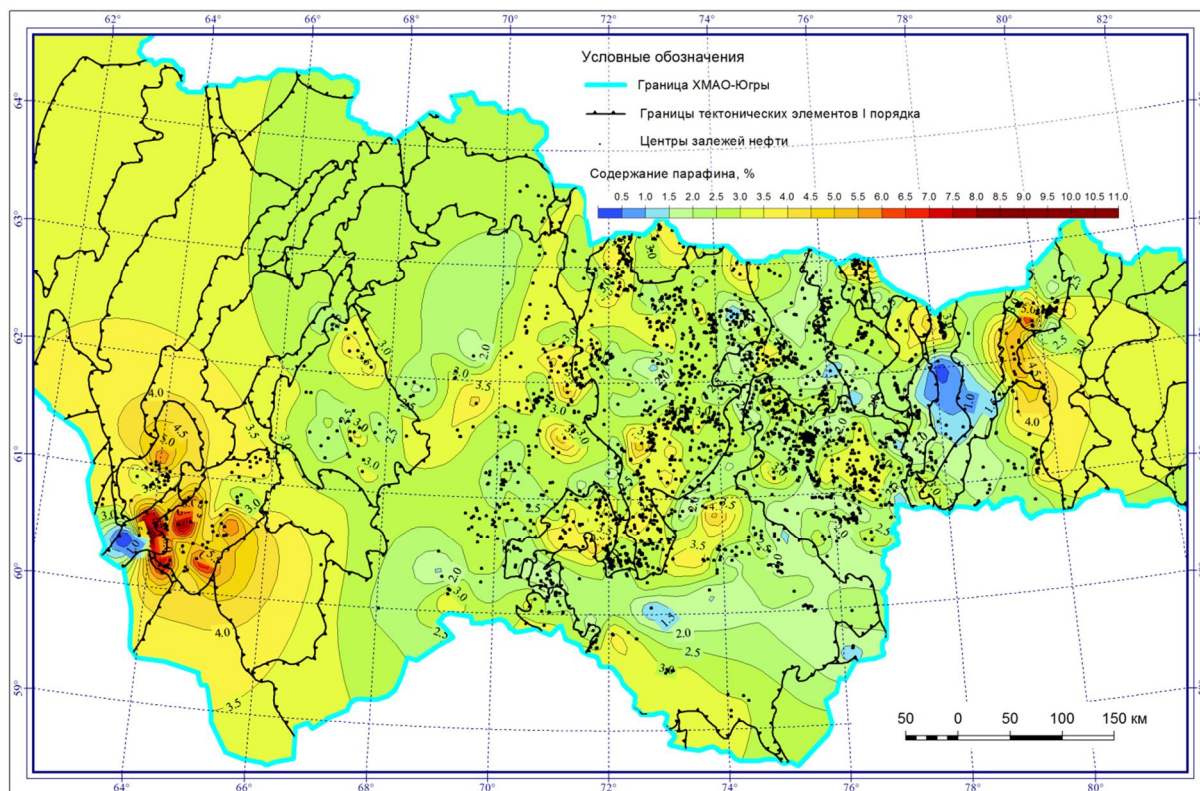


Рисунок 2.4 - Содержание парафина в нефтях позднеюрско-раннемеловых отложений

Содержание парафинов в значительной степени зависит от природы исходного органического вещества, степени его зрелости и уровня биодеградации [Тиссо и Вельте, 1981]. Степень зрелости, в свою очередь, определяется такими факторами, как глубина и температура. Рассмотрим с этих позиций вышеупомянутые зоны повышенной парафинистости. Зона сочленения Шаимского и Турсунского мегавалов характеризуется небольшими глубинами 1500-1800 м и пластовыми температурами 75-90°C, таким образом, повышенная парафинистость здесь, скорее всего, может объясняться природой исходного ОВ: формированием в прибрежных отложениях или террагенным источником ОВ. В районе Бахилковского и Александровского мегавалов определяющим фактором может служить степень зрелости ОВ, т.к. этот участок характеризуется повышенными пластовыми температурами (до 105°C) в баженовской свите. Пониженное содержание парафина (<1.5%) в районе Тагринского мегавала на востоке и в Сосьвинской мегаложбине, разделяющей Шаимский и Турсунский

мегавалы, на юго-западе рассматриваемой территории может быть связано с процессами биodeградации нефти. Для этих участков характерны пластовые температуры ниже 70°C , а именно эта температура согласно И.В. Гончарову [Гончаров, 1987] является критической для процессов биodeградации. В пользу гипотезы биodeградации говорит и повышенная плотность нефти: 0.890 г/см^3 в залежах пласта П₃ Иусского месторождения и 0.915 г/см^3 в залежи пласта П Тангинского месторождения.

Среди анализируемых нефтей преобладают **малосмолистые и смолистые**, содержание смол и асфальтенов преимущественно не превышает 19 % (рисунок 2.5), среднее по выборке из 2659 значений – 8.4%. Максимальные значения рассматриваемого параметра встречаются в нефтях из залежей Сургутского и Нижневартовского сводов. В некомских нефтях Большого Самотлорского месторождения смол и асфальтенов 25-35%, в нефти пласта Ю₁ Кочевского месторождения -48%.

Распределение по латерали содержания смол и асфальтенов в нефтях в целом напоминает распределение сернистости. Область смолистой нефти (> 8%) в центральной части рассматриваемой территории приблизительно соответствует зоне с сернистостью, превышающей 1%. Однако, есть и отличие: вышеупомянутая зона охватывает преимущественно Сургутский свод и распространяется в центральную часть Юганской мегавпадины, не затрагивая Нижневартовский свод и примыкающий к нему восточный борт Юганской мегавпадины. На юге рассматриваемой территории выделяется ряд локальных аномалий малосмолистых нефтей (<8%), осложняющих область смолистой нефти, которым соответствуют участки с сернистостью <0.6%. Эти минимумы приурочены к Салымскому и Верхнесалымскому мегавалам и прилегающей территории западного борта Юганской мегавпадины. Высокое содержание смол и асфальтенов в нефтях Большого Самотлорского месторождения (25-35%), возможно, объясняется процессами биodeградации, обусловленной температурами, не превышающими 70°C .

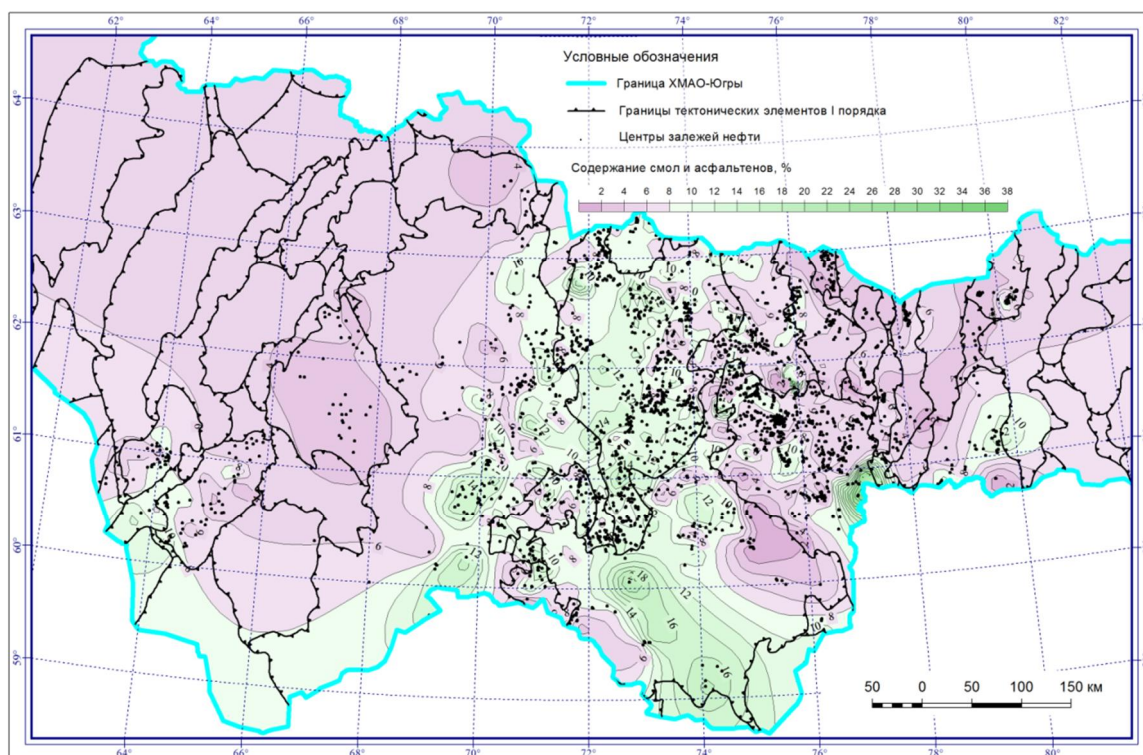


Рисунок 2.5 - Содержание смол и асфальтенов в нефтях позднеюрско-раннемеловых отложений

Коэффициент корреляции для всей выборки между содержанием серы и содержанием смол и асфальтенов составил 0.4. Одной из причин различий в ареалах развития смолистой нефти и сернистой нефти может быть тот факт, что сера входит в состав как высокомолекулярных соединений, к которым относятся смолы и асфальтены, так и в состав низко- и среднемолекулярных соединений (до C_{25}), в которых она связана только с углеродом и водородом [Тиссо и Вельте, 1981].

Рассматриваемые нефти в основном **маловязкие и средневязкие** (<7 мПа*с), среднее по выборке из 3134 значений – 1.7 мПа*с. На трех месторождениях неокомского НГК вязкость превышает 10.0 мПа*с: это Северо-Кондинское (10.4 мПа*с), расположенное к западу от Салымского мегавала, Ледяное (14.6-16.5 мПа*с) на западной границе Юганской мегавпадины и Верхнеколикъяганское (20.6-25.5 мПа*с) на юге Бахилловского мегавала. Вязкость нефти из пласта П Экутальского месторождения в Сосьвинской мегаложбине между Турсунским и Шаимским мегавалами составила 45.0 мПа*с (рисунок 2.6).

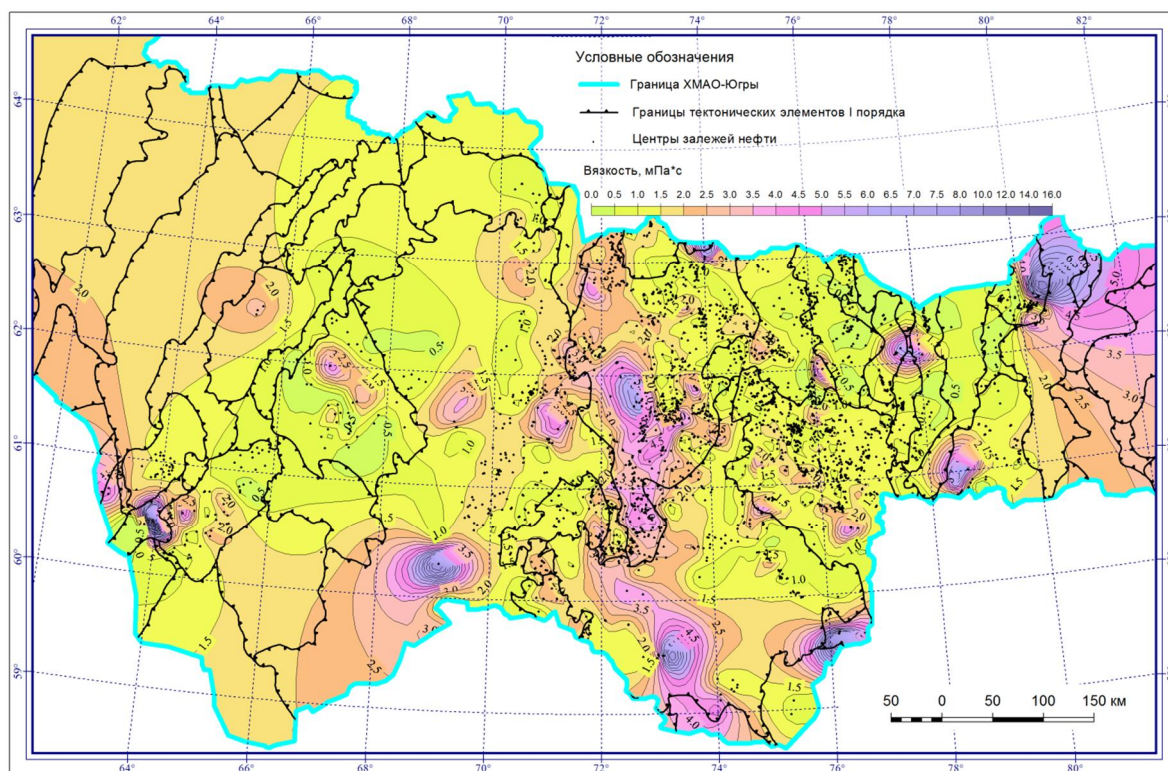


Рисунок 2.6 - Вязкость нефтей позднеюрско-раннемеловых отложений

Распределение параметра по латерали в целом напоминает рассмотренные выше распределения сернистости и смолистости: зоны с повышенной вязкостью (>1.5 мПа*с) коррелируются с областями с сернистостью $>1\%$ и смолистостью $>8\%$. В то же время распределение вязкости выглядит более мозаично, чем рассмотренные выше.

В районе Красноленинского свода на фоне вязкости < 1 мПа*с выделяются две аномалии со значением, превышающим 1.5 мПа*с, обусловленные значением параметра 4.7 мПа*с в залежах ЮК₁ и ЮК₀, приуроченных к Ем-Еговской вершине, и залежах пласта П (3.7 мПа*с) на Каменной вершине. К северо-западу от Красноленинского свода на Сергинском куполовидном поднятии в залежах пласта Ю₁ Сергинского месторождения вязкость составила 2.6 мПа*с, что коррелируется с относительно повышенным содержанием серы – 0.58% .

Нефть залежи пласта П₃ Иусского месторождения на западной границе ХМАО характеризуется повышенными значениями вязкости (4.8 мПа*с) и сернистости (0.65%), содержание смол и асфальтенов здесь фоновое – 6% .

Определяющим фактором, вероятно, является низкая пластовая температура - 47°C.

Вышеупомянутая высокая вязкость нефти Верхнеколикъеганского (20.6-25.5 мПа*с) месторождения, также, вероятно, объясняется невысокими значениями пластовых температур, которые уменьшаются от 75°C в залежах васюганской свиты до 50°C в залежах пластов АВ, содержание серы, смол и асфальтенов здесь фоновое.

Анализируемые нефти характеризуются большим диапазоном **плотностей**: особо легкие-легкие-средние-тяжелые-битуминозные (рисунок 2.7). Плотность преимущественно варьирует от 0.790 до 0.910 г/см³, среднее по выборке из 3792 значений – 0.845 г/см³. Минимальные значения (0.732 г/см³) в ачимовских нефтях Бахилковского месторождения на северо-востоке округа, максимальное значение (0.926 г/см³) в нефти из пласта А₂₋₃ месторождения Северное на Александровском мегавале.

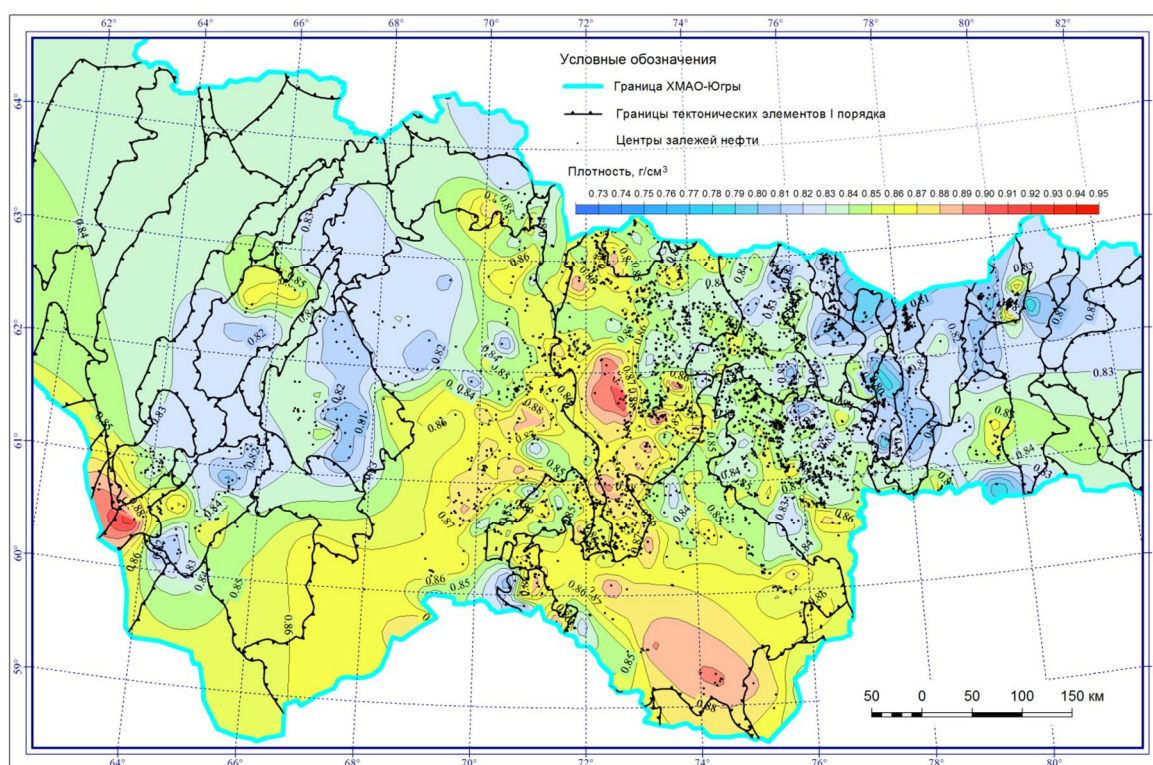


Рисунок.2.7 - Плотность нефтей позднеюрско-раннемеловых отложений

В центральной части рассматриваемой территории по изолинии 0.86 г/см^3 выделяется область среднеплотной нефти, коррелирующаяся с зоной смолистой сернистой нефти (содержание смол и асфальтенов $>8\%$, серы $>1\%$). Она осложняется зонами как с более тяжелой ($0.87\text{-}0.90 \text{ г/см}^3$), так и с более легкой ($0.81\text{-}0.85 \text{ г/см}^3$) нефтью, которые, в свою очередь, коррелируются с участками с более высоким ($>12\%$) и более низким ($<8\%$) содержанием смол и асфальтенов. Участки с повышенной плотностью приурочены к Сургутскому своду, к положительным структурам южного борта Юганской мегавпадины, к Фроловской мегавпадине. Значения плотности выше 0.88 г/см^3 в залежах Вачимского, Ларкинского, Лянторского месторождений на Сургутском свode и в залежах Полуныхского месторождения на южном борту Фроловской мегавпадины возможно объясняются биodeградацией нефти, о чем свидетельствуют пластовые температуры около 60°C . Более легкая нефть характерна для залежей, открытых в зоне сочленения Салымского и Верхнесалымского мегавалов. В западной части территории ХМАО плотность в основном $< 0.84 \text{ г/см}^3$. На Красноленинском свode и Шаимском мегавале выделяются аномалии с плотностью нефти менее 0.82 г/см^3 в пластах П, ЮК₁ и ЮК₀, им примерно соответствуют участки с сернистостью $<0.3\%$.

Аномальная зона на юго-западе ХМАО в Сосьвинской мегаложбине, разделяющей Шаимский и Турсунский мегавалы, с плотностью, превышающей 0.88 г/см^3 , рассматривалась нами выше в связи с пониженной парафинистостью и трактовалась с позиций биodeградации нефти. Еще одна зона с относительно повышенной плотностью ($>0.84 \text{ г/см}^3$), расположенная к северо-западу от Красноленинского свода на Сергинском куполовидном поднятии упоминалась выше в связи относительно повышенными значениями вязкости и сернистости.

Область с особо легкой нефтью ($<0.83 \text{ г/см}^3$), выделяемая к востоку от основной зоны среднеплотной нефти в восточной части рассматриваемой территории, коррелируется с зоной с сернистостью $<0.3\%$.

Для анализируемой выборки в целом существует положительная корреляционная связь между плотностью нефти и содержанием серы ($r=0.55$), содержанием смол и асфальтенов ($r=0.50$) и вязкостью ($r=0.49$).

Газосодержание рассматриваемых нефтей (рисунок 2.8) меняется в основном от 20 до 220 м³/т, среднее по выборке из 3799 значений – 86 м³/т. Минимальные газосодержания (13-19 м³/т) отмечаются в залежах пластов АС в зоне сочленения Салымского и Верхнесалымского мегавалов с западным бортом Юганской мегавпадины, а также в единичных месторождениях Сургутского и Нижневартовского сводов. Самые высокие значения параметра отмечены на северо-востоке территории ХМАО: на Вынгапуровском месторождении (в неокомских залежах пластов БВ – 377 м³/т, в залежах васюганской свиты – 378-873 м³/т) и в залежах пласта ЮВ₁ Северо-Покачевского 2 месторождения (501 м³/т).

Существует обратная корреляционная связь между газосодержанием и такими параметрами как плотность ($r=-0.68$) и содержание серы ($r=-0.44$). Центральная часть рассматриваемой территории, для которой газовый фактор не превышает 100 м³/т (рисунок 2.8), соответствует области с плотностью выше 0.83-0.84 г/см³ и серосодержанием превышающим 0.6%. Осложняющей ее зоне с еще более низким газосодержанием (<60 м³/т) соответствуют содержание смол и асфальтенов >8%, плотность >0.86 г/см³ и вязкость >1.5 мПа*с.

На Красноленинском своде, за исключением Рогожниковской зоны, и на севере Шаимского мегавала газосодержание превышает 120 м³/т, достигая на Каменной вершине 220 м³/т. Газовый фактор 202-233 м³/т характерен для залежей в пластах П и ЮК₁. Высокое газосодержание подстилающих баженовскую свиту отложений может быть объяснено высказанным И.В. Гончаровым утверждением [Гончаров, 2016], о том, что в пределах Красноленинского свода и Шаимского мегавала происходит смешивание УВ, генерированных баженовской свитой с легкими конденсатоподобными УВ, мигрировавшими из доюрских отложений.

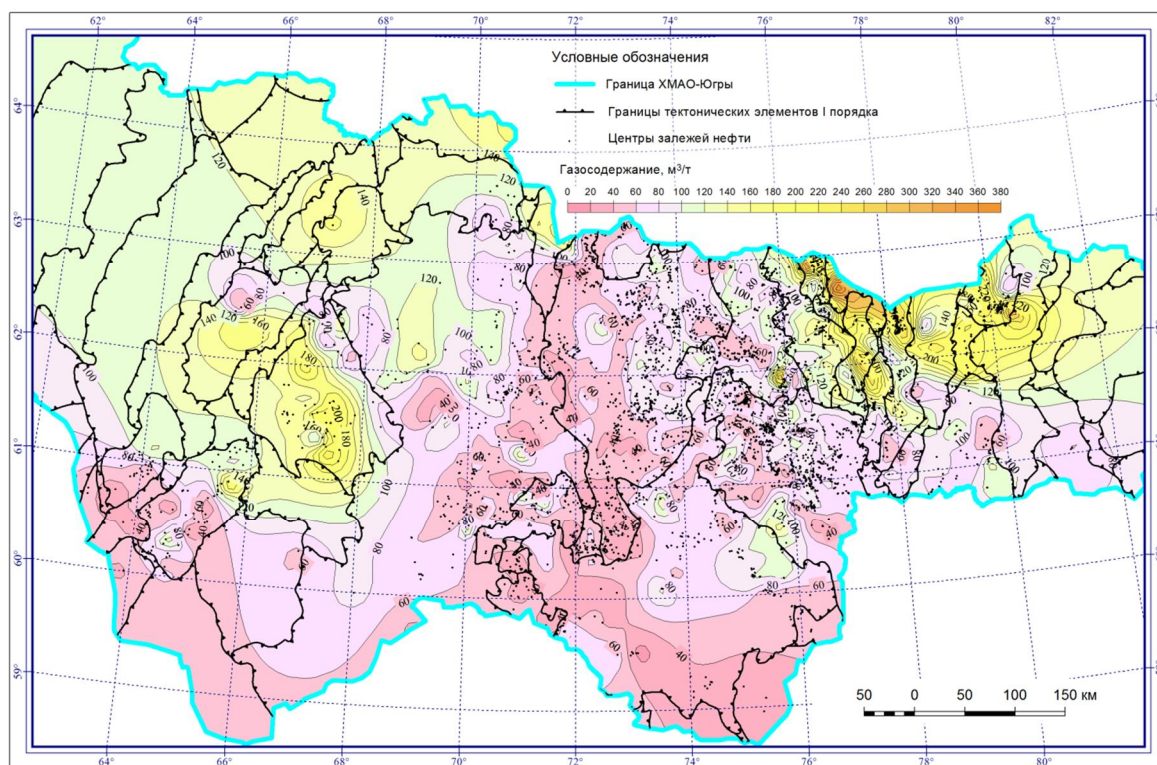


Рисунок 2.8 - Газосодержание нефтей позднеюрско-раннемеловых отложений

Пластовые температуры в рассматриваемых залежах изменяются в основном от 60 °С до 115 °С, среднее по выборке из 2878 значений - 81°С. Температуры ниже 60 °С характерны для глубин менее 2035 м, преимущественно для залежей в пластах групп АС и АВ. В зоне сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины пластовые температуры превышают 85°С (рисунок 2.9), на самом своде и граничащих с ним положительных элементах Фроловской мегавпадины температура превышает 100 °С.

Можно отметить две наиболее значительные по площади зоны пониженных пластовых температур (ниже 70 °С). Первая - на западной границе ХМАО - в районе южной окраины Турсунского мегавала, это пласты группы П Иусского, Тангинского, Экутальского, Среднекондинского и Тальникового месторождений, с глубинами 1335-1740 м. Вторая - в центральной части Сургутского свода, это залежи в пластах АС₄-АС₁₀ и ВС₁-ВС₁₈ Быстринского, Вачимского, Вершинного, Западно-Солкинского, Ларкинского, Лянторского, Новобыстринского, Федор-Сургутского и Яунлорского месторождений с глубинами 1180-2690 м.

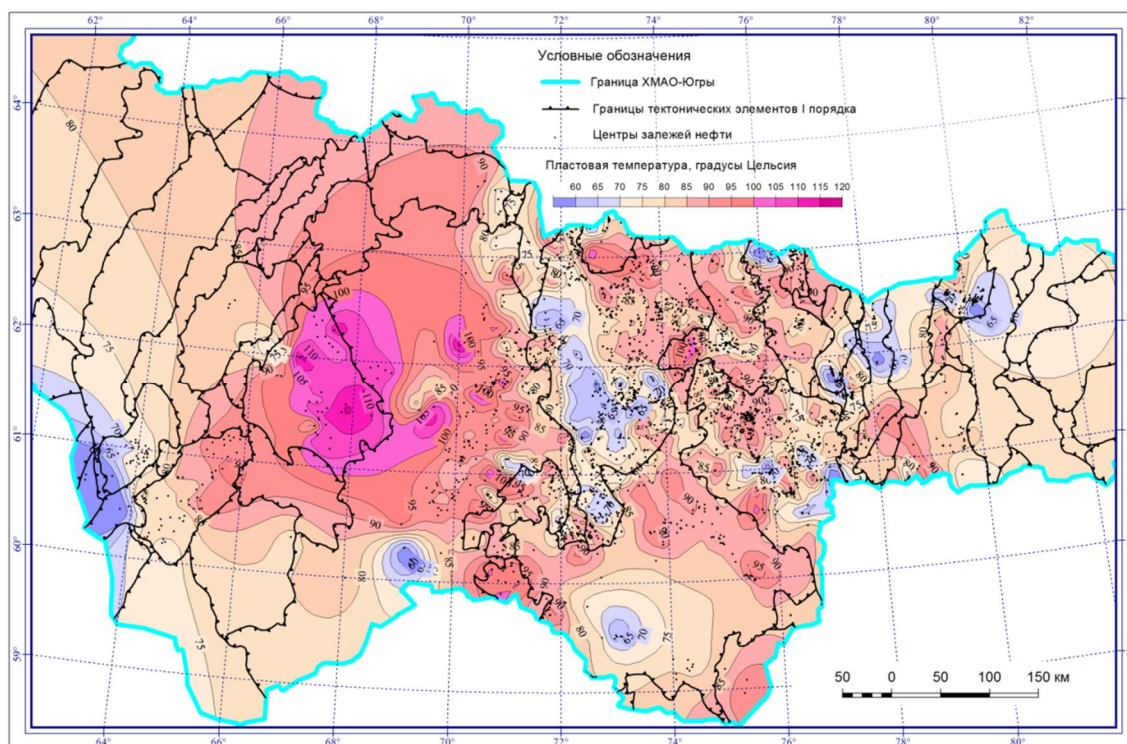


Рисунок 2.9 - Пластовая температура нефтей позднеюрско-раннемеловых отложений [Оксенойд и др., 2017]

Более мелкие зоны пониженных температур выделяются в районе Ендырского вала на южной границе ХМАО, на Сургутском своде, на юге Юганской мегавпадины, в центральной части Нижневартовского свода и на востоке ХМАО.

Пластовая температура является очень важным параметром. По мнению Гончарова И.В. [Гончаров, 1987] при пластовой температуре до 70 °С главную роль в определении геохимического облика нефти играет биodeградация. Следовательно, анализируя свойства нефтей из вышеперечисленных зон с пониженными пластовыми температурами, в том числе в залежах на Сургутском и Нижневартовском сводах (Большое Самотлорское месторождение), нужно учитывать возможные вторичные изменения нефти.

Делая вывод о характере рассмотренных выше распределений характеристик нефтей, следует отметить, что карты содержания серы, содержания смол и асфальтенов, вязкости, плотности характеризуются сходными трендами, а газосодержание находится в отрицательной корреляции с этими параметрами.

Полученные автором результаты [Оксенойд и др., 2017] согласуются с выводами, полученными предшествующими исследователями. Так в работе Тиссо и Вельте [Тиссо и Вельте, 1981] отмечается, что между такими параметрами как содержание серы, смол, асфальтенов имеется сильная положительная корреляция (среднее значение коэффициента корреляции - 0.8), они также коррелируются с плотностью и вязкостью. Как уже отмечалось, для анализируемой выборки положительная связь с коэффициентом корреляции r более 0.4 существует между плотностью нефти и содержанием серы ($r=0.55$), содержанием серы и содержанием смол и асфальтенов ($r=0.4$), плотностью нефти и вязкостью ($r=0.49$), плотностью и содержанием смол и асфальтенов ($r=0.50$). Возможные причины снижения значений коэффициентов корреляции рассматривались выше.

Полученные автором распределения параметров по площади характеризуются трендами, сходными с представленными в работах Зубкова М.Ю., Хафизова Ф.З. и Петерса К.Е.

Зубков М.Ю. [Зубков, 1983], рассматривая свойства нефтей верхнеюрских отложений васюганской свиты, отмечает сходство распределений по площади таких параметров как плотность, содержание серы, содержание смол и асфальтенов. Максимальные значения перечисленных параметров характерны для месторождений Сургутского и Нижневартовского сводов и Юганской мегавпадины: сернистость 1-1.6%, плотность 888 кг/м³.

Хафизов Ф.З. [Хафизов, 2011], анализируя физико-химические характеристики нефтей верхнеюрского (пласты ЮВ₁, ЮС₁, ЮК₁, П) и баженовского нефтегазоносных комплексов, делает вывод о сходстве зональности рассматриваемых нефтей по таким параметрам как плотность, сернистость, содержание смол и асфальтенов. Сернистые нефти с содержанием серы более 0.6% распространены в Юильском, Ляминском, Приобском, Уватском, Сургутском, Демьянском, Каймысовском и юго-западной части Вартовского НГР. К западу и к востоку сернистость уменьшается до 0.2-0.4%.

Петерс К.Е. [Peters & all, 1993], рассматривая генетические геохимические параметры нефтей (распределения стеранов, диастеранов и т.д.), отмечает

различия в составе баженовских нефтей, свидетельствующие о том, что качество нефтематеринской породы меняется по площади. Он отмечает, что нефти, полученные из залежей в районе Самотлорского месторождения (Федоровское, Восточно-Сургутское, Покачевское, Вань-Еганское, Совнинско-Советское месторождения), показали более высокую сернистость ($>1\%$), чем остальные нефти в выборке.

2.2. Районирование территории распространения баженовского горизонта по типам нефтей

По соотношению четырех основных параметров: серосодержания, содержания смол и асфальтенов, вязкости и плотности были выделены градации свойств нефтей (I, II, I-II и III), представленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Градации свойств нефтей

градация	содержание серы, %	содержание смол и асфальтенов, %	вязкость, мПа*с	плотность, г/см ³
I	1.00-3.00	8.0-20.0	1.5-7.0	0.86-0.91
Ia	1.00-3.00	6.0-7.9	0.0-1.4	0.84-0.85
I-II	0.60-0.99	6.0-7.9	0.0-1.4	0.84-0.85
II	0.30-0.59	4.0-5.9	0.0-1.4	0.79-0.83
III	0.00-0.29	0.0-3.9	0.0-1.0	0.79-0.82

Нефти градации I характеризуются максимальными значениями основных параметров: содержания серы, содержания смол и асфальтенов, вязкости и плотности и распространены в центральной части рассматриваемой территории. Основная зона градации I северо-западного простирания охватывает Сургутский свод и распространяется в центральную часть Юганской мегавпадины (рисунок 2.10). Зона меньшего размера северо-восточного простирания выделяется на юго-западе Фроловской мегавпадины в районе Зимнего и Ендырского валов. Выделены еще 2 участка с нефтями градации I в районе Салымского и Верхнесалымского мегавалов.

Нефти градации Ia характеризуются значениями содержания серы 1-3%, но величины остальных трех параметров для них меньше максимальных значений. Они распространены в зоне сочленения Нижневартовского свода и Юганской мегавпадины, примыкающей к основной области градации I. Выше уже высказывалось предположение о том, что более низкие значения содержания смол и асфальтенов при высоких значениях сернистости могут объясняться тем, что сера входит в состав как высокомолекулярных соединений, к которым относятся

смолы и асфальтены, так и в состав низко- и среднемолекулярных соединений (до C_{25}), в которых она связана только с углеродом и водородом [Тиссо и Вельте, 1981]. Если это предположение верно, оно, в свою очередь, может свидетельствовать о большей зрелости нефтей Ia по сравнению с градацией I, т.к. термическая эволюция связана с уменьшением тяжелых составляющих [Тиссо и Вельте, 1981], к которым относятся смолы и асфальтены. Более высокая зрелость может быть связана с более высокими пластовыми температурами ($>85^{\circ}C$), что, кстати, оказывает влияние на уменьшение вязкости.

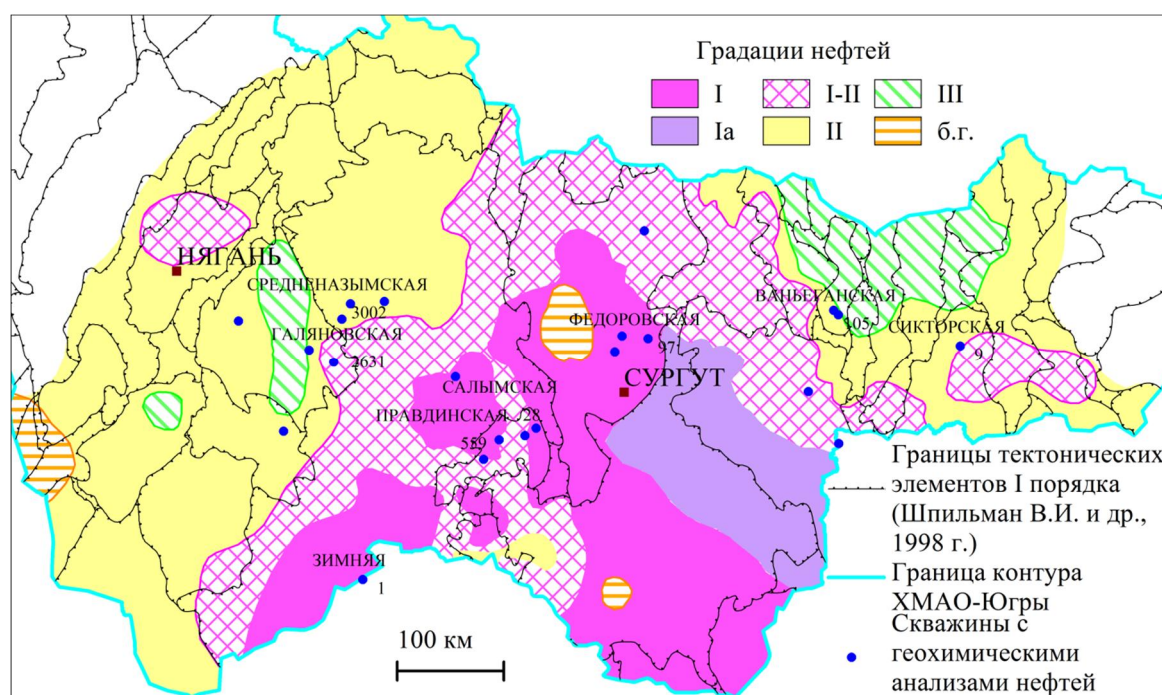


Рисунок 2.10 - Схема районирования баженковского горизонта по градациям свойств нефтей [Оксенойд и др., 2017]

Для нефтей градации II величина вязкости такая же, как у градации Ia, а у остальных параметров более низкие значения: серосодержание $\leq 0.6\%$, содержание смол и асфальтенов 4-6 %, плотности 0.79-0.84 г/см³. Они образуют два ареала на западе и востоке ХМАО, чьи внешние границы проведены формально по границам тектонических элементов и обусловлены наличием данных. Западная область субуральского простирания распространяется на восток

до Туманного вала Фроловской мегавпадины. Восточная – на запад до восточного склона Нижневартовского свода. Небольшой участок рассматриваемой градации нефтей выделен на южной границе ХМАО в районе Верхнесалымского мегавала.

Между зонами развития нефтей градаций I и II выделяется переходная область I-II, в которой серосодержание изменяется от 0.6% до 1%, содержание смол и асфальтенов 6-8 %, вязкость такая же, как у градации II и плотность 0.84-0.86 г/см³. Два небольших участка с нефтями, отнесенными к этой переходной градации, выделены на западе ХМАО (север Сергинского КП) и на востоке ХМАО в районе Александровского мегавала. На Сергинском КП единичное значение сернистости – 0.6%, плотность 0.84-0.86 г/см³, вязкость 2,6 мПа*с, в районе Александровского вала плотность 0.84-0.86 г/см³ и содержание смол и асфальтенов превышает 8%.

К градации III отнесены нефти с минимальными значениями основных параметров. Это два участка на западе рассматриваемой территории: Каменная вершина с Рогожниковской зоной Красноленинского свода и север Шаимского мегавала; и зона к востоку от Северо-Вартовской мегатеррасы. Зоны выделены по серосодержанию $\leq 0.3\%$ и плотности ≤ 0.82 г/см³.

По карте пластовых температур с учетом рассмотренных выше распределений остальных параметров было выделено 4 участка с предположительно биодegradированной нефтью, характеризующейся высокой плотностью и вязкостью: на западной границе ХМАО, на Сургутском своде, на юге Юганской мегавпадины и на востоке ХМАО.

Поскольку при пластовой температуре выше 70°C ведущим фактором геохимического облика нефти является генотип органического вещества [Гончаров, 1987], выделенные градации свойств нефтей свидетельствуют о различиях в органофациях баженовской свиты.

На рисунке 2.11 представлен кроссplot, построенный по данным из базы НАЦ РН им. В.И. Шпильмана и из литературных источников [Peters & all, 1993]. Показано содержание серы и отношение Pr/Ph в 22 пробах нефти из верхнеюрских и нижнемеловых отложений. Скважины, из которых отобраны

пробы, обозначены на рисунке 2.10. Заливка символа соответствует градации свойств нефтей по схеме районирования.

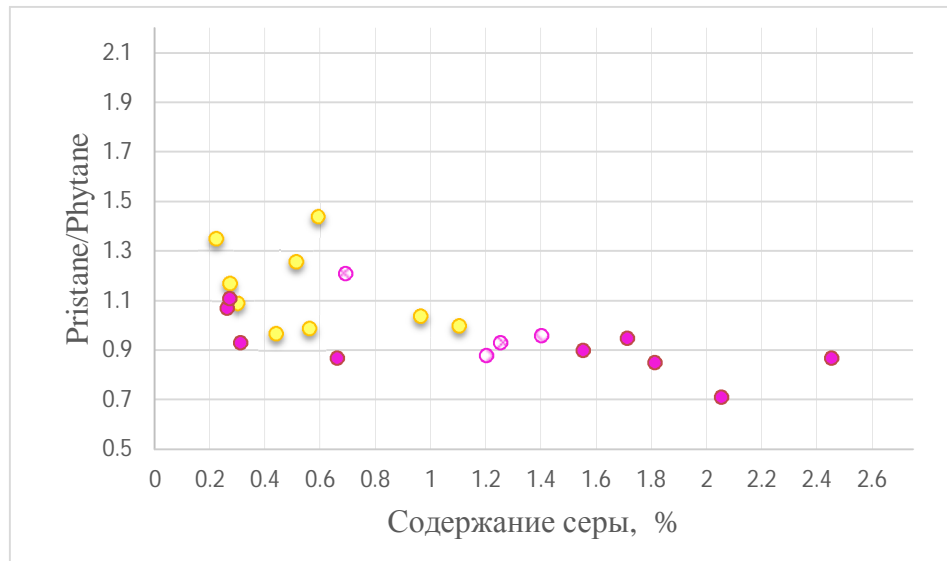


Рисунок 2.11 - Кроссплот содержания серы и отношения Pr/Ph [Оксенойд и др., 2017]

Пробам, попадающим в зону нефтей градации II, соответствуют более низкие значения сернистости (<1.1%) и более высокие отношения Pr/Ph (0.97-1.44). Пробы, соответствующие нефтям градаций I и I-II, делятся на 2 группы. Одна характеризуется повышенным значением серосодержания (>1.2%) и пониженным Pr/Ph (<0.96), вторая группа характеризуется параметрами, близкими к пробам из нефтей градации II. Ко второй группе относятся 4 пробы из нефтей Правдинско-Салымского и Приобского месторождений и одна из скв. 31 Когалымской. Более низкие величины сернистости и более высокие отношения Pr/Ph второй группы могут объясняться тем, что рассматриваемые параметры зависят от степени катагенеза ОВ, а район Правдинско-Салымского и Приобского месторождений характеризуется повышенными значениями $T_{max}=440-450^{\circ}C$.

Диапазон изменения показателя Pr/Ph подтверждает различия, существовавшие в обстановках формирования баженовских отложений. Отношение Pr/Ph=0.97-1.44 характеризует восстановительные и слабо восстановительные условия, Pr/Ph <0.96 свидетельствует о существовании резко восстановительной среды.

Серосодержание $>0.5\%$ служит признаком морских аноксийных условий [Peters & all, 1993]. Более высокая сернистость $>1.0\%$ может объясняться недостаточным содержанием в осадке реакционноспособного железа (из кластических осадков) для удаления всего бактериально генерированного сероводорода. Большая часть сульфидов поступает в кероген, происходит осернение органического вещества.

Таким образом, органическое вещество, продуцировавшее нефти градаций I, Ia и I-II, формировалось в морских резко восстановительных условиях, нефти характеризуются повышенной сернистостью, высоким содержанием смол и асфальтенов, повышенной плотностью и низкой газонасыщенностью.

Что касается нефтей градаций II и III, то накопление органического вещества, из которого они образовались, также проходило в морских условиях, но в районах несколько более отдаленных от центра бассейна, с другим количеством и качеством ОВ, определяемым не только его источником, но и степенью окисленности. Это обусловило более низкие сернистость, концентрацию асфальтено-смолистых веществ, вязкость, плотность и более высокую газонасыщенность.

Полученные автором результаты [Оксенойд и др., 2017] согласуются с выводами, полученными Петерсом К.Е. с коллегами [Peters & all, 1993]. Выше уже упоминалось о том, что эти исследователи отметили тот факт, что в районе Самотлорского и соседних месторождений нефти характеризуются серосодержанием более 1% и более низким соотношением Pr/Ph <1.1 . Эти нефти также характеризуются низким соотношением диастераны/стераны <1.4 и большей величиной пика 28,30-бисноргопанов на хроматограммах. Это характерно для обедненных глинистым материалом морских нефтематеринских пород, отлагавшихся в аноксидных условиях. Увеличение количества 28,30-бисноргопанов объясняется действием сероокисляющих бактерий, обитающих в транзитной зоне между аноксийными осадками, где сульфатредуцирующие бактерии производят сероводород, и перекрывающим столбом воды. Обедненные глинистым материалом илы не содержат достаточного количества железа и

других металлов, которые могли бы вступить в реакцию со всеми сульфидами, произведенными сульфатредуцирующими бактериями в аноксидных условиях [Тиссо и Вельте, 1981]. В этих условиях большая часть сульфидов поступает в кероген.

Выполненный авторами статьи кластерный анализ генетических геохимических параметров подтвердил существование ряда фаций органического вещества баженовской свите. Содержание серы и отношение Pr/Ph не использовались в кластерном анализе, поскольку они зависят не только от характера органического вещества, но и от термической зрелости и степени биодegradации, тем не менее, выделенные по кластерному анализу две подгруппы баженовских нефтей в общем соответствуют высоко- и низкосернистым нефтям.

Таким образом, выполненное автором районирование нефтей по физико-химическим характеристикам подтверждает существование ряда органофаций в баженовской свите, которые различаются в том числе генерационным потенциалом. Нефти сернистые, повышенной плотности являются прямым указанием на высокий генерационный потенциал нефтематеринского ОВ [Гончаров, 1987]. Распространение органофаций должно учитываться при моделировании процессов нефтегенерации и оценке перспектив нефтегазоносности.

ГЛАВА 3. ТИПЫ КЕРОГЕНА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

3.1. Определение типа керогена по пиролитическим данным

В настоящее время широко используется классификация типов керогена по структурно-химическому признаку Б. Тиссо и Д. Вельте [Тиссо и Вельте, 1981]. Авторы выделяют три типа керогена. На диаграмме Ван Кревелена они характеризуются соответствующими кривыми (рисунок 3.1).

Тип I характеризуется высоким содержанием водорода (начальное атомное отношение $H/C_{ат}$ более 1.5) и низким кислорода ($O/C_{ат}$ менее 0.1). В нем преобладают структуры, не содержащие ароматических связей. В качестве источников формирования этого типа ОВ рассматриваются водорослевые и микробные липиды. Условия, приводящие к формированию керогена этого типа “чаще всего реализуются в озерных обстановках” [Тиссо и Вельте, 1981]. Характерен для горючих сланцев: тасманиты, формация Грин-Ривер.

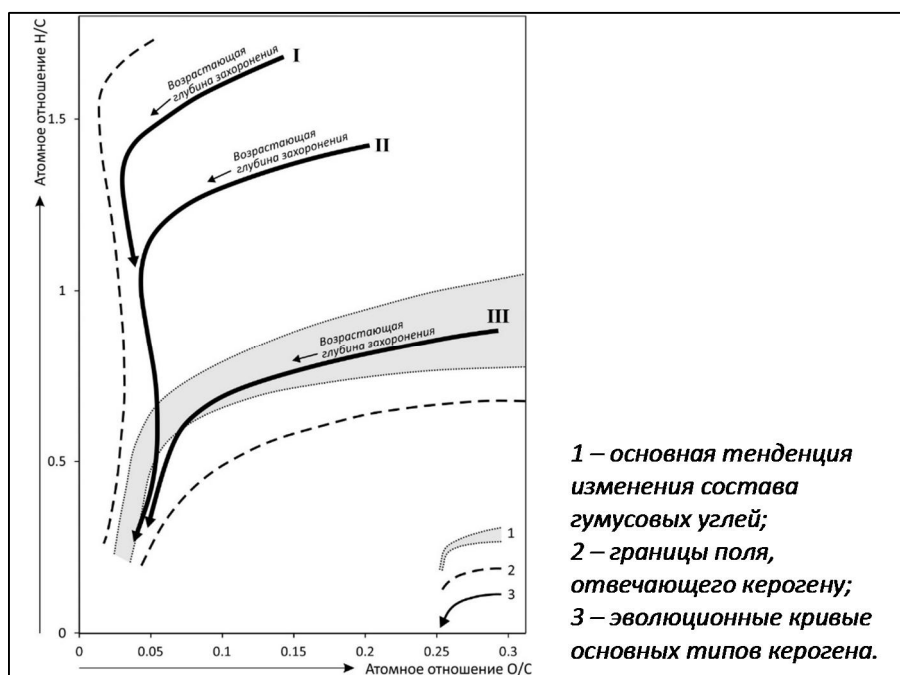


Рисунок 3.1 - Диаграмма Ван Кревелена – основные типы и эволюционные кривые керогенов типов I, II и III [Тиссо и Вельте, 1981]

Тип II содержит меньше водорода и больше кислорода, чем тип I, в нем больше полиароматических, гетероатомных групп. Обычно присутствует сера.

Формирование его связывают с отложением и накоплением в морских осадках остатков фито-, зоопланктона и бактерий в восстановительных условиях.

III тип керогена - бедный водородом ($H/C_{ат} < 1$, $O/C_{ат} = 0.2-0.3$). Для него характерны длинные алифатические цепочки, унаследованные от восков наземной растительности. Формируется на континентальных окраинах и в дельтовых толщах.

Типы керогенов отличаются по характеру генерируемых продуктов, в первую очередь, - углеводородов.

В рамках работ по изучению баженовской свиты в НАЦ РН им. В. И. Шпильмана проводился анализ пиролитических данных, выборка составила 3995 образцов керна баженовской свиты из 208 скважин. Подробно процедура и полученные результаты по определению типа органического вещества по пиролитическим данным приводятся в статье [Волков и др., 2016].

При определении типа органического вещества по пиролитическим данным обычно используют разновидности диаграммы Ван Кревелена: модифицированную в осях $HI - T_{max}$ [Козлова и др. 2015; Конторович и др., 1998; Самойленко, 2011] и псевдодиаграмму в осях $HI - OI$ [Гончаров и др. 2014; Тиссо и Вельте, 1981]. Следует отметить, что псевдодиаграммы Ван Кревелена в опубликованной литературе выглядят по-разному [Гончаров и др. 2014; Тиссо и Вельте, 1981; Dembicki, 2009], что вызывает определенные сложности при их использовании для интерпретации данных.

В НАЦ РН им. В.И. Шпильмана анализом типа керогена по скважинам с использованием диаграмм $HI - T_{max}$ и $HI - OI$ и его районированием по территории первой начала заниматься Олейник Е.В. Волковым В.А. было предложено дополнительно использовать при определении типа ОВ диаграмму в осях H/C и O/C , полученную перестроением псевдодиаграммы в осях $HI - OI$ на основании корреляций водородного HI и кислородного OI индексов с атомными соотношениями H/C и O/C .

Для выборки из 208 скважин пиролитические данные по каждой скважине были вынесены на 3 разновидности диаграммы Ван Кревелена: в осях $HI - T_{max}$,

HI - OI, H/C - O/C и по расположению точек на диаграмме определен тип керогена (рисунок 3.2).

Отнесение керогена к тому или иному типу довольно часто является неоднозначной задачей, использование трех диаграмм уменьшает эту неоднозначность. Диаграммы в осях HI – Tmax и H/C - O/C являются лучше интерпретируемыми, чем диаграмма в осях HI – OI. На вышеупомянутой диаграмме из-за низких значений кислородного индекса OI на графиках по многим скважинам точки оказываются зажатыми в узком коридоре между осью HI и кривой эволюции керогена типа I.

Распределение точек на диаграммах не всегда позволяет соотнести тип ОВ с областью (в осях HI – Tmax) или с кривой (в осях H/C - O/C), соответствующей единственному типу керогена. На диаграммах по 56 скважинам часть точек попадает в область керогена типа I, а другая – в зону керогена типа II. Это иллюстрируют диаграммы по скв. Среднекондинской 20, представленные на рисунке 3.2.

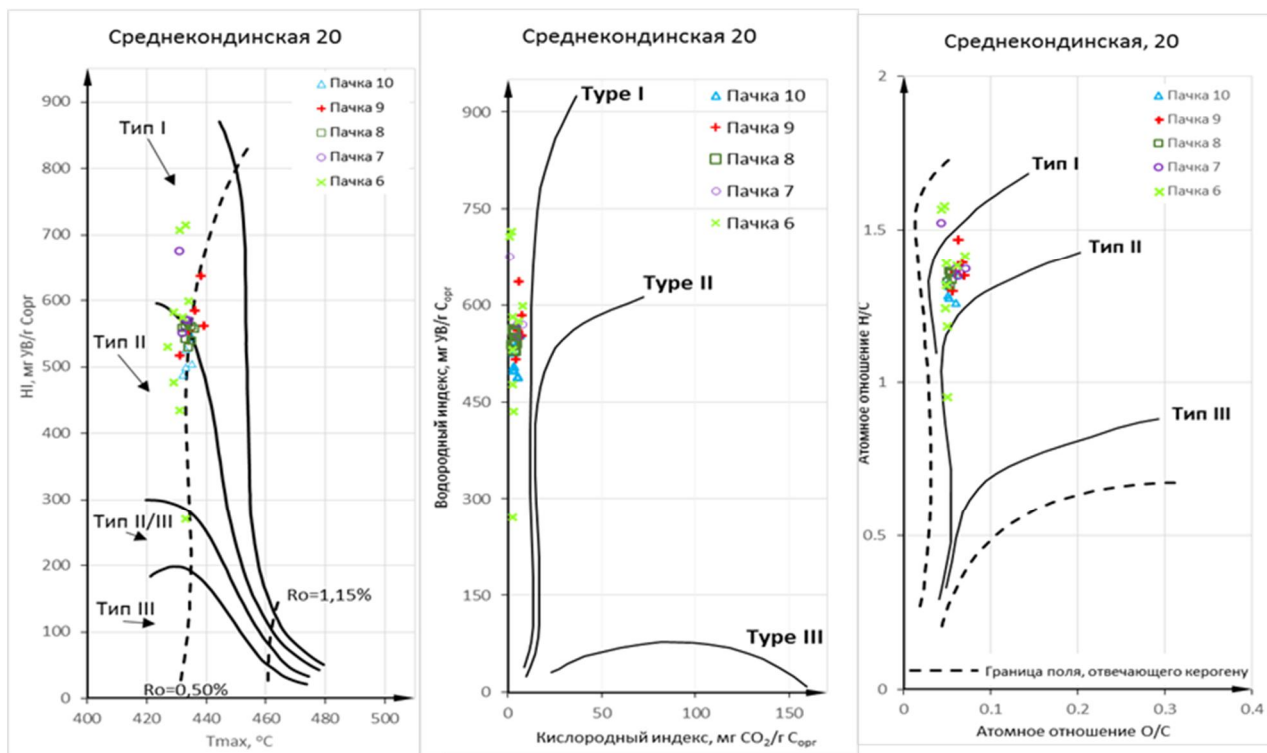


Рисунок 3.2 - Определение типа керогена по диаграммам Ван Кревелена [Оксенойд и др., 2017]

Этот тип ОВ рассматривается как смешанный тип I-II. В 8 скважинах определен по такому же принципу смешанный тип II-III. В результате в 208 скважинах была выполнена идентификация керогена по следующим типам: I (94 скв.), I-II (56 скв.), II (46 скв.), II-III (8 скв.) и III (4 скв.).

На рисунке 3.3 приведены диаграммы по скважинам, характеризующие выделенные типы ОВ.

По результатам описанной выше процедуры определения типа керогена по диаграммам Ван Кревелена было закартировано распределение типов ОВ по площади (рисунок 3.4).

Зона распространения керогена типа I включает значительную территорию Нижневартовского, Сургутского и Каймысовского сводов и Юганской мегавпадины. Единичные скважины с первым типом ОВ встречаются на юго-западе Фроловской мегавпадины, на Северо-Вартовской мегатеррасе, в Ларьеганском мегапрогибе.

Смешанный тип керогена I-II обрамляет зону распространения керогена первого типа с севера и с востока. Выделены еще несколько участков с ОВ, отнесенным к смешанному типу I-II. Первый расположен в районе западного борта Фроловской мегавпадины, остальные закартированы по единичным скважинам: на Шаимском мегавале, Сергинском КП, Бахиловском мегавале.

Две скважины с III типом ОВ расположены в центральной части Фроловской мегавпадины. Единичные скважины с керогеном смешанного типа II-III расположены, преимущественно, в западной части рассматриваемой территории: во Фроловской мегавпадине, на Красноленинском своде, Турсунском мегавале и Шугурской мегатеррасе. Этот же тип керогена определен в скважине 100 Тыньярской на крайнем востоке округа. На остальной части территории ХМАО-Югры определен кероген типа II, что в центральной части округа подтверждается данными пиролитических исследований, западная и восточная части округа за неимением лабораторных исследований керна отнесены к типу керогена II условно.

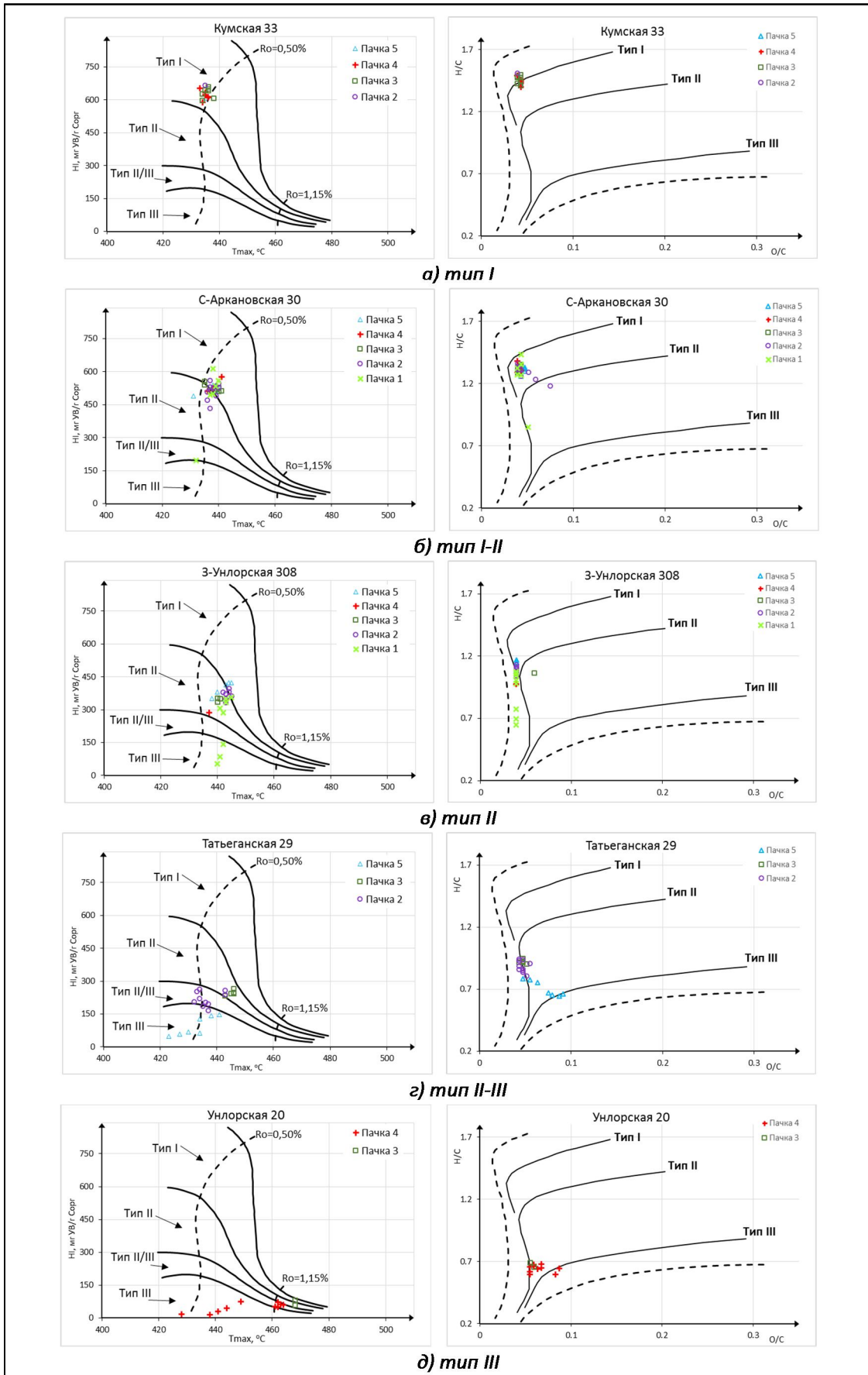


Рисунок 3.3 - Выделение типов органического вещества по данным пиролиза [Волков и др., 2016]

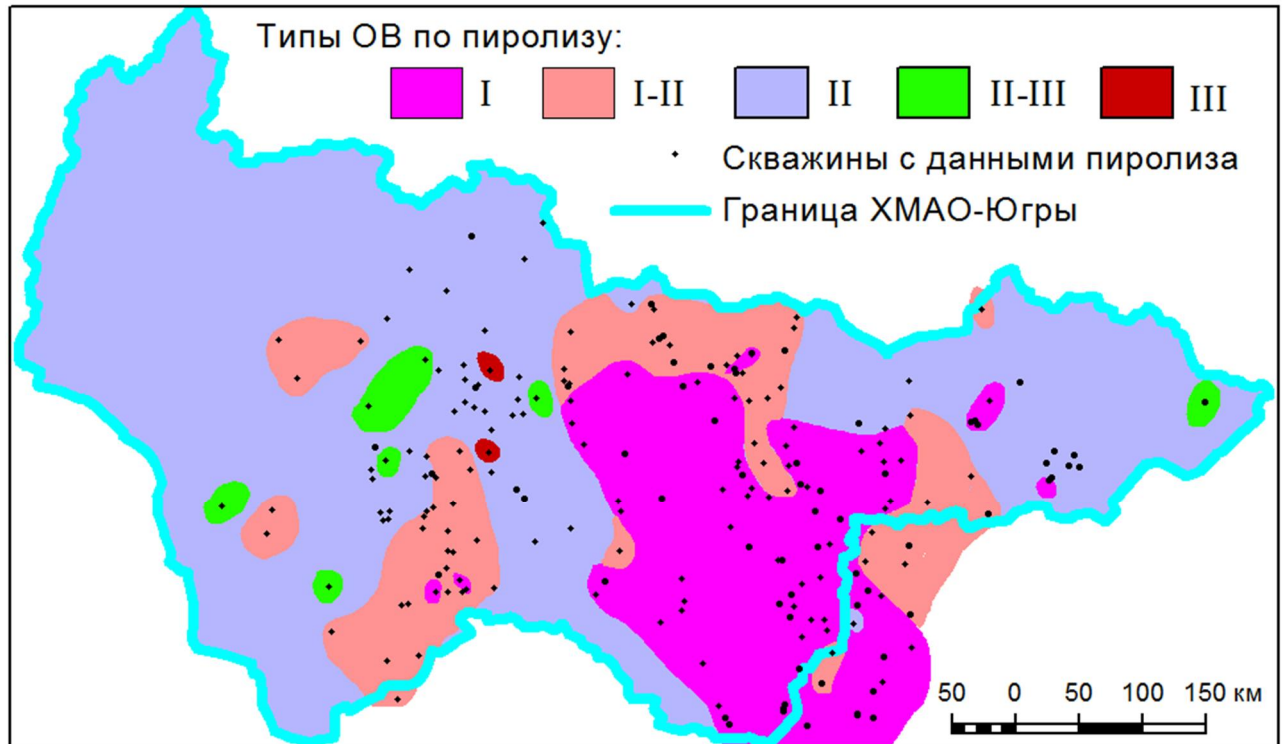


Рисунок 3.4 - Расположение областей развития ОВ разных типов [Волков и др., 2016] с изменениями

Тот факт, что в 45% скважин был определен I тип керогена входит в некоторое противоречие с устоявшимися представлениями. Считается, что формирование баженовской свиты проходило в эпиконтинентальном бассейне, основным продуцентом органического вещества был фитопланктон, периодически возникали анаэробные и дизаэробные условия, благоприятные для консервации органического вещества [Захаров, 2006]. Из вышеупомянутых фактов следует, что кероген баженовской свиты должен, скорее всего, относиться к типу II. В действительности многие специалисты [Зубков, 2015; Конторович, 1998, 2013; Лопатин, 1987] в предыдущие годы относили исходное органическое вещество пород баженовской свиты ко II типу. В более поздних публикациях, например [Гончаров, 2016], делается вывод о том, что ОВ баженовской свиты представлено переходными формами между I и II и II типами, в отдельных интервалах – I типом.

По Тиссо [Тиссо и Вельте, 1981] водородный индекс II тип керогена составляет 300-600 мг УВ/г Сорг. Генерационный потенциал баженовской свиты

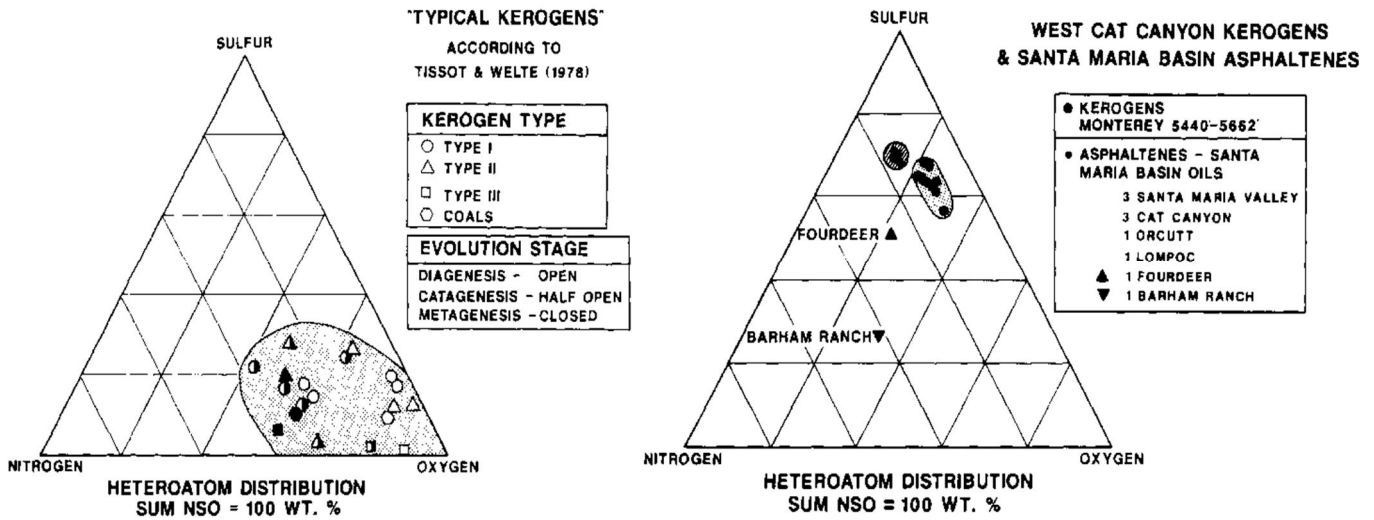
часто значительно превосходит эти значения: при пиролитических исследованиях фиксируется водородный индекс до 700 мг УВ/г Сорг и более [Гончаров, 2014; Конторович, 2013; Лопатин, 1999; Самойленко, 2011]. По имеющимся в НАЦ РН пиролитическим данным в выборке из 3984 образцов в 1107 образцах, что составляет 28% от общего количества, водородный индекс $HI > 600$ мг УВ/г Сорг. Высокое содержание водорода в ОВ баженовской свиты может быть связано с тем, что одним из его источников была водорослевая органика (бурые, диатомовые, перидиниевые одноклеточные водоросли) [Куликова, 2013; Ровнина, 1980] морского происхождения, продуцирующая очень высокие значение водородного индекса.

3.2. Тип керогена IIS

Высокие значения водородного индекса органического вещества могут иметь и иное обоснование. В зарубежной литературе кроме трех основных видов керогена описан тип IIS. Он был выделен в 1986 году У. Орром [Ort, 1986] в результате исследования нефтей и нефтематеринских пород формации Монтерей бассейна Санта Мария (Калифорния). Нефти характеризуются низкой зрелостью: возраст формации Монтерей - поздний миоцен, а глубины залегания - менее 2 км. Они тяжелые и высокосернистые, вследствие того, что образовались из нетипичного керогена II типа с повышенным содержанием органической серы (8-14%). Обычный кероген второго типа содержит серы менее 6%. Одним из оснований выделения обогащенного серой керогена в отдельный тип IIS является характерное распределение гетероатомов (серы, азота и кислорода) в органическом веществе.

На рисунке 3.5а) приводится распределение гетероатомов в «типичных керогенах» [Тиссо и Вельте, 1978]. Эти данные представляют множество анализов керогенов I, II и III типов различных стадий зрелости от диагенеза до метагенеза. Все точки попадают в область диаграммы с максимальным содержанием кислорода. На представленном на рисунке 3.5б) распределении гетероатомов в керогенах и асфальтенах бассейна Санта Мария [Ort, 1986] точки тяготеют к вершине треугольника, что говорит о преобладании серы.

В классическом керогене II типа нефть генерируется за счет отрыва кислородных групп и разрыва связей углерод-углерод, происходит выделение CO_2 , H_2O и фрагментов УВ. Тип IIS имеет дополнительное количество слабых связей, обусловленное повышенным содержанием серы. Предпочтительный разрыв слабых связей углерод-сера приводит к формированию более крупных фрагментов, что ведет к высоким начальным содержаниям смол, асфальтенов и обогащенных серой ароматических соединений наряду с пониженными количествами насыщенных УВ.



а) для «типичных керогенов» [Tissot and Welte, 1978] б) для керогенов и асфальтенов бассейна Санта Мария [Orr, 1986]

Рисунок 3.5 - Треугольные диаграммы соотношений азота/серы/кислорода для разных типов керогена

Источниками биомассы формации Монтерей были водорослевое органическое вещество морского происхождения, претерпевшее микробальное изменение, и продукты жизнедеятельности микроорганизмов.

Л. Уильямс [Williams, 1984], анализируя отложения формации Монтерей, характеризующиеся ламинарной (микрослоистой) текстурой за счет тончайших прослоев органического вещества, отметила их сходство с современными глубоководными бактериальными матами, формирующимися в прибрежных зонах апвеллинга в восточной части Тихого океана. Современные бактериальные маты, напоминающие мелководные строматолиты, состоят преимущественно из нитчатых сероокисляющих бактерий семейства *Beggiatoaceae*. Слизистые оболочки нитей эффективно улавливают и связывают как водорослевый и другой органический детрит, так и неорганические частицы. Поэтому эти маты подходят под определение Крамбейна [Krumbein, 1983] «потенциальные строматолиты».

Строматолиты часто встречаются в кремнистых осадках формации Монтерей в долине Сан Жоакин [Krumbein, 1983], где они покрывают плоскости

напластования тонко переслаивающихся диатомитов, кремнистых сланцев и порцеланитов, за счет чего образуется тонкая слоистость в гомогенной матрице.

Современные аналоги миоценовой формации Монтерей представляют собой тонкослоистые осадки, обогащенные кремневыми скелетами диатомовых водорослей и органическим углеродом, формирующиеся в зоне контакта дизаэробной области водного столба с морским дном. В этих тонкослоистых осадках были обнаружены маты из сероокисляющих бактерий. Эти бактерии не могут фотосинтезировать и поэтому не нуждаются в свете. По этой причине они могут жить на глубинах значительно больших, чем водоросли и фотосинтезирующие бактерии. Они рассматриваются как хемогетеротрофы, использующие органический углерод в осадках как источник клеточного углерода. Хотя биология клеток изучена недостаточно, установлено, что одним из метаболических процессов является окисление H_2S молекулярным кислородом O_2 . Формирующаяся на промежуточном этапе элементная сера откладывается внутри клетки в форме гранул. Наличие этих гранул – один из основных критериев для идентификации этого вида бактерий в природных условиях. Химическая неустойчивость H_2S в присутствии O_2 заставляет бактерии *Beggiatoaceae* обитать в тонкой транзитной зоне между аноксидными осадками (в которых сульфатредуцирующие бактерии производят сероводород) и кислородным столбом воды. Если кислорода в воде много, то роющие организмы нарушают жизнедеятельность и сохранность бактериальных матов. Таким образом, оптимальной для сероокисляющих бактерий является дизаэробная обстановка на границе или рядом с границей зоны с минимальным содержанием кислорода.

На рисунке 3.6 представлена модифицированная диаграмма Ван Кревелена [Williams, 1984], на которую вынесены результаты пиролиза Rock Eval образцов современных осадков, содержащих бактериальные маты, («потенциальных строматолитов») и образцов керна из миоценовой формации Монтерей и эоценовой формации Грин Ривер.

Породы формации Монтерей, содержащие прослой бактериальных матов, характеризуются высокими значениями водородного индекса, с максимумом, превышающим 750 мг УВ/г Сорг. Образец нефтяного сланца (oil shale) из формации Грин Ривер, содержащий нитчатые структуры, образованные, предположительно, цианобактериями, содержал Сорг= 19.77%. Со значением водородного индекса HI= 847 мг УВ/г Сорг и кислородного индекса OI=23 мг CO₂/г Сорг он ложится на кривую эволюции керогена первого типа на модифицированной диаграмме Ван Кревелена.

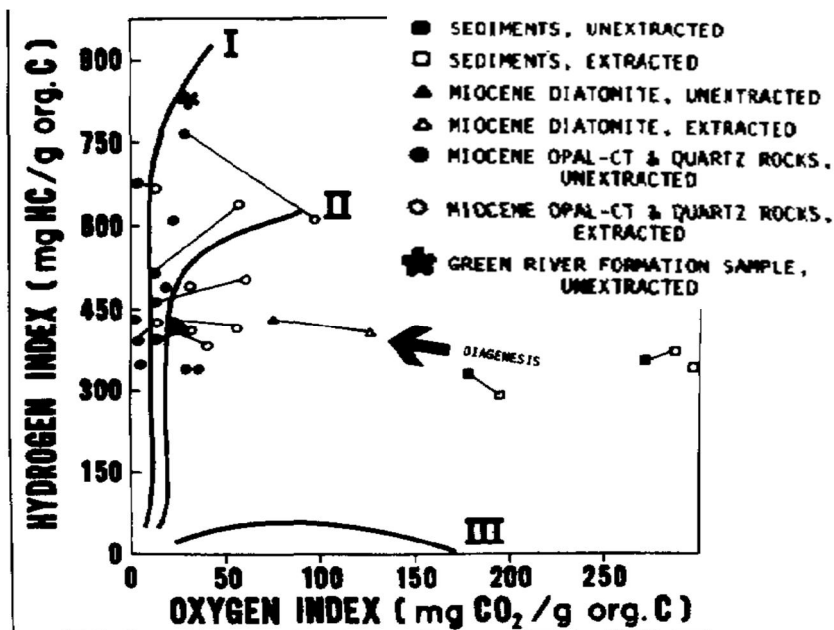


Рисунок 3.6 - Модифицированная диаграмма Ван Кревелена для бактериальнообогащенного ОБ [Williams, 1984]

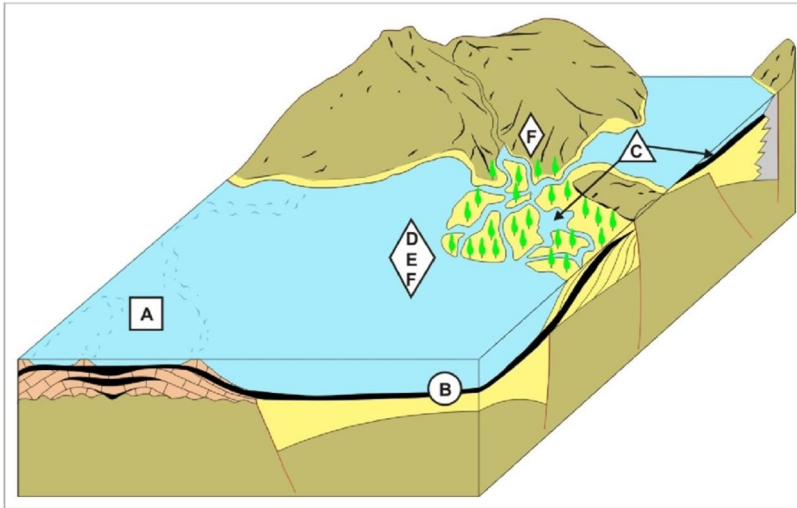
Значительные содержания органического углерода (от 2.7% до более 10%) и высокие значения водородного индекса делают разности, содержащие прослой бактериальных матов, лучшими потенциальными нефтематеринскими литотипами формации Монтерей в долине Сан Жоакин. Этот факт вкпе с совпадением участков развития этих пород с основными нефтеносными зонами на ряде месторождений в западной части долины Сан Жоакин дает основание считать, что органическое вещество, захватываемое нитчатыми бактериальными матами, может вносить значительный вклад в формирование УВ.

Установлено, что на территории Евразии в формировании углеродсодержащих пород от архея до современных осадков также принимали участие нитчатые и кокоидные цианобактериальные маты [Геология и ..., 2000]. В качестве примера можно привести куонамские сланцы Сибирской платформы (нитчатые маты) и доманиковые сланцы верхнего девона западного склона Урала (кокоидные маты).

Тип органического вещества во многом определяется физико-географическими условиями его формирования. В работе А. Пеппера и Дж. Корви [Pepper and Corvit, 1995] приводится кинетическая классификация керогенов, основанная на концепции «органофаций» (таблица 3.1, рисунок 3.7).

Таблица 3.1 - Кинетическая классификация керогенов: определение пяти глобальных органофаций
[Pepper and Corvit, 1995]

Органофации	Описание	Основная биомасса	Вклад серы	Обстановка/возраст	Возможная классификация IFR
А	Аквагенные, морские, кремнистые или карбонатные/эвапориты	Морские водоросли, бактерии	много	Морские, зоны апвеллинга, бассейны с небольшим кластическим привнесом осадочного материала (любого возраста)	Тип IIS
В	Аквагенные, морские, кремнисто-обломочные	Морские водоросли, бактерии	средне	Морские, бассейны с терригенным осадконакоплением (любого возраста)	Тип II
С	Аквагенные, неморские, озерные	Водоросли пресных вод, бактерии	мало	«Тектонические» неморские бассейны, в меньшей степени прибрежные равнины (фанерозой)	Тип I
D/E	Терригенные, неморские, обогащенные восками	Кутикулы высших растений, смолы, лигнин, бактерии	мало	Некоторые затопляемые прибрежные равнины (мезозой и моложе)	Тип III "H"
F	Терригенные, неморские	Лигнин	мало	Прибрежные равнины (поздний палеозой и моложе)	Тип III/IV



*Рисунок 3.7 - Палеогеографические обстановки формирования глобальных органофаций
[Pepper and Corvitt, 1995]*

Органофация определяется как набор керогенов, сформировавшихся из общего источника органического вещества, отложившегося в сходных условиях и подвергнувшегося сходным преобразованиям в раннем диагенезе.

В керогенах органофаций А, В и С преобладают липиды аквагенного водорослевого и бактериального происхождения. Различаются они по трансформациям, происходившим в раннем диагенезе, которые определяют химию морского водорослевого/бактериального ОВ в осадках с разным содержанием кремнисто-обломочного материала. Там, где обломочного железа недостаточно (в литофациях с небольшим привносом обломочного материала), сера не «выводится» и может поступать в кероген. Поэтому керогены органофации А имеют более высокое содержание серы и других гетероатомов, чем органофации В.

В органофации С источниками липидов являются пресноводные водоросли и бактерии, которые подвергались бессульфатному диагенезу в неморских, озерных бассейнах. Органофации D, E и F характеризуют неморские обстановки с привносом терригенного рассеянного органического вещества и бактерий.

Таким образом, исходя из принятых представлений о палеогеографии Западной Сибири в волжский век [Палеогеография..., 2013]: морской бассейн,

преобладание биогенного осадконакопления (кремнистого и, в меньшей степени, карбонатного) с ограниченным привносом обломочного материала и периодическим сероводородным заражением наддонных вод и концепции органофаций, ОВ баженовской свиты должно относиться к керогенам типа ПS (в центральной удаленной от берега части бассейна) и П (ближе к береговой линии).

Автор не располагает данными о количестве и формах присутствия серы в керогене баженовской свиты. Отсутствие такого рода информации в какой-то мере объясняется как сложностью разделения самого керогена и минеральной части породы, так и отделения серы от мацералов керогена.

Более доступная информация – содержание серы в нефтях. На основе изучения более 9000 проб нефтей различного возраста и происхождения [Тиссо и Вельте, 1981] показали, что среднее содержание серы в нефтях составляет 0,65%. Распределение содержаний серы (рисунок 3.8) бимодальное с минимумом, соответствующим 1%, разделяющим низкосернистые нефти, содержащие менее 1 % серы и представляющие большинство проб (около 7500), и высокосернистые нефти, содержащие более 1% серы (1800 проб).

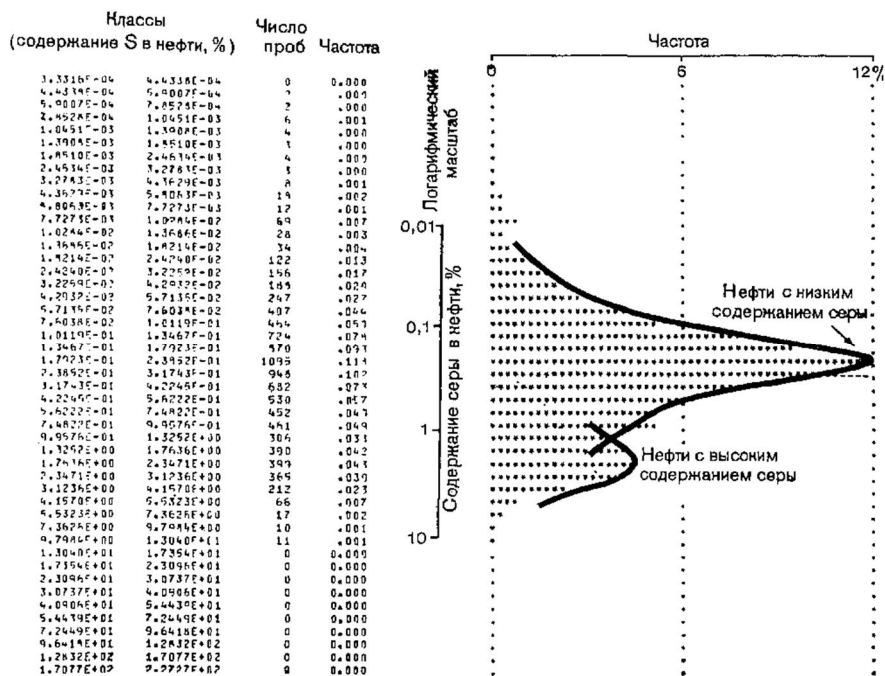


Рисунок 3.8 - Распределение серы в 9315 нефтях различного возраста и происхождения [Тиссо и Вельте, 1981]

Однако, если бы при анализе учитывались не только данные добычи, но и запасы, то второй максимум ($>1\%$ серы) был бы более значительным.

Содержание серы в нефтях определяется содержанием серы в керогене и уровнем его зрелости [Ort, 1990]. В главе 2 представлена полученная диссертантом схема содержания серы в нефтях (рисунок 2.2).

Распределение сернистости по площади в целом соотносится с распределением типов органического вещества, полученным в результате интерпретации пиролитических данных (рисунок 3.3). Область сернистой нефти ($>0.6\%$) соответствует зоне керогена I+I-II типов, которая характеризуется начальным водородным индексом ($HI_0 > 600$ мгУВ/гСорг (рисунок 3.4), аномалии с параметром $>1.0\%$ – ОВ I типа. Содержание серы $<0.6\%$ можно соотнести с распределением по площади керогена II типа ($300 < HI_0 < 600$ мгУВ/гСорг). Область с сернистостью $<0.4\%$ в районе Красноленинского свода и Шаимского мегавала коррелируется с зоной органического вещества II-III типа ($HI_0 < 300$ мг УВ/г Сорг).

В главе 2 отмечено, что области с более низкими значениями сернистости нефти ($<1\%$) характеризуются относительно повышенными значениями отношения Pr/Ph (>1.0) и наоборот: при серосодержании $>1\%$, величина Pr/Ph <1.0 (рисунок 2.11). Величина параметра Pr/Ph свидетельствует о различиях в обстановках формирования баженовской свиты: восстановительные и слабо восстановительные условия в первом случае и резко восстановительная среда во втором.

Сера содержится не только в нефтях, продуцированных БС, в собственно баженовских отложениях она входит в состав пирита, и в том, и в другом случае источником является деятельность сульфатредуцирующих бактерий. Количество восстановленной серы, которое забирает пирит, зависит от наличия реактивного железа.

Средневзвешенное содержание пирита (рисунок 3.9) практически на всей рассматриваемой территории за исключением окраинных зон превышает 6% , достигая 13% .

Выделяются три зоны со значением параметра $>8.0\%$: на западе - в зоне сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины и на востоке: в Юганской мегавпадине и в районе Нижневартовского свода.

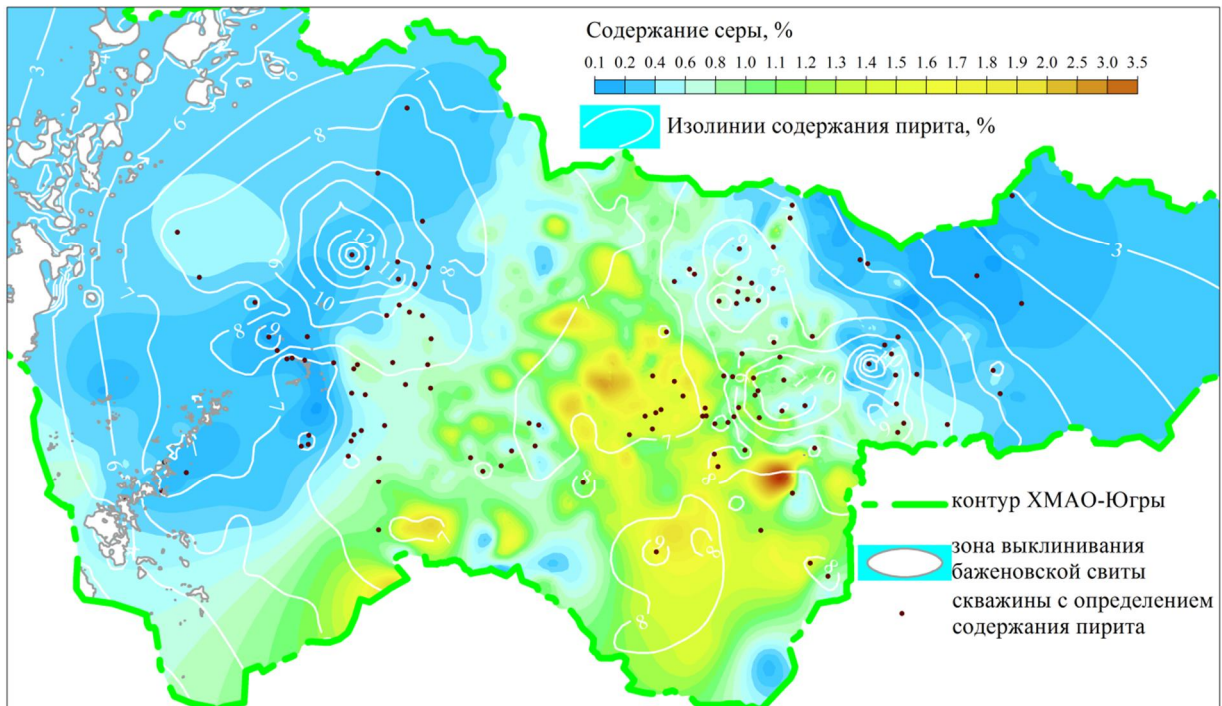
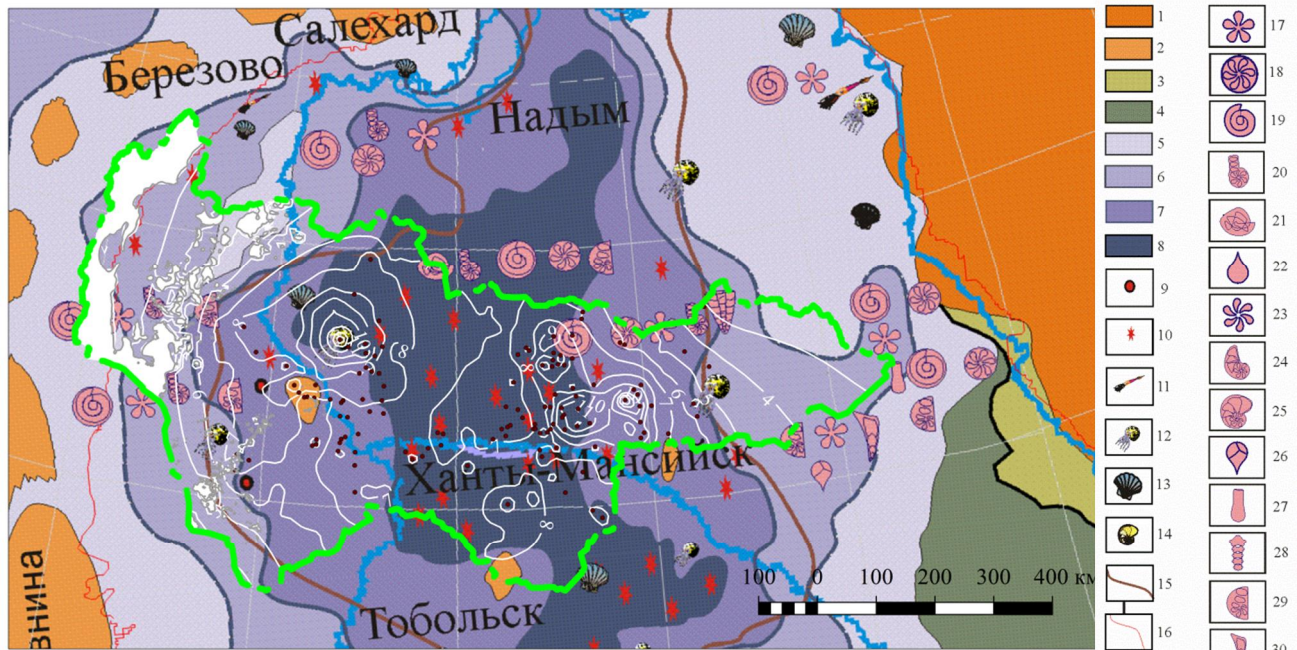


Рисунок 3.9 - Содержание серы и пирита в породах баженовской свиты [Оксенойд и др., 2017] с изменениями и дополнениями

Сопоставим распределение пирита с палеогеографической обстановкой Западной Сибири в поздневолжское время [Сапьяник и др., 2015]. Повышенные значения параметра приурочены к зонам перехода псевдобатиали в нижнюю сублитораль. Вероятно, это объясняется тем, что для псевдобатиали характерна бескислородная обстановка, способствующая микробиальному восстановлению серы. Для образования пирита необходим привнос терригенного материала. Расстояние от границы псевдобатиали до береговой линии на юге и востоке и до отдельных поднятий на западе акватории составляло 500-600 км. Нужно отметить, что все три вышеупомянутые зоны повышенного содержания пирита расположены поблизости от локальных положительных форм рельефа, приуроченных, соответственно, к Красноленинскому своду и Демьянскому и Александровскому мегавалам, которые могли служить источником кластического материала.



1-8 - палеогеографические обстановки: 1 - плато, нагорья, горные области (>600 м), 2 - области денудации (холмистое плато) (200-600 м), 3 - аллювиально-озерно-болотная равнина (до 200 м), 4 - марши, лагуны, 5 - верхняя сублитораль, 6 - средняя сублитораль, 7 - нижняя сублитораль, 8 - псевдобатиаль; 9-14 - органические остатки: 9 - кокколиты, 10 - радиолярии, 11 - белемниты, 12 - аммониты, 13 - двустворки, 14 - фораминиферы; 15-16 - границы: 15 - битуминозных отложений, 16 - Западной Сибири; 17-33- фораминиферы

Остальные обозначения на рисунке 3.9.

Рисунок 3.10 - Содержание пирита и палеогеографические условия в поздневолжское время [Сапьяник и др., 2015] с дополнениями)

Сравнивая распределения содержания серы в нефтях и пирита (рисунок 3.9), отметим, что двум выделенным зонам повышенного пиритосодержания соответствуют пониженные содержания серы в нефтях: 0.5-0.8% и 0.2-0.7% на востоке и на западе, соответственно. Это означает, что обогащение серой органического вещества осадка происходит по остаточному принципу. Дополнительно снижение сернистости нефтей в районе Красноленинского свода может быть вызвано более высокой степенью зрелости керогена, обусловленной, в свою очередь, повышенными значениями теплового потока (>70 мВт/м²). В эту же схему укладываются пониженное содержание пирита (<7%) и повышенное содержание серы в нефтях (0.75-2.5%) в восточной части Сургутского свода. Эта территория расположена в центре псевдобатиали, ей присущи восстановительные

условия и недостаточное содержание в осадке реакционноспособного железа из кластических осадков.

Зона в Юганской мегавпадине характеризуется повышенным содержанием пирита ($> 8\%$) и серы (1-2%). Если доверять величине содержания пирита, несмотря на малое количество данных, то можно предположить, что количества восстановленной серы здесь хватило и на повышенную генерацию пирита, и на осернение органического вещества.

Полученное распределение сернистости нефтей вкупе с рассмотренными выше пиролитическими, палеогеографическими и геохимическими данными может служить обоснованием правомерности рассмотрения керогена с начальным водородным индексом >600 мг УВ/г Сорг как разновидности керогена типа ПS. Область развития этого типа керогена откартирована по содержанию серы в нефтях, превышающему 0.6% (рис. 3.11).

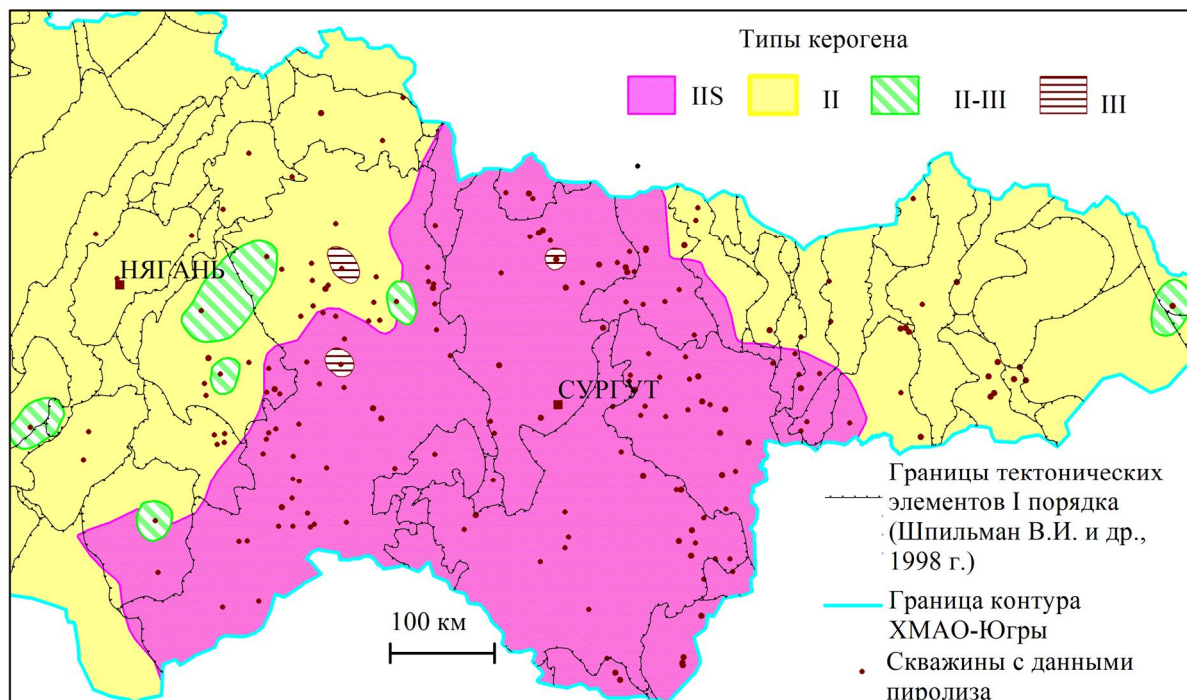


Рисунок 3.11 - Области распространения керогена разных типов [Оксенойд и др., 2017] с изменениями

Об обоснованности отнесения ОВ баженовской свиты на рассматриваемой территории к типам керогена II и ПS могут свидетельствовать следующие факторы. Группой исследователей [Богородская и др., 2005] отмечалась

относительная обогащенность серой керогена баженовской свиты центральных и южных районов по сравнению с северными. Кроме того, по мнению Л.М. Бурштейна (2015), при бассейновом моделировании в центральных и южных районах Западно-Сибирского бассейна наилучшее соответствие фактических и расчетных величин водородного индекса было получено при использовании кинетических параметров промежуточных между стандартным керогеном II типа тоарских сланцев Парижского бассейна и керогеном миоценовой формации Монтерей со значительным содержанием серы.

Представленное распределение по территории типов керогена II и IIS использовано при расчете объема сгенерированных УВ в рамках дифференцированной оценки перспектив нефтеносности БС на территории ХМАО-Югры и может применяться в бассейновом моделировании и при оценке перспектив нефтегазоносности.

ГЛАВА 4. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ ЕСТЕСТВЕННОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НГБ

4.1. Анализ выявленной нефтеносности

Отложения баженовской свиты входят в состав баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса (НГК). Комплекс является уникальным среди остальных НГК Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). С одной стороны баженовско-абалакские отложения рассматриваются как флюидоупор и включаются в региональную верхнеюрско-нижнемеловую покрывку юрского нефтегазоносного комплекса, с другой – являются резервуаром для углеводородов. В то же время баженовская свита и ее стратиграфические аналоги составляют основную нефтематеринскую толщу провинции.

Согласно схеме нефтегеологического районирования в пределах ХМАО-Югры баженовско-абалакский НГК распространен на территории Краснотенинской, Фроловской, Среднеобской, Каймысовской и Надым-Пурской НГО (рисунок. 4.1). В пределах Фроловско-Тамбейского структурно-фациального района и на прилегающих к нему территориях комплекс включает в себя отложения абалакской свиты. Начальные геологические ресурсы баженовско-абалакского комплекса, официально утвержденные в январе 2012 года, составляют 11.044 млрд. т.

Покрывкой комплекса является толща глинистых пород раннемелового возраста. Толщина покрывки значительно меняется. В пределах Казым-Кондинского структурно-фациального района покрывкой являются глины фроловской свиты валанжин-готерив-барремского возраста толщиной до 500 м. В Пурпейско-Васюганском и Фроловско-Тамбейском структурно-фациальных районах в нижнемеловой части разреза появляются песчано-алевритовые породы клиноформных пластов групп «А» и «Б». Покрывкой баженовско-абалакского комплекса на этой части территории являются глинистые отложения подачимовской пачки. Толщины ее изменяются по площади от 0-10 м до 50 и

более метров. В зонах аномального строения отложений баженовской свиты подачимовская пачка отсутствует.

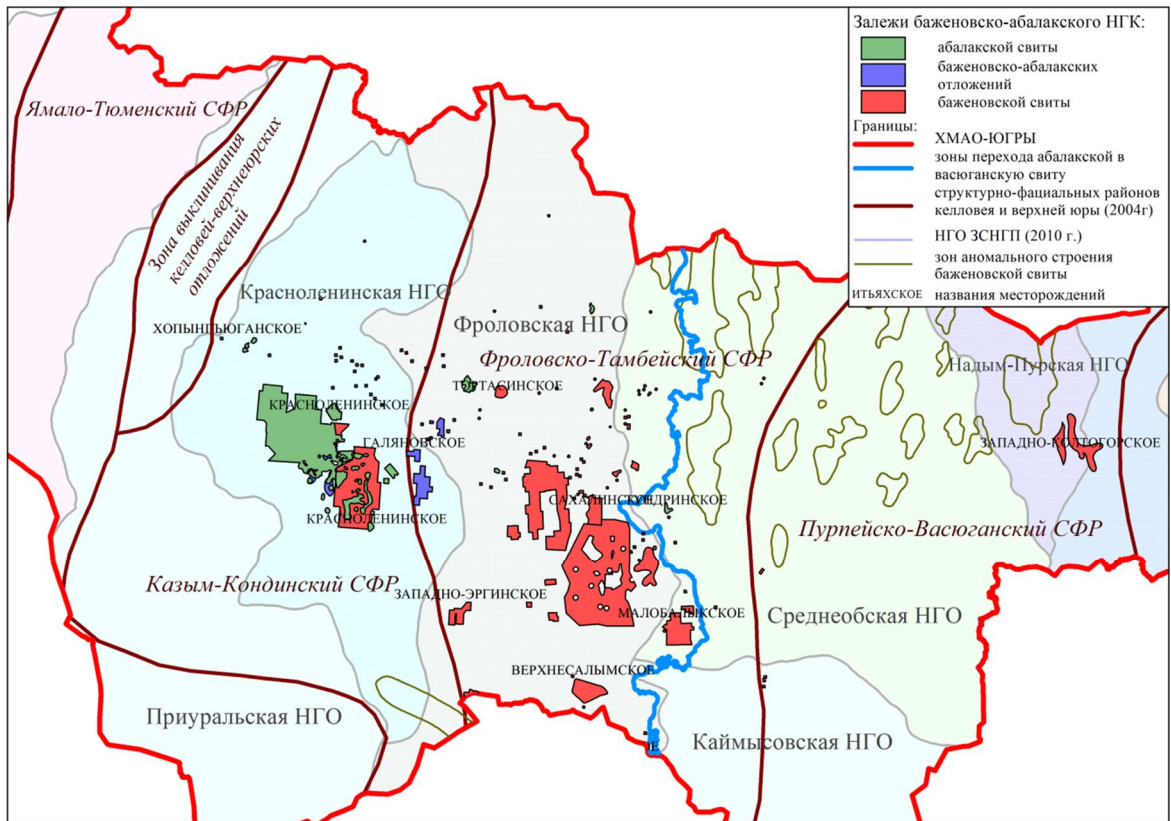


Рисунок 4.1 - Схема нефтеносности баженовско-абалакского НГК в пределах ХМАО-Югры

Нижний флюидоупор баженовско-абалакского комплекса так же гетерогенен. В пределах Пурпейско-Васюганского СФР и восточнее он представлен глинистыми отложениями георгиевской свиты толщиной от десятков сантиметров до 5-6 м. Западнее Пурпейско-Васюганского района в качестве глинистого экрана с некоторой долей условности принимается абалакская свита. В пределах Фроловско-Тамбейского и Казым-Кондинского районов в отложениях верхней части абалакской свиты встречаются прослойки плотных пород-коллекторов (карбонатов). Подошвенная часть свиты сложена преимущественно глинистыми отложениями. То есть отложения абалакской свиты выступают в

роли и резервуара углеводородов и экранируют комплекс от отложений среднеюрского НГК.

В пределах ХМАО-Югры по состоянию на 01.01.2016 г. в баженовско-абалакском нефтегазоносном комплексе открыто 154 залежи нефти с начальными запасами категории ABC_1C_2 около 2.4 млрд. т, из них собственно в баженовской свите - 91 залежь с запасами около 2 млрд. т. В абалакской свите открыто 50 залежей с начальными запасами категории ABC_1C_2 около 270 млн. т, суммарные запасы 13 залежей нефти, в которых в единый объект подсчета запасов включены отложения обеих свит, составляют около 100 млн. т.

Основные запасы, выявленные в отложениях баженовской свиты (нижней подсвиты тутлеймской свиты), приурочены к Фроловской и Красноленинской нефтегазоносным областям. Наиболее крупными по запасам являются Красноленинское, Салымское и Приобское месторождения. Остальные залежи мелкие, в большинстве случаев запасы оценены в радиусе 2 км вокруг скважины, давшей промышленный приток нефти.

По данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана на территории ХМАО-Югры отложения БС, не считая зон аномального строения баженовской свиты, вскрыты более чем в 5 тыс. поисково-разведочных скважин в пределах территории развития баженовско-абалакского комплекса. Поскольку свита рассматривалась, в первую очередь, как нефтематеринская, а не как резервуар для углеводородов, испытана она менее чем в 10% скважин (рисунок 4.2).

Отложения БС в прошлом опробовались на приток преимущественно совместно с породами абалакской свиты.

Испытания собственно баженовской свиты проводились реже. В проанализированной выборке из 339 скважин (таблица 4.1) опробованные скважины расположены преимущественно в западной части ХМАО-Югры (Красноленинская и Фроловская НГО), на востоке округа баженовские отложения испытаны лишь в 49 скважинах (Среднеобская, Каймысовская и Надым-Пурская НГО).

Притоки получены в 44% скважин, а на дебиты 0-3, 3-10 и 10-50 м³/сут приходится по 11% скважин (рисунок 4.3). В единичных скважинах Салымского и Красноленинского месторождений дебиты превышают 100 м³/сут.

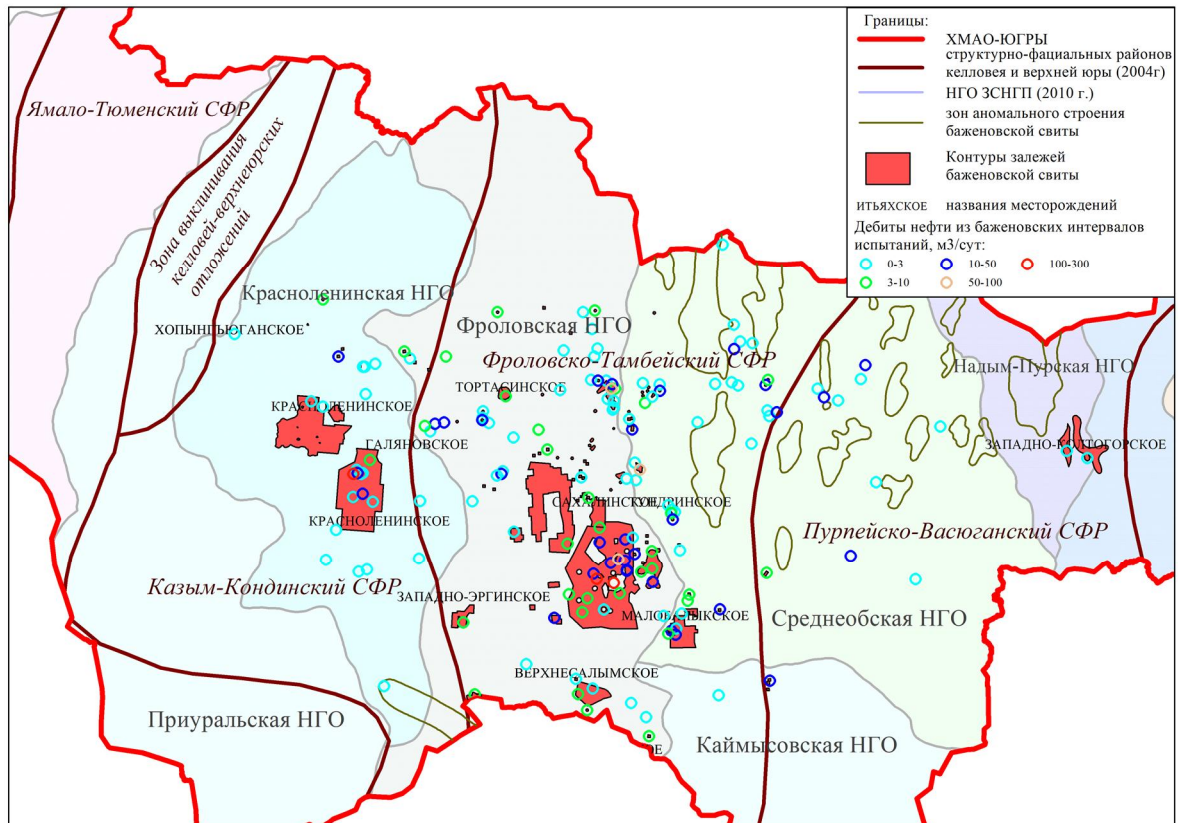
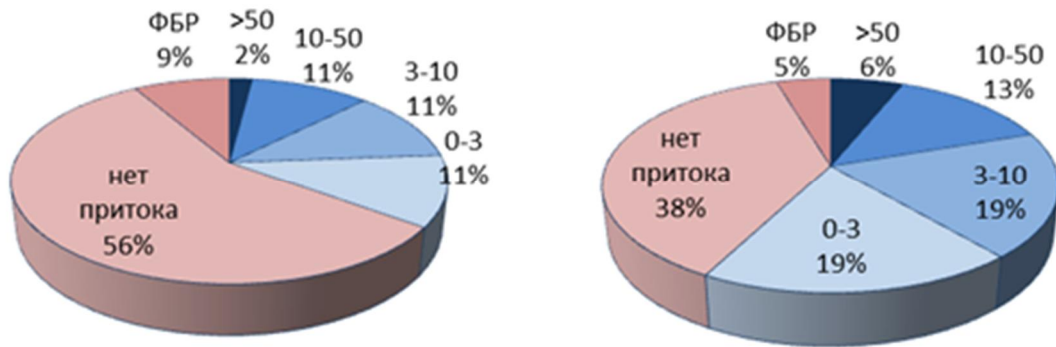


Рисунок 4.2 - Результаты испытаний бажендовской свиты

Таблица 4.1 - Результаты испытаний бажендовско-абалакского НГК

Интервалы испытаний	Количество и результаты испытаний								
	КОЛ-ВО СКВ.	Дебиты (м ³ /сут)					нет притока	ФБР	ФБР с пленкой нефти
		100-400	50-100	10-50	3-10	0-3			
бажендовские	339	3	3	31	33	33	166	20	5
бажендовско-абалакские	444	12	12	53	74	74	147	14	4
абалакские	102	2	1	5	8	8	41	5	1



а) баженовские,

б) баженовско-абалакские отложения

Подписаны величины дебитов в м³/сут и процент в выборке

*Рисунок 4.3 - Результаты испытаний баженовско-абалакского НГК
[Оксенойд и др., 2017]*

Совместные испытания баженовских и абалакских отложений характеризуются более высокой успешностью, чем испытания интервалов каждой свиты в отдельности. По выборке из 444 скважин, пробуренных во Фроловской и Красноленинской НГО, притоки получены в 62% скважин, из них скважины с дебитами более 3 м³/сут составили 38%.

4.2. Сопоставление выявленной нефтеносности баженовской свиты с различными ее характеристиками

Сопоставление выявленной нефтеносности баженовской свиты с различными ее характеристиками позволяет выявить факторы благоприятные для естественной продуктивности. Изучением этого вопроса в разные годы занимались многие исследователи и организации: В.И. Белкин, Ф.Я. Боркун, Ф.Г. Гулари, Т.В. Дорофеева, М.Ю. Зубков, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Е.А. Предтеченская, А.В. Рыльков, И.И. Ушатинский, С.И. Филина, В.В. Хабаров и др.

В таблице 4.2 приведены характеристики, наиболее часто рассматриваемые в качестве благоприятных для естественной продуктивности, их параметры и авторы работ, в которых эти данные были приведены.

Таблица 4.2 - Факторы регионального прогноза естественной продуктивности

Характеристика баженовской свиты	С.И. Филина и др., 1984	М.Ю. Зубков и др., 1999 -2016 гг.	Ф.Г. Гулари, 1974
пластовая температура	выше 100° С	в кровле не ниже 100°С	в кровле свиты 90°С
толщины нижнего и верхнего флюидоупоров	не менее 5 м	не менее 10 м	10 м
содержание Сорг	не менее 7 %	не менее 10 %	7,5 %
кажущееся удельное электрическое сопротивление		200-250 Ом*м	150 Ом*м

В качестве существенных факторов также рассматривались величина удельной генерации нафтидов [Зубков, 2016], толщина свиты - 25 м [Гулари, 1974] и т.д. С целью локального прогноза предлагалось учитывать тектонический фактор: выбирать участки тектонического напряжения в зонах сочленения крупных тектонических элементов [Филина и др., 1974] и зоны тектонического дробления [Зубков и др., 1999-2016]. В вышеупомянутых работах в качестве благоприятных условий рассматривается наличие аномально-высокого

пластового давления с коэффициентом аномальности не ниже 1,3 [Филина и др., 1974] и наличие потенциально продуктивных пластов (ППП) [Зубков и др., 1999-2016].

В 2018 году была опубликована методика [Скворцов и др., 2018] выявления нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений, использующая наряду с вышеупомянутыми параметрами, такими как содержание органического вещества, пластовые температуры и давления, информацию о дебитах нефти из БС и сейсмические данные. Сейсмические данные представлены количественными спектрально-временными атрибутами, характеризующими различные типы геологического разреза. Представленная методика основывается на том, что упругие свойства пород в значительной степени определяются термобарическими параметрами (давлением и температурой) [Япаскерт, 2008]. Термобарические параметры характеризуют степень катагенеза, которая является одним из основных факторов, определяющих продуктивность БС. Полученные результаты представлены в виде карты типов геологического разреза баженовских отложений. Выделены 4 типа разреза, различающихся величиной дебита.

Автором был проанализирован комплекс факторов, рассмотренных в разное время и разными исследователями в качестве существенных для нефтеносности баженовских пород. Используются карты, построенные в НАЦ РН им. В.И. Шпильмана коллективом авторов с участием диссертанта в рамках работ по дифференцированной оценке перспектив нефтеносности баженовской свиты [Отчет..., 2016].

Результаты исследования были представлены на V научно-технической конференции «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений» (г. Санкт-Петербург, 2016 г), совместном семинаре EAGE/SPE 2017 «Наука о сланцах: проблемы разведки и разработки» (Москва, 2017 г) и опубликованы в материалах конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» [Оксенойд и др., 2017].

Анализируемые характеристики баженовской свиты можно разделить на три группы: литологические, термобарические и геохимические.

Литологические факторы

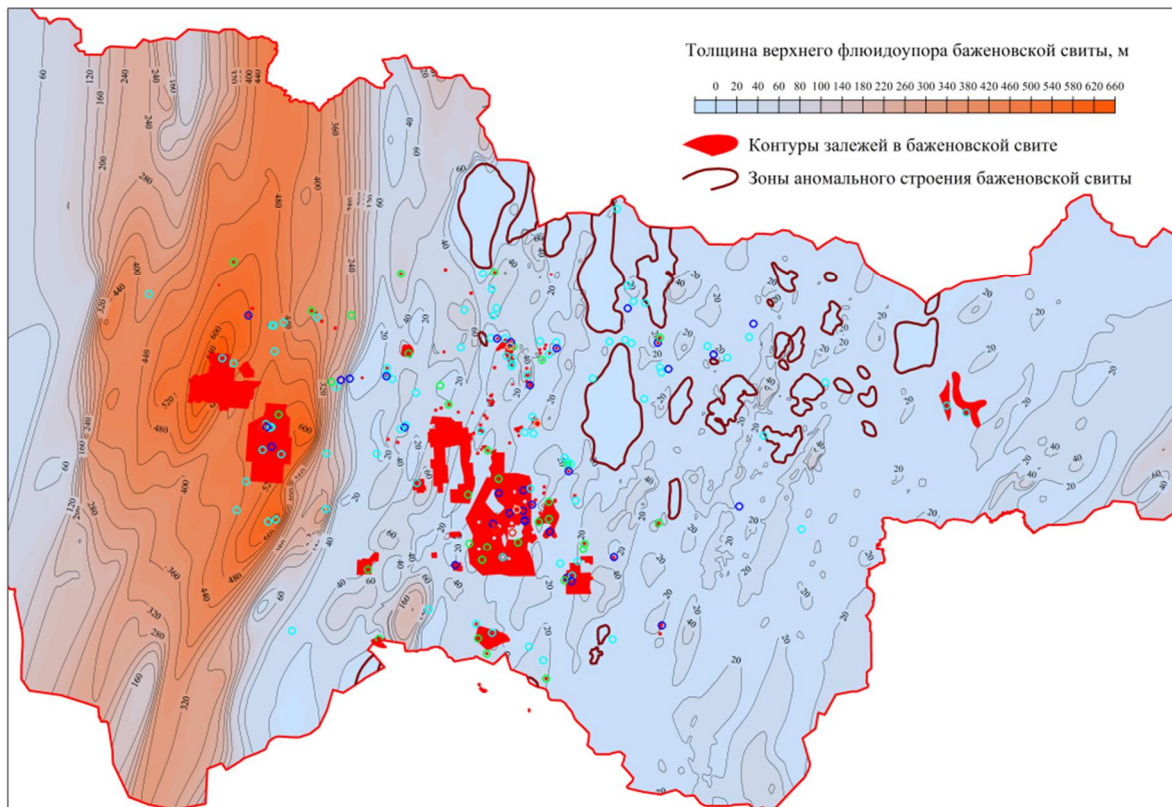
Общая толщина баженовской свиты. Из общих представлений следует, что чем больше толщина отложений, тем больше величина генерируемых УВ. Наиболее крупные залежи нефти в БС на Красноленинском и Салымском месторождениях характеризуются различными толщинами свиты. На Салыме ее величина составляет 30-40 м, что несколько выше средней толщины (25-30 м) по рассматриваемой территории. На Красноленинском месторождении, приуроченном к зоне выступов фундамента, толщина свиты участками не превышает 20 м. Маслиховская и Ай-Пимская залежи расположены в зоне средних толщин свиты. Следует отметить, что в целом область получения притоков характеризуется толщинами более 20 м.

Условием формирования залежей углеводородов является *наличие перекрывающих и подстилающих* флюидоупоров, необходимая толщина которых для баженовской свиты большинством исследователей принимается равной 5-10 м [Зубков, 2016].

Верхним экраном для баженовских отложений является в зоне распространения ачимовских отложений подачимовская пачка глин, а в западной части ХМАО-Югры - мощная глинистая толща фроловской свиты. Залежи БС на Салымском и Красноленинском месторождениях характеризуются различными толщинами верхнего флюидоупора (рисунок 4.4).

На Салымском месторождении толщина подачимовской пачки около 10 м. На Красноленинском месторождении мощность глин в подошвенной части фроловской свиты достигает 400 м и более.

Толщины подачимовской пачки в скважинах с полученными притоками преимущественно превышают 5 м. Эта величина характерна для большей части рассматриваемой территории развития ачимовских отложений за исключением зон аномального строения баженовской свиты. Следовательно, толщина перекрывающего флюидоупора не является существенным фактором для регионального прогноза естественной продуктивности баженовских отложений.

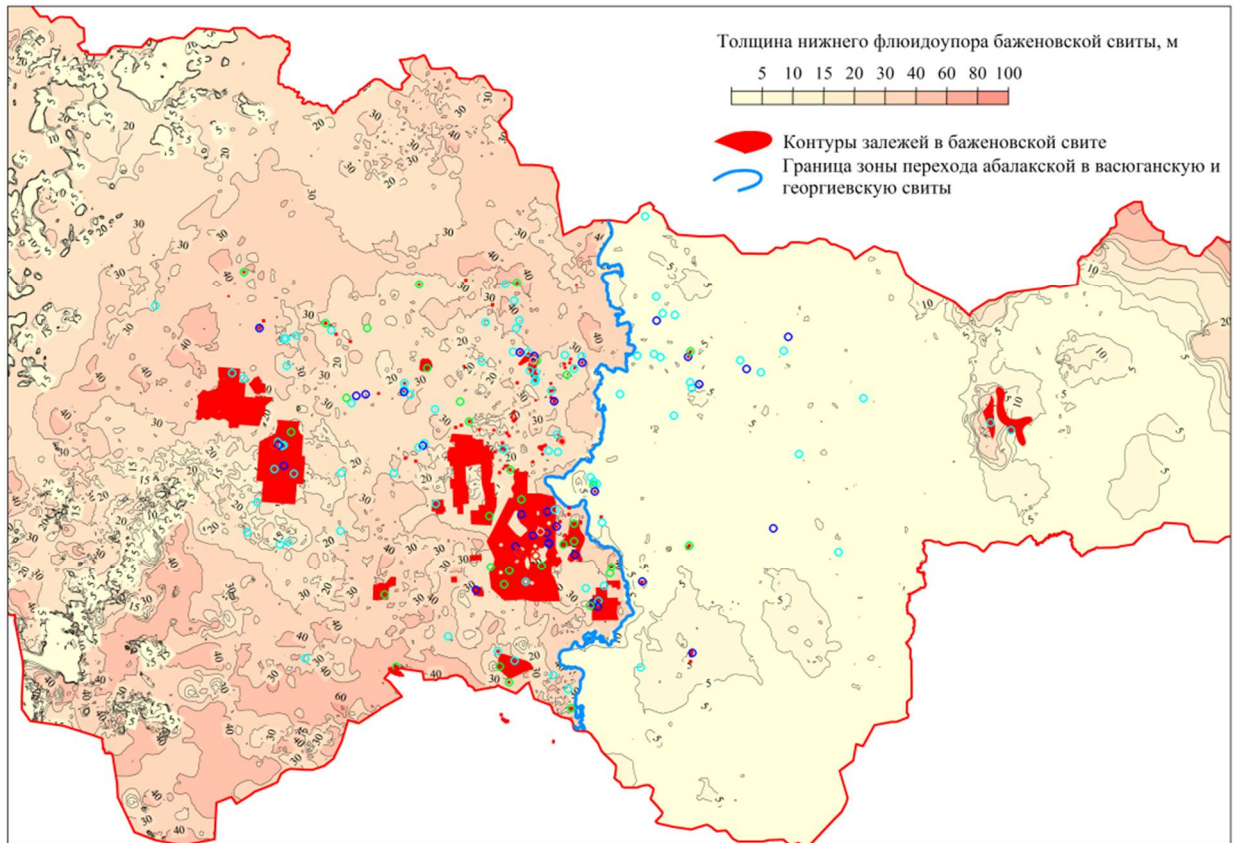


Остальные обозначения на рисунке 4.7.

Рисунок 4.4 - Толщина перекрывающего флюидоупора баженовской свиты

Толщины *нижнего экрана* изменяются от 1-2 м в зонах развития георгиевской свиты до 25-30 м на западе в зоне развития абалакской свиты (рисунок 4.5). Большинство продуктивных скважин и все крупные залежи нефти расположены на территории развития абалакской свиты. Тем не менее, залежи в зоне развития георгиевской свиты в отложениях БС выявлены на Тевлинско-Рускинском, Кустовом, Мултановском, Колтогорском и Западно-Колтогорском месторождениях, на некоторых из них величина притоков превышает $10 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

Карбонатные и кремнистые прослои в баженовской свите рассматриваются рядом исследователей [Зубков, 1999-2016; Славкин и др., 2007] в качестве потенциально продуктивных пластов (ППП), обеспечивающих приток нефти в ствол скважины. Содержание кремнистого вещества в отложениях БС в центральной части ХМАО-Югры превышает 40%. В районе Салыма содержание кремнезема более 45%, на Краснотенинском месторождении - 40-47%.



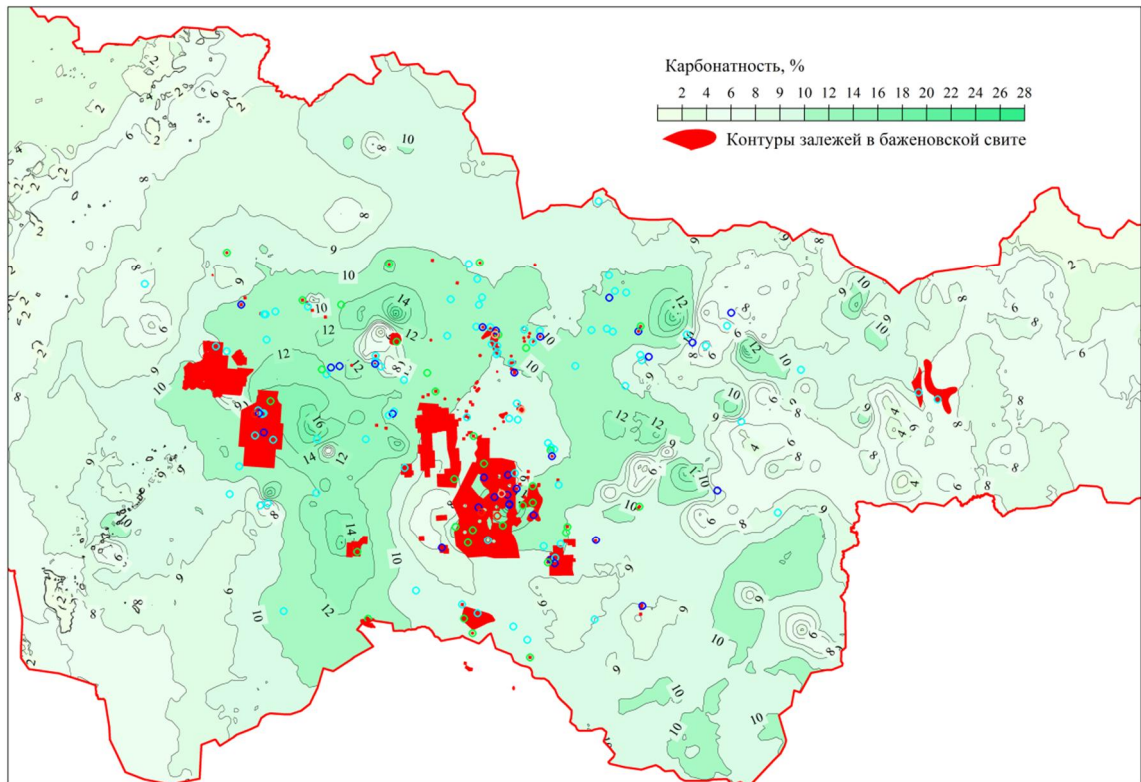
Остальные обозначения на рисунке 4.7.

Рисунок 4.5 - Толщина подстилающего флюидопора баженовской свиты

Связь между содержанием кремнистого вещества и получением притоков из баженовской свиты не прослеживается. Что касается содержания карбонатного вещества, то основные залежи и значительная часть скважин с притоками характеризуются значением параметра более 10%, однако, и в зонах с меньшей карбонатностью открыты залежи и получены притоки (рисунок 4.6).

Неустановление связи между естественной продуктивностью и вещественным составом может быть связано с недостатком данных в районе Сургутского свода и Юганской мегавпадины. С другой стороны, следует отметить, что согласно вышеупомянутой концепции о том, что основными проводниками нефти в БГ являются потенциально продуктивные пласты, определенный вещественный состав является необходимым, но недостаточным условием для получения притока. Для формирования естественного коллектора

породы должны были подвергаться дополнительным воздействиям: тектоническому дроблению, гидротермальной проработке и т.д.



Остальные обозначения на рисунке 4.7.

Рисунок 4.6 - Содержание карбонатного вещества

Автор считает, что при оценке перспектив естественной продуктивности той или иной территории в качестве благоприятного фактора может рассматриваться как повышенная карбонатность ($>10\%$ по оценке автора), так и повышенное суммарное содержание кремнистого и карбонатного вещества ($>56\%$).

Геохимические факторы

Из общих представлений следует, что содержание органического вещества в породах баженовской свиты должно коррелироваться с плотностью генерации УВ и, возможно, с продуктивностью отложений. Территория ХМАО-Югры за исключением западных и восточных краин характеризуется средневзвешенным значением $\text{Corg} > 7\%$ (рисунок 4.7). Выделяется зона с $\text{Corg} > 9\%$, протягивающаяся от восточной окраины Красноленинского свода на западе до Толькинского

мегапрогиба на востоке, на юге Сургутского и на Нижневартовском сводах содержание органического углерода в отложениях превышает 12%, достигая 19%. В районе Красноленинского и Ай-Пимского месторождений Сорг 7-8%, на Салыме 9% и более. Скважины с притоками нефти пробурены на землях со значением параметра от 7% до 12%.

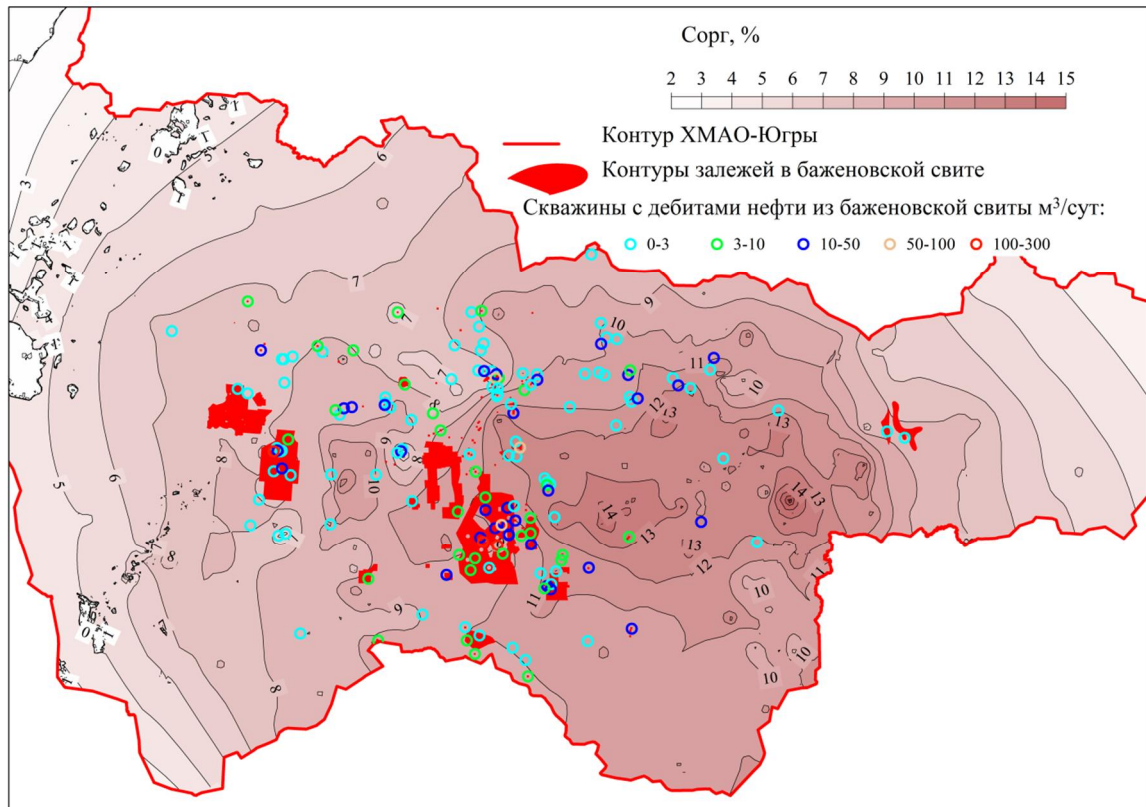


Рисунок 4.7 - Распределение содержания Сорг

Прямой связи между доказанной продуктивностью и концентрацией ОВ не наблюдается. Этот вывод вполне объясним. С одной стороны, для генерации УВ необходимо некоторое критическое начальное значение концентрации органического вещества. Этому условию баженовская свита полностью удовлетворяет на всей территории своего развития. С другой стороны, мы имеем дело с текущей, а не начальной величиной Сорг. Более низкое содержание Сорг на Красноленинском своде и на севере Фроловской мегавпадины и более высокое на Нижневартовском своде могут объясняться, в том числе, различной степенью выработанности керогена: более высокой и более низкой, соответственно.

Распределение пиролитического параметра S_1 , отражающего количество жидких и газообразных углеводородов в исследуемой породе, напоминает распределение Сорг (рисунок 4.8).

В центральной части Сургутского свода и на прилегающей территории Фроловской мегавпадины значение параметра превышает 8 мгУВ/г породы. Величина S_1 достигает в районе Приобского и Маслиховского месторождений 12-13 мгУВ/г породы и 14 мгУВ/г породы на Нижневартовском своде в зоне с неподтвержденной продуктивностью БС.

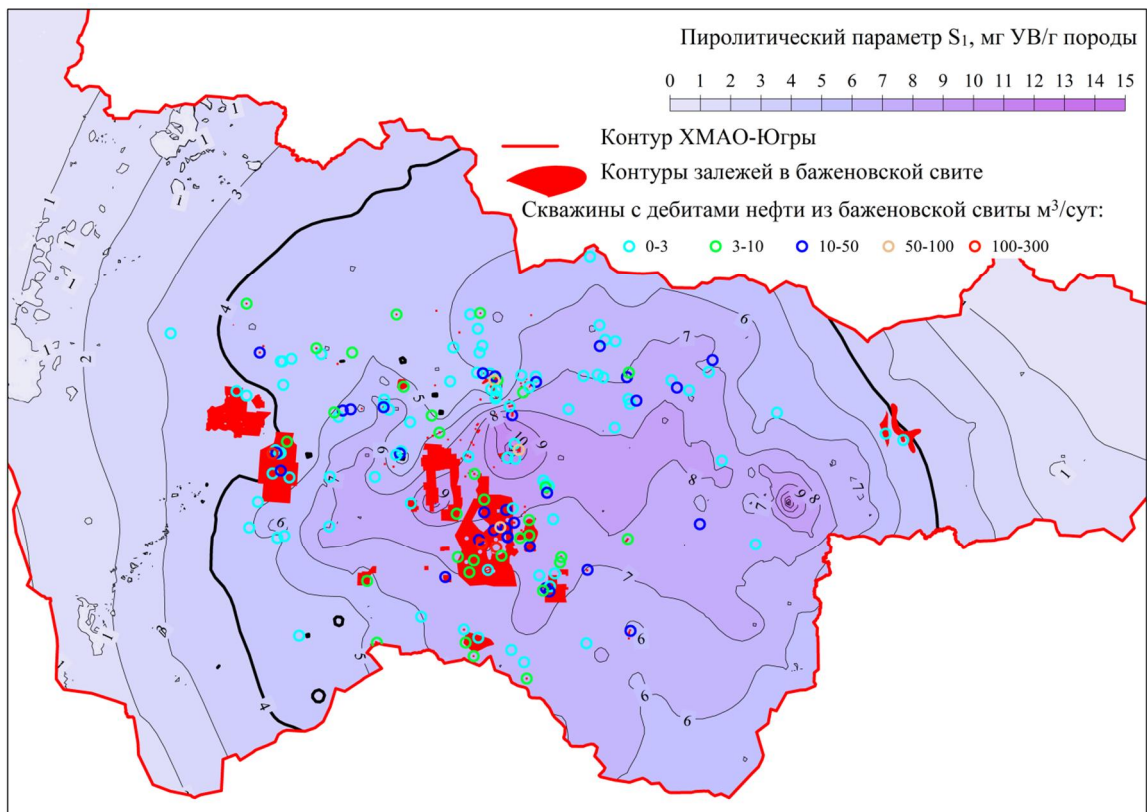


Рисунок. 4.8 - Распределение пиролитического параметра S_1

Значение S_1 в коллекторах соответствует содержанию УВ и может служить параметром для идентификации продуктивного горизонта, в неколлекторских толщах в общем соответствует количеству хлороформенного битумоида [Лопатин, 1987]. Сопоставление полученного распределения S_1 и выявленной нефтеносности показывает, что успешность опробования не определяется количеством содержащихся в породе жидких и газообразных УВ.

Не все содержащиеся в породе свободные УВ являются подвижными, поскольку часть их удерживается сорбционными процессами. Для выделения в разрезе скважины интервалов с подвижными УВ используется соотношение S_1/TOC , поскольку существует эмпирическая оценка *индекса нефтенасыщения* (oil saturation index) $S_1 \times 100/TOC$, согласно которой значение индекса >100 может свидетельствовать о наличии потенциально извлекаемой нефти [Jarvi, 2012]. На рисунке 4.9 представлена схема распределения параметра S_1/TOC . Он больше 1 на нескольких участках в районе Приобского-Правдинско-Салымского месторождений, в то же время для залежей Красноленинского месторождения значение параметра – 0.5.

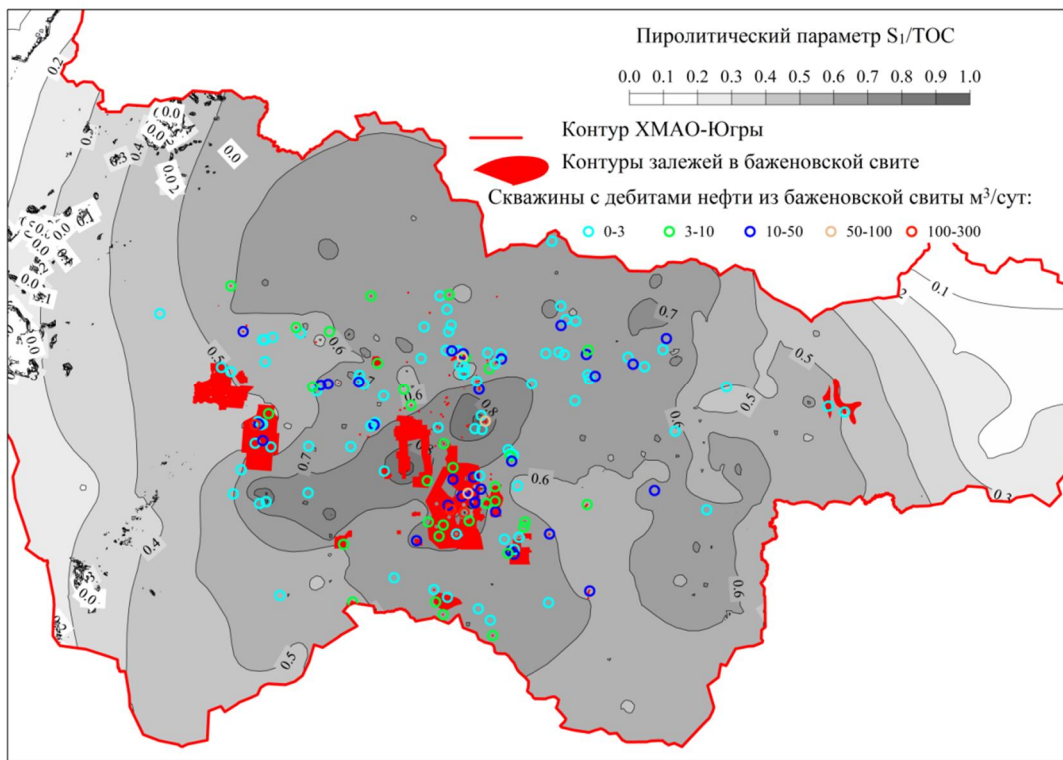


Рисунок. 4.9 - Распределение параметра S_1/TOC

Еще один пиролитический коэффициент - *индекс продуктивности* $PI = S_1/(S_1 + S_2)$, где S_2 - остаточный генерационный потенциал в породе - используется для прогнозирования нефтеносности разреза (рисунок 4.10).

Высокие значения этого индекса свидетельствуют об активно протекающих процессах перераспределения новообразованной микронефти и значительной

реализации ее нефтематеринского потенциала, главная зона нефтеобразования определяется значениями PI от 0.1 до 0.4 [Лопатин, 1987].

На рассматриваемой территории 84% скважин с притоками попадает в зону с $PI > 0.1$, в залежах на Красноленинском и Салымском месторождениях - высокие индексы продуктивности - до 0.4. Зона, оконтуренная изолинией $PI=0.15$, совпадает в плане с подковообразной зоной повышенных пластовых температур ($>110^\circ C$).

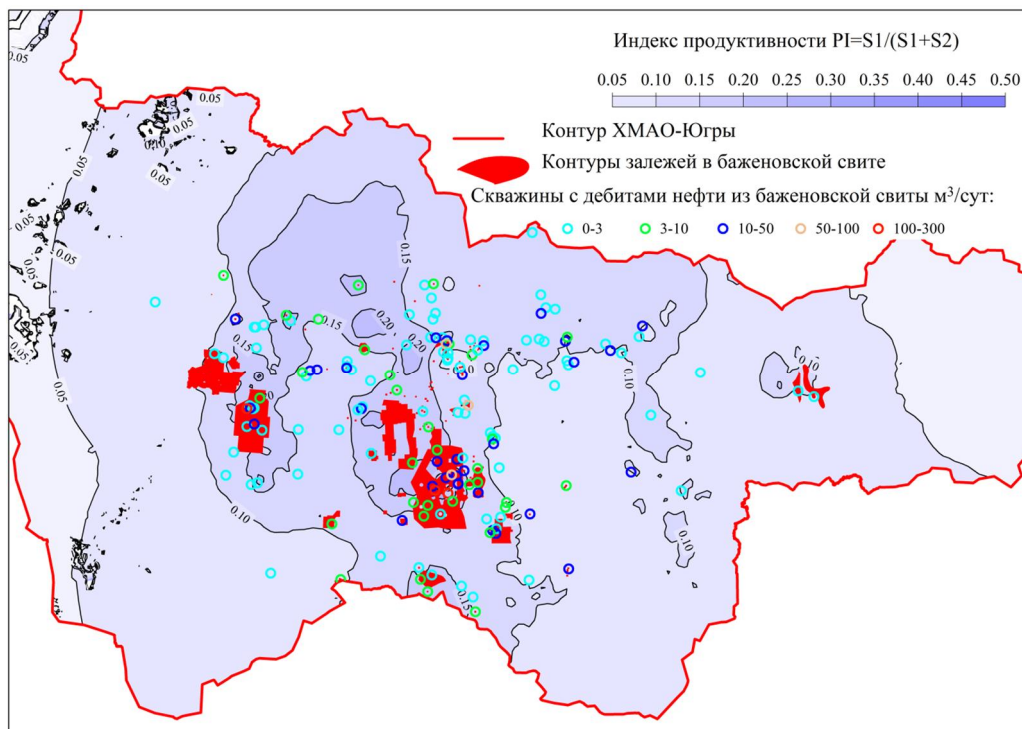


Рисунок 4.10 - Распределение индекса продуктивности PI

Плотность генерации углеводородов является комплексным геохимическим параметром, зависящим от начального водородного индекса органического вещества HI_0 , характеризующего его качество, текущего содержания в породе органического углерода $S_{орг}$, величины остаточного генерационного потенциала S_2 , толщины и плотности пород свиты. Этот параметр для регионального прогноза нефтеносности баженовской свиты использовал М.Ю.Зубков [Зубков, 2016].

На карте плотности генерации, построенной для модели с типами керогена II и IIS (рисунок 4.11), изолиния плотности генерации 1 млн т/км² на западе

рассматриваемой территории пересекает Шаимский мегавал и охватывает Сергинское КП, на востоке - пересекает Александровский мегавал. Зона со значением параметра от 1 до 2 млн. т/км² характеризуется единичными притоками и единичными открытыми залежами нефти в баженовской свите.

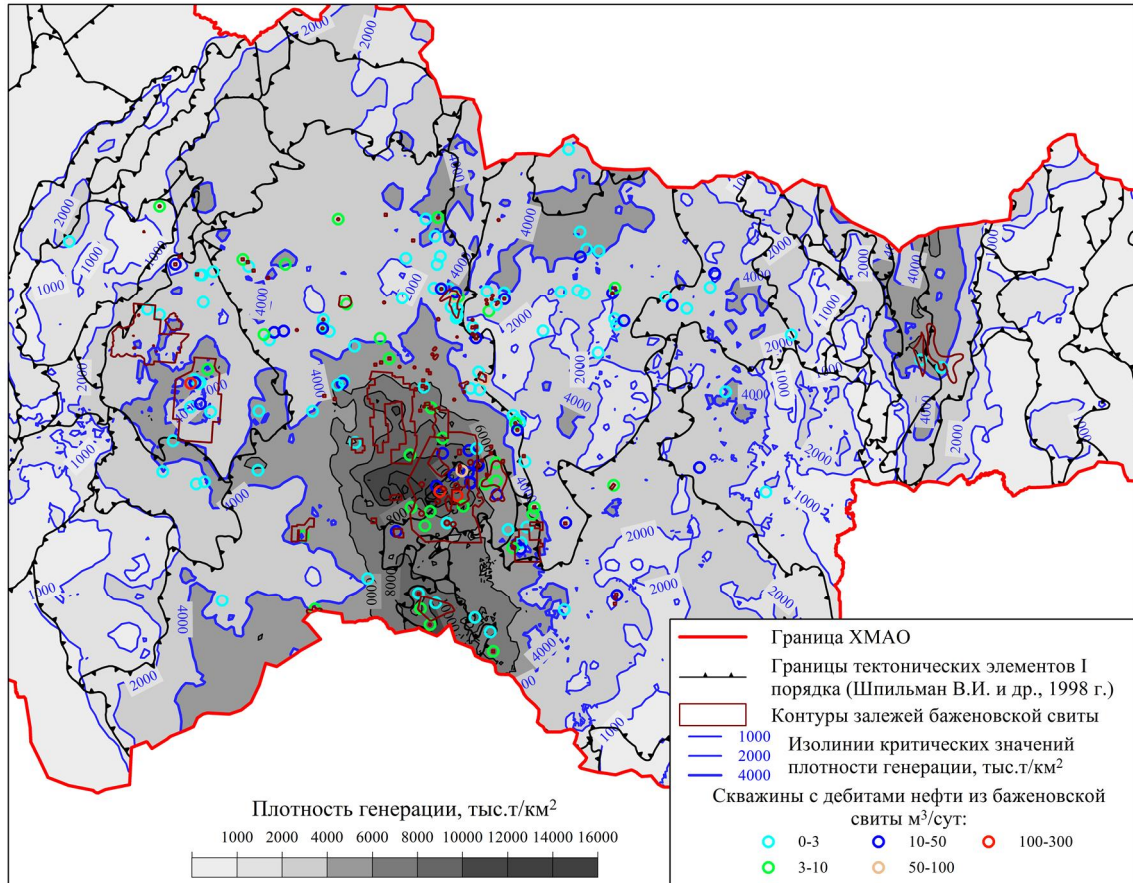


Рисунок 4.11 - Схема распределения плотности генерации UB с выявленной нефтеносностью

[Оксенойд и др., 2017]

Практически все скважины с притоками попадают в центральную зону с плотностью генерации, превышающую 2 млн. т/км². Выделенная зона осложняется областями с более высокими и более низкими значениями плотности генерации. Крупная аномалия с плотностью генерации, превышающей 4 млн. т/км², охватывает наиболее крупные по запасам залежи (на Салымском, Приобском, частично Краснотенинском, Верхнесалымском и 3-Эргинском месторождениях). На Салымском и Верхнесалымском месторождениях значение плотности генерации превышает 10 млн. т/км². Несколько более мелких аномалий с плотностью

генерации >4 млн. т/км² выделяется на севере Сургутского свода и в зоне его сочленения с Фроловской мегавпадиной, они характеризуются наличием скважин с притоками.

На востоке рассматриваемой территории в зоне сочленения Тагринского мегавала и Толькинского мегапрогиба по изолинии 2 млн. т/км² выделяется субмеридиональная зона с плотностью генерации, достигающей 6 млн. т/км². Здесь открыты 2 залежи в баженовской свите на Колтогорском и Западно-Колтогорском месторождениях.

Пиролитический параметр T_{max} - температура максимальной интенсивности образования углеводородов при пиролизе образца породы - является кумулятивной характеристикой степени катагенеза органического вещества, отражая всю историю его преобразования.

Между T_{max} и отражательной способностью витринита R_0 существует устойчивая линейная связь в диапазоне от $R_0=0,5\%$ ($T_{max}=425^\circ\text{C}$) до $R_0=1,5\%$ ($T_{max}=475^\circ\text{C}$) [Лопатин, 1987]. Значения отражательной способности витринита $(0,5-0,7)\% < R_0 < 1,3\%$ являются граничными для главной зоны нефтегенерации [Тиссо и Вельте, 1981]. Следует отметить, что у разных исследователей граничные значения R_0 отличаются. Например, на модифицированных диаграммах Ван Кревелена в редакции Гончарова И.В. границам нефтяного окна (значениям R_0 0,5% и 1,15%) соответствуют величины T_{max} - 430°C и 460°C .

На карте средневзвешенного по толщине пачек баженовской свиты параметра T_{max} изотерма $T_{max}=430^\circ\text{C}$ на западе рассматриваемой территории (рисунок 4.12) пересекает Шаимский мегавал и Сергинское КП, на востоке - проходит по Александровскому мегавалу. Территория с выявленной нефтеносностью располагается в основном внутри изолинии $T_{max}=436^\circ\text{C}$. Она проходит западнее Красноленинского свода, пересекает Согомскую моноклираль, Фроловскую мегавпадину и Верхнесалымский мегавал и уходит на север через Юганскую мегавпадину и Нижневартовский свод. В зоне со значением параметра $430^\circ\text{C} < T_{max} < 436^\circ\text{C}$ получены единичные притоки, и

открыты залежи нефти в баженовской свите: на Сергинском КП и в Юганской мегавпадине.

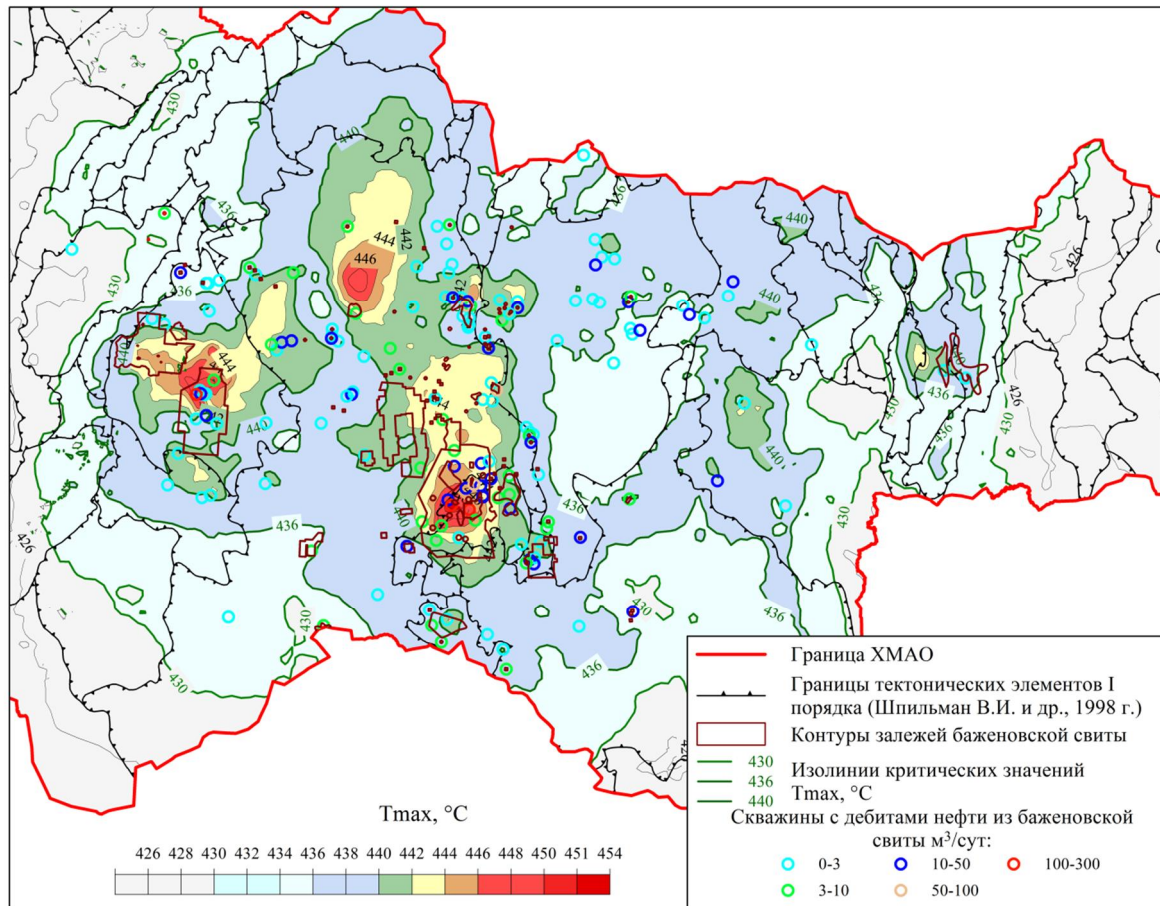


Рисунок 4.12 - Схема распределения параметра Tmax с выявленной нефтеносностью [Оксенойд и др., 2017]

По изотерме $T_{max}=440^{\circ}\text{C}$ выделяются 2 крупные зоны: в районе Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины. Они включают 45% приточных скважин и наиболее крупные по запасам залежи (на Салымском, Приобском и Красноленинском месторождениях). Небольшие зоны с $T_{max} > 440^{\circ}\text{C}$ обособились на севере Нижневартовского свода и в зоне сочленения Толькинского мегапрогиба и Тагринского мегавала, они характеризуются единичными притоками.

Из **термобарических факторов** рассмотрим только пластовые температуры, т.к. аномальные давления являются следствием, а не причиной естественной продуктивности баженовской свиты. Если бы можно было

построить прогнозную карту аномальных давлений, мы получили бы локализацию участков с естественной продуктивностью БС.

Температурные условия, как уже упоминалось выше, рассматриваются в качестве критерия для региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты практически всеми ее исследователями.

Современная пластовая температура отчасти отражает термическую историю отложений. Возмущения поля температур, обусловленные изменениями теплового потока, погружениями и воздыманиями территории, в масштабе геологического времени сравнительно быстро стабилизируются, переходя в стационарное состояние. Поэтому пластовая температура характеризует степень термической зрелости органического вещества опосредованно, в большей степени она характеризует современные (в геологическом смысле) процессы, протекающие в пласте, в том числе процессы катагенетического преобразования ОВ.

Согласно полученной карте пластовых температур большая часть рассматриваемой территории расположена в пределах зоны с температурами более 90°C (рисунок 4.13). Границы зоны проходят западнее Красноленинского свода и восточнее Толькинского мегапрогиба. На Сургутском и Нижневартовском сводах выделяются участки с более низкими температурами.

67% скважин с полученными притоками оконтуривается изотермой 100°C , которая трассируется в районе западных окраин Красноленинского свода и Согомской моноклинали, на востоке проходит по границе Сургутского свода и Фроловской мегавпадины, южнее захватывая западную часть Юганской мегавпадины. На востоке рассматриваемой территории зона с температурами $>100^{\circ}\text{C}$ выделяется на севере Сургутского свода и в Толькинском мегапрогибе. По изотермам 110°C выделяются два участка, включающие наиболее крупные по запасам залежи (на Салымском, Верхнесалымском и Красноленинском месторождениях). На Красноленинском и Салымском месторождениях температура превышает 130°C .

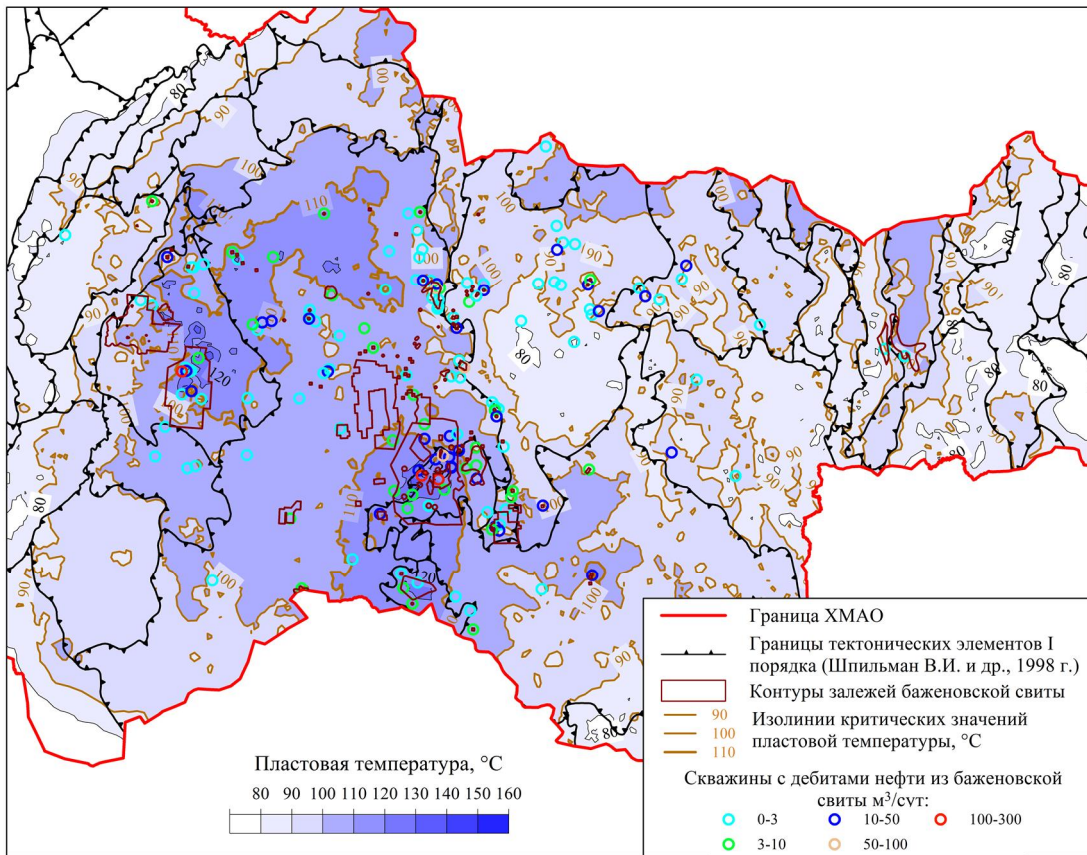


Рисунок 4.13 - Карта плоских температур баженновской свиты с выявленной нефтеносностью [Оксенойд и др., 2017]

На рисунке 4.14 представлены кроссплоты плотности генерации УВ, температуры максимальной интенсивности образования УВ при пиролизе (T_{max}) и плоской температуры баженновской свиты с ранжированными по величине дебитами нефти, полученными из баженновских отложений. Между рассматриваемыми параметрами существуют корреляционные связи, величины коэффициентов корреляции (квадратные корни из коэффициентов детерминации R^2) изменяются от 0.48 до 0.69. Наиболее сильная зависимость между плоской температурой и T_{max} . Оба эти параметра являются определяющими для степени зрелости ОВ.

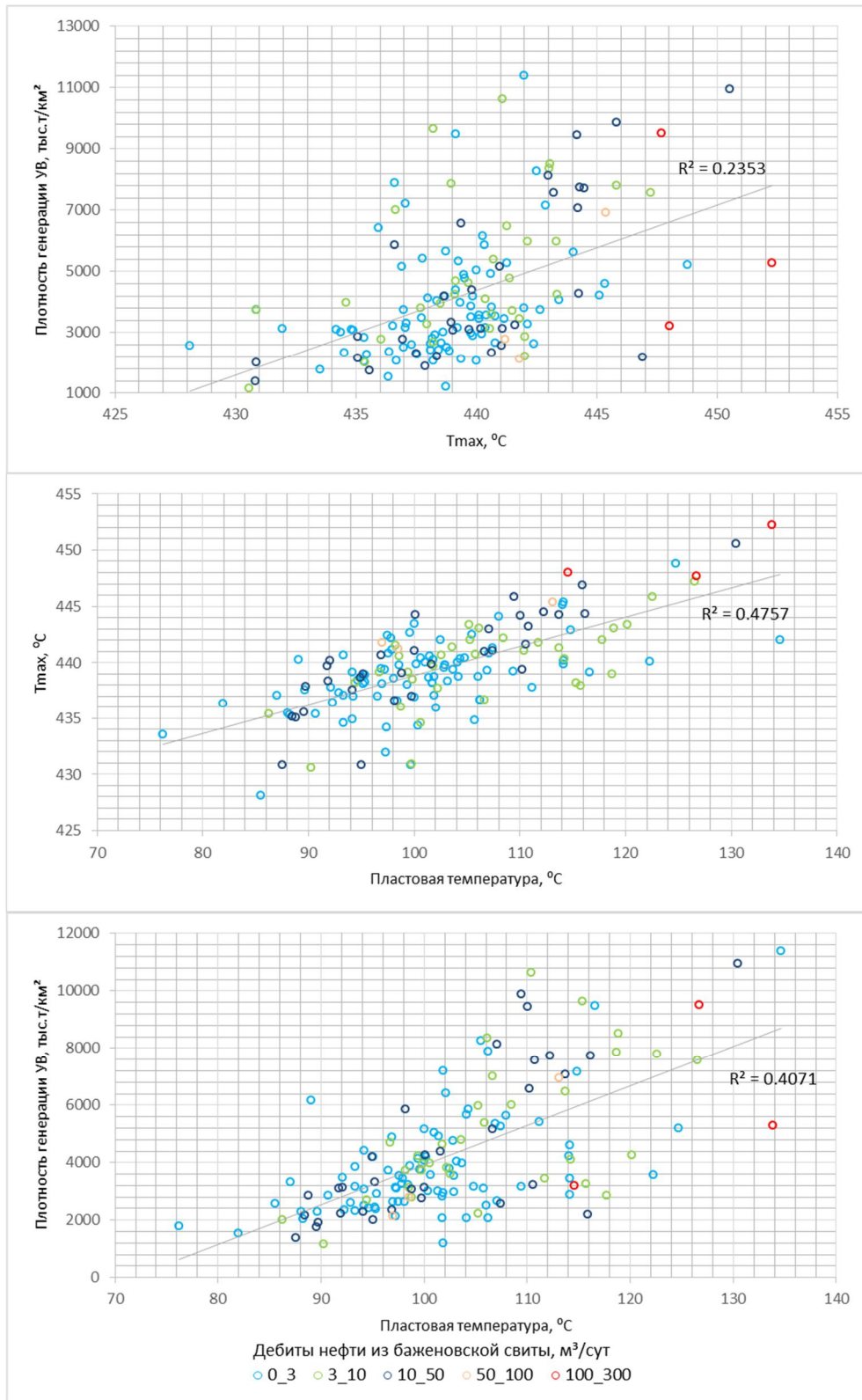


Рисунок 4.14 - Кроссплоты плотности генерации УВ, T_{max} и пластовой температуры БС

Более слабые связи между плотностью генерации УВ и пластовой температурой, а также T_{max} скорее всего объясняются тем, что этот параметр зависит не только от условий, в которых происходило созревание керогена, но и от качества ОВ (начального водородного индекса HI_0), а также литологических факторов (толщины и плотности пород свиты). Что касается величин притоков, то явной связи их с рассматриваемыми характеристиками не наблюдается.

4.3. Прогноз региональных перспектив естественной продуктивности баженовской свиты

В результате проведенного анализа диссертантом выявлены характеристики баженовской свиты, связанные с естественной продуктивностью [Оксенойд и др., 2017]: плотность генерации углеводородов, термическая зрелость органического вещества и пластовая температура.

Наложением друг на друга рассмотренных карт-схем плотности генерации УВ, параметра T_{max} и пластовой температуры баженовской свиты с выбранными критическими значениями параметров получена *обобщенная прогнозная карта-схема региональных перспектив естественной продуктивности баженовской свиты* (рисунок 4.15). Карта была представлена на V научно-технической конференции «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений» (г. Санкт-Петербург, 2016 г); продемонстрирована и опубликована в материалах совместного семинара EAGE/SPE 2017 «Наука о сланцах: проблемы разведки и разработки» (Москва, 2017 г) и в материалах конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» [Оксенойд и др., 2017].

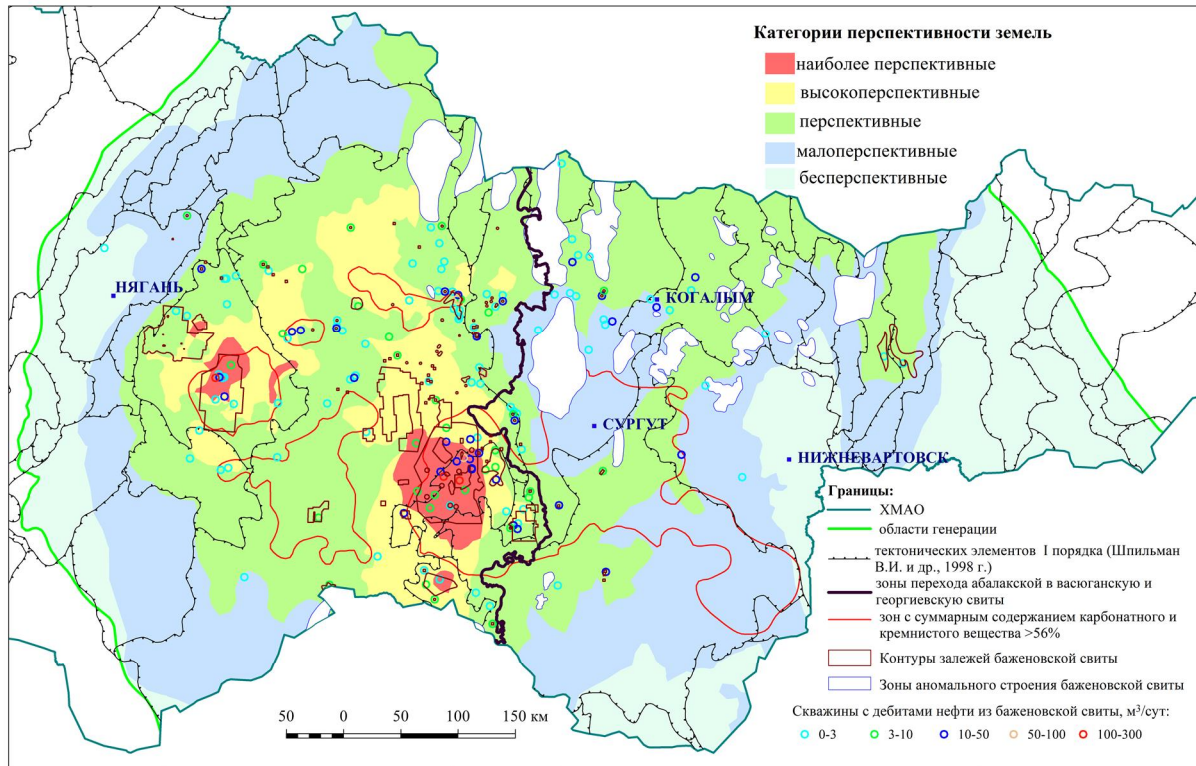
На карту нанесены границы области генерации, которые проводились с учетом концентрации $S_{орг}$, глубины залегания пород, пластовых температур и характеристик ГИС.

Вынесена граница зоны перехода абалакской в васюганскую и георгиевскую свиты, восточнее которой наблюдается существенное уменьшение толщины флюидоупора между баженовской нефтематеринской породой и отложениями васюганского нефтегазоносного комплекса, что влияет на перспективы нефтегазоносности. Также на карту нанесены зоны повышенного суммарного содержания кремнистого и карбонатного вещества (>56%) и зоны аномальных разрезов баженовской свиты.

Выделены пять категорий земель различной степени перспективности.

Участки первой категории, отнесенные к *наиболее перспективным*, характеризуются максимальными значениями трех выбранных прогнозных

параметров $T_{\max} > 440^{\circ}\text{C}$, пластовая температура баженовской свиты $> 110^{\circ}\text{C}$, плотность генерации УВ > 4 млн. т/км². Это район Салымского и Верхнесалымского месторождений и участки на Красноленинском своде. Величины полученных здесь притоков по выборке из 23 скважин распределяются следующим образом: 0-3 м³/сут (35%), 3-10 м³/сут (17%) и более 10 м³/сут (48%), максимальные - более 100 м³/сут.



категория перспективности	кол-во скважин	доля скважин с притоком, %		
		0-3 м ³ /сут	3-10 м ³ /сут	>10 м ³ /сут
наиболее перспективные	23	35	17	48
высокоперспективные	27	44	37	19
перспективные	70	60	21	19
малоперспективные	13	69	8	23

Рисунок 4.15 - Прогнозная карта-схема региональных перспектив естественной продуктивности баженовской свиты [Оксенойд и др., 2017] с добавлениями

Участки второй категории - *высокоперспективные*, в пределах которых 2 любых прогнозных параметра характеризуются максимальными значениями. Это области в районе Красноленинского свода, на севере и по восточному борту Фроловской мегавпадины. К ним приурочены залежи на Правдинско-Салымском, Приобском, Сахалинском, Малобалыкском и других месторождениях. По

выборке из 27 скважин они характеризуются притоками: 0-3 м³/сут (44%), 3-10 м³/сут (37%) и более 10 м³/сут (19%), максимальные 18 и 32 м³/сут - на Правдинско-Салымском месторождении.

Участки третьей категории - *перспективные*, в пределах которых величины 2 любых прогнозных параметров находятся в среднем диапазоне значений: $436 < T_{\max} < 440^{\circ}\text{C}$, пластовая температура баженовской свиты от 100°C до 110°C , плотность генерации УВ от 2 до 4 млн т/км². Эти зоны, как правило, окружают земли более высокой категории перспективности.

Перспективные земли простираются к западу от границы зоны перехода абалакской в васюганскую и георгиевскую свиты сплошным ареалом до Красноленинского свода включительно. К востоку от вышеупомянутой границы они развиты зонально: полосой вдоль северной границы ХМАО до Толькинского мегапрогиба на востоке, а также на севере и северо-западе Юганской мегавпадины. К ним приурочены залежи на Западно-Эргинском, Ай-Пимском, Малобалыкском и Колтогорских месторождениях. Величины притоков по выборке из 70 скважин распределились следующим образом: 0-3 м³/сут (60%), 3-10 м³/сут (21%) и более 10 м³/сут (19%), максимальные 55 и 64 м³/сут - на Айпимском и Маслиховском месторождениях, соответственно. Следует отметить, что выборка полученных притоков по перспективным землям более представительная, чем рассмотренные выше (70 скважин против 27 по перспективным и 23 по наиболее перспективным землям).

Участки четвертой категории - *малоперспективные*, в пределах которых величины 2 любых прогнозных параметров попадают в нижний диапазон значений: $430 < T_{\max} < 436^{\circ}\text{C}$, пластовая температура баженовской свиты от 90°C до 100°C , плотность генерации УВ от 1 до 2 млн. т/км². Они примыкают к перспективным землям. Расположены на западе рассматриваемой территории, к востоку от границы зоны перехода абалакской в васюганскую и георгиевскую свиты выделяются на Сургутском и Нижневартовском сводах, в Юганской мегавпадине.

По выборке из 13 скважин они характеризуются притоками: 0-3 м³/сут (69%), 3-10 м³/сут (8%) и более 10 м³/сут (23%).

Участки пятой категории - *бесперспективные*, в них притоки не получены, они примыкают к границам генерации на западе и на востоке рассматриваемой территории, а также выделены на Нижневартовском своде и на юге Юганской мегавпадины.

При выборе перспективных участков для поисков залежей в баженовской свите необходимо учитывать расположение зон с аномальным строением разрезов, они сокращают площадь перспективных земель в основном к востоку от границы зоны перехода абалакской в васюганскую и георгиевскую свиты.

В качестве наиболее перспективных территорий с точки зрения естественной продуктивности баженовской свиты следует рассматривать район Красноленинского свода, северо-западный и восточный борта Фроловской мегавпадины, к перспективным можно отнести земли к югу от Красноленинского свода, север Сургутского свода с прилегающей с востока территорией вплоть до Толькинского мегапрогиба, а также западную и северную части Юганской мегавпадины.

Сопоставим полученную карту-схему с картой-схемой, представленной в работе М.Ю. Зубкова [Зубков, 2016]. Им выделено 4 категории земель различной перспективности с потенциальными дебитами более 10 м³/сут (I категория), 3-10 м³/сут (II категория), 1-3 м³/сут (III категория), 0.1-0.5 м³/сут (IV категория) и бесперспективные - с дебитами менее 0.1 м³/сут. В западной части ХМАО-Югры области перспективных земель на обеих схемах в целом совпадают, к востоку от границы зоны перехода абалакской свиты в васюганскую участки перспективных земель отличаются по размеру и форме, и, в целом, площадь бесперспективных земель на сравниваемой схеме больше, чем на полученной диссертантом. Можно отметить, что по Зубкову земли второй категории перспективности, выделенные на Красноленинском своде и в восточной половине Фроловской мегавпадины простираются до северо-западной окраины Сургутского свода включительно, тогда как выделенные автором соответствующие высокоперспективные земли не

выходят за рамки Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины и совпадают с подковообразной зоной, выделяемой на картах пластовых температур бажендовской свиты и максимальных температур образования УВ при пиролизе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для решения поставленных в работе задач автором был использован большой объем фактической информации: данные исследований керна баженовских отложений более чем из 200 скважин, в том числе макроописания керна, выполненные автором (более 90 скважин), результаты РСА, РФА, пиролиза, петрографические шлифы. Автор проанализировал фильтрационно-емкостные свойства по 192 образцам керна из 22 скважин. Для районирования территории по свойствам нефтей были использованы параметры из баланса запасов по 3806 залежам. При анализе выявленной нефтеносности баженовской свиты использовались данные испытаний 339 скважин.

Проведенные исследования позволили получить результаты и сделать выводы о минерально-вещественном составе отложений баженовской свиты, фильтрационно-емкостных свойствах ее литотипов, свойствах нефтей и керогена, параметрах, существенных для прогноза региональных перспектив баженовской свиты.

Ниже приводятся основные выводы диссертационного исследования.

На основании выполненного расчета по выборке из более 3000 образцов установлены содержания основных породообразующих компонентов баженовских отложений: кремнистого, глинистого и органического вещества, средние значения которых превышают 40%, 20% и 10%, соответственно. Средняя карбонатность составляет около 10%, средние содержания пирита и альбита 6-7%.

Среди глинистых минералов центральной высокоуглеродистой зоны баженовского горизонта более половины приходится на гидрослюда (57%), около трети на смешаннослойные минералы (29%). Содержание каолинита и хлорита значительно ниже.

В баженовских отложениях преобладают микститы – породы смешанного состава, около трети составляют существенно кремнистые разности – силициты. На долю аргиллитов и карбонатов вкуче приходится менее 10% выборки.

Отличия в минерально-вещественном составе, выявленные при сравнении с опубликованными данными, обусловлены, скорее всего, разницей в строении разрезов баженовских отложений в разных частях Западно-Сибирского бассейна.

На основании сопоставления выделенных классов пород баженовской свиты с их фильтрационно-емкостными свойствами и индексом нефтенасыщения по пиролитическим данным установлено, что относительно повышенными ФЕС характеризуются силициты и микститы кероген-кремнистые. Комплексование петрофизических и пиролитических параметров обуславливает выделение в качестве наиболее перспективных объектов с точки зрения получения притоков «собственно» силицитов.

Выполненный автором анализ верхнеюрско-меловых нефтей показал, что между такими параметрами как содержания серы, смол и асфальтенов, плотность и вязкость имеются корреляционные связи. Выделенные и закартированные по соотношению этих параметров четыре градации свойств нефтей, сопоставленные с распределением по территории типов керогена, подтверждают существование органофаций в баженовской свите, которые различаются, в том числе, генерационным потенциалом.

На основании сопоставления распределений по территории таких параметров как тип керогена, серосодержание нефтей, содержание пирита в породе и с учетом палеогеографических условий автором предложено и обосновано отнесение керогена с начальным водородным индексом >600 мг УВ/г Сорг к разновидности керогена типа II_S.

Сопоставление выявленной нефтеносности баженовской свиты с различными литологическими, термобарическими и геохимическими параметрами позволило установить характеристики БС, связанные с естественной продуктивностью: плотность генерации углеводородов, термическая зрелость органического вещества и пластовая температура.

Наложением друг на друга карт-схем плотности генерации УВ, параметра T_{max} и пластовой температуры с выбранными критическими значениями

параметров получена обобщенная прогнозная карта-схема региональных перспектив естественной продуктивности баженовской свиты.

Выделены пять категорий земель различной степени перспективности. В качестве наиболее перспективных территорий с точки зрения естественной продуктивности баженовской свиты следует рассматривать районы Красноленинского свода, северо-западного и восточного бортов Фроловской мегавпадины и Салым, к перспективным можно отнести земли к югу от Красноленинского свода, север Сургутского свода с прилегающей с востока территорией вплоть до Толькинского мегапрогиба, а также западную и северную части Юганской мегавпадины.

Список сокращений и условных обозначений

- БГ - баженовский горизонт
БС - баженовская свита
ГлВ – глинистое вещество
КбВ – карбонатное вещество
КрВ – кремнистое вещество
К_п - коэффициент пористости
К_{пр} - коэффициент проницаемости
МК₁-МК₅ – стадии мезокатагенеза
НГК – нефтегазоносный комплекс
ЗСНГП – Западносибирская нефтегазоносная провинция
НГБ – нефтегазоносный бассейн
НГО – нефтегазоносная область
ОВ - органическое вещество
РСА – рентгеноструктурный анализ
РФА – рентгенофлюоресцентный анализ
РЭМ – растровая электронная микроскопия
Сорг - концентрация органического углерода
ССО - смешаннослойные образования
СФР – структурно-фациальный район
ТОС - (англ. total organic carbon) концентрация органического углерода
УВ - углеводороды
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

1. Алексеев А.Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широкого Приобья: автореферат дис. кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 /Алексеев Алексей Дмитриевич; - Москва, 2009. - 25 с.
2. Алексеев А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. [Электронный ресурс].- ROGTEC MAGAZINE № 34, 35. Режим доступа: <http://www.rogtecmagazine.com/>
3. Алексеев А.Д. Литологические особенности строения нижнетутлеимской подсвиты Фроловской нефтегазоносной области в связи с особенностями её нефтеносности / А.Д. Алексеев, В.Д. Немова, В.Н. Колосков // Геология нефти и газа. 2009 - № 2 - С.27-33.
4. Афанасьева М.С. Радиолярии как потенциально возможное исходное органическое вещество нефти / М.С. Афанасьева, М.В. Михайлова // Геология нефти и газа. -1998.- №1.- С.12-21.
5. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю.В. Брадучан, Ф.Г. Гурари, В.А. Захаров и др.// Новосибирск: Наука, 1986, 216 с.
6. Балущкина Н.С. /Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов: автореферат дис. кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 /Балущкина Наталья Сергеевна; - Москва, 2013. - 27 с.
7. Балущкина Н.С. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти из них / Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков, Т.А. Кирюхина и др. - // Геология нефти и газа 2013 - № 3 - С.48-61

8. Билибин С.И. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти/ С.И. Билибин, Г.А. Калмыков, Н.С. Балущкина и др. // Недропользование XXI век. 2015. №1 (51). С. 34-45
9. Билибин С.И. Алгоритмы определения подсчетных параметров и методика оценки подвижных запасов V1 и ресурсов V2 и V3 баженовской свиты по Салымской группе месторождений / С.И. Билибин, Л.В. Валова, Т.Ф. Дьяконова и др.// Геофизика, 2015, №3, С. 37-50.
10. Билибин С.И. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты // С.И. Билибин, Г.А. Калмыков, Д.И. Ганичев и др. // Геофизика, 2015, №3, С. 5-14.
11. Богородская Л.И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация / Л.И. Богородская, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев // Издание: СО РАН, Новосибирск, 2005 г., 254 стр.
12. Брехунцов А.М. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород / А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров // Вестник ЦКР Роснедра – 2010 - №6. С. 3-14.
13. Вакуленко Л.Г. Юрские ихнофашии Западно-Сибирской плиты и их значение для реконструкции обстановок осадконакопления / Л.Г. Вакуленко, П.А. Ян // Новости палеонтологии и стратиграфии – Приложение к журналу «Геология и геофизика», Т. 42. 2001 - вып. 4 - С. 83-93.
14. Волков В.А. Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири / В.А. Волков, Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд и др. //Геология и минеральные ресурсы Сибири №3(27), 2016, С. 79-98.
15. Волков В.А. К вопросу о типе органического вещества пород баженовской свиты / В.А. Волков, Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд и др. // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, №28 - Тюмень, 2016. С. 3-18.

16. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях бажендовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век.-2017.-№ 4. - С. 68–101.
17. Гаврилов А.Е. Целевая классификация пород бажендовской свиты (на примере месторождений центральной части Западной Сибири) / А.Е. Гаврилов, Е.А. Жуковская, М.А. Тугарова и др. // Нефтяное хозяйство, 2015, № 12, С. 38—40.
18. Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов и др. - Издательство МГУ, Москва, 2000 г., 384 стр.
19. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири / И.В. Гончаров - М.: Недра, 1987, 181 с.
20. Гончаров И.В. Генерационный потенциал органического вещества пород бажендовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И.В. Гончаров, С.В. Фадеева, В.В. Самойленко и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №11. – С.12-16.
21. Гончаров И.В. Типы и катагенез органического вещества бажендовской свиты и ее возрастных аналогов / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов и др. // Нефтяное хозяйство, 2016, №10, С. 20-25.
22. Гурари Ф.Г. Формирование залежей нефти в аргиллитах бажендовской свиты Западной Сибири / Ф.Г. Гурари, И.Ф. Гурари // Геология нефти и газа. -1974.- №5.-С.36-40
23. Гурари Ф.Г. Новые данные об условиях образования бажендовской свиты / Ф.Г. Гурари, А.В. Гольберт, В.А. Захаров // Новые данные по стратиграфии и палеогеографии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Сборник научных трудов. - Новосибирск, СНИИГГиМС, 1983, С.5-17.
24. Гурари Ф.Г. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах бажендовской свиты / Ф.Г. Гурари, Э.Я. Вайц, В.Н. Меленевский и др. // М: Недра. 1988, 197 с.

25. Дахнова М.В. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широкого Приобья / М.В. Дахнова, Е.С. Назарова, В.С. Славкин и др. // Геология нефти и газа, 2007, №6, С. 39-43.
26. Дахнова М.В. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров / М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова и др.// Oil and gas geology, 2015, №4, С. 55-61.
27. Дир У. А. Породообразующие минералы. Том 3. Листоватые силикаты. / У. А. Дир, Р.А. Хауи, Дж. Зусман // Перевод с английского М.А, Лицарева, П.П. Смолина, В.И. Финько, под редакцией В.П. Петрова. Изд-во: «Мир», Москва, 1966, 317 с.
28. Ермолова Т.Е. Литологические признаки дизъюнктивных дислокаций (латеральных флюидоупоров) в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири / Т.Е. Ермолова // Геология нефти и газа. – 2003. - №4. – С. 14-19.
29. Занин Ю. Н. О двух вещественно-генетических типах черных сланцев баженовской свиты / Ю. Н. Занин; А. Г. Замирайлова, В.Н. Меленевский // Докл. АН СССР. – 1999.-Т. 368. - № 1.
30. Занин Ю.Н. О роли скелетного и бесскелетного биогенного материала в формировании органического вещества баженовской свиты / Ю.Н. Занин; А.Г. Замирайлова; В.Р. Лившиц и др. // Геология и геофизика. - 2008. - Т. 49, N 4. - С. 357-366
31. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии / В.А Захаров //Эволюция биосферы и биообразования. К 70-летию А.Ю.Розанова. - М.: Т-во научных изданий. К.М.К. -2006. – С 552-564.
32. Зубков М.Ю. Изменение состава и свойств нефтей верхнеюрских отложений месторождений Западной Сибири / М.Ю. Зубков, В.А. Ершов, В.С. Носова // Геология нефти и газа, № 5. 1983. С.48-52.

33. Зубков М.Ю. Вещественный состав и условия образования пород баженовской свиты Салымского месторождения / М.Ю. Зубков, В.В. Мормышев // Литология и полезные ископаемые, № 2, 1987, С. 73-80.
34. Зубков М.Ю. Процессы нефтегенерации и формирование пустотного пространства за счет керогена баженовской свиты / М.Ю. Зубков // Тюмень, Горные ведомости №8, 2015, С. 22-38.
35. Зубков М.Ю. Региональный и локальный прогнозы нефтеносности баженовской и абалакской свит (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков // Горные ведомости №3-4, Тюмень, 2016, С. 46-68.
36. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. Дисс. на соискание ученой степени доктора г.-м. н.: 25.00.12 / Калмыков Георгий Александрович. Москва, 2016. - 391 с. Режим доступа: <https://istina.msu.ru/dissertations/22224192/>
37. Карнюшина Е.Е. Кремнистые породы нефтеносной баженовской свиты Красноленинского свода (Западная Сибирь) / Е.Е. Карнюшина // Вестник Московского университета, 2003 -№6 - С. 19-27.
38. Козлова Е.В. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) // Е.В. Козлова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков и др. / Вестник Московского университета. Серия 4: Геология.- 2015, № 5, С. 44-53
39. Козлова Е.В. Формы нахождения углеводородов в породах баженовской свиты / Е.В. Козлова, Г.А. Калмыков, Д.И. Ганичев и др. // Геофизика, 2015, №3, С. 15-22.
40. Конторович А.Э. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты // А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Ю.Н. Занин и др. / Геология и геофизика, 1998, т.39, №11, с 1477-1491.

41. Конторович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика.- 2013.- Т.54.- №8.- С. 972-1012.
42. Конторович А.Э. Классификация пород баженовской свиты // А.Э. Конторович, П.А. Ян, А.Г. Замирайлова и др. / Геология и геофизика, 2016, т.57, №11, С. 2034-2043.
43. Костенко О.А. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн) / О.А. Костенко // [Электронный ресурс]. - Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. - т. 9. - № 1. –Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/12_2014.pdf
44. Кудаманов А.И. Баженовская свита Западной Сибири. Мифы и заблуждения / А.И. Кудаманов //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2016, №8 – С. 54-62.
45. Куликова Н.К. Альгофлора в формировании органического вещества высокоуглеродистой волжско-берриасской баженовской свиты Западной Сибири / Н.К. Куликова, Е.Г. Раевская, О.В. Шурекова //Водоросли в эволюции биосферы / Материалы I палеоальгологической конференции. 25–28 февраля 2013 г. - Москва: ПИН РАН. 2013. С. 59-62
46. Лебедева Г.В. Методика изучения вещественного состава доманикитов при прогнозе нефтегазоносности / Г.В. Лебедева // Методы оценки сложных коллекторов. Л., 1988, С. 129-140.
47. Локальный прогноз залежей нефти баженовской свиты / Мин-во геол. СССР, Всесоюз. нефт.науч. – исслед. геол.-развед. ин-т: Е.Ю. Блинкова и др.; Под ред. Т.В Дорощевой. - Москва, Недра, 1992, 142 с.
48. Лопатин Н.В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец // М: Наука. 1987, 144 с.
49. Лопатин Н.В. Нефтегенерационные свойства баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского автономного округа / Н.В. Лопатин, Т.П.

- Емец // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск. 1999. Т. 1. С. 116-123.
- 50.Немова В.Д. Литология и коллекторские свойства отложений баженовского горизонта на западе Широкого Приобья.- Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.06; 25.00.12 / Немова Варвара Дмитриевна – М., 2012, 23 с.
- 51.Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины / В.Д. Немова //Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. СПб.: ВНИГРИ, 2012 - т. 7 - № 2; Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2012.pdf.
- 52.Немова В.Д. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтеносности отложений баженовской свиты // В.Д. Немова, Е.П. Атяшева, И.В. Панченко и др. / Геология нефти и газа, издательство Геоинформмарк (М.), том 2014, № 6, С. 36-48
- 53.Неручев С.Г. Уран и жизнь в истории Земли. / С.Г. Неручев // Л.: 1982. 208 с.
- 54.Нестеров И.И. Нефтегазоносность глинистых битуминозных пород // Строение и нефтегазоносность баженигов Западной Сибири // Сборник научных трудов. Тюмень, издание ЗапСибНИГНИ, 1985, С. 3-19.
- 55.Нестеров И.И. Особенности терминологии и классификации битуминозных пород / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский // Строение и нефтегазоносность баженигов Западной Сибири. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1985 - с. 19-26.
- 56.Нестеров И.И. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород / И.И. Нестеров, А.М. Брехунцов // Вестник ЦКР Роснедра, 6/2010 - С.3-16.
- 57.Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири// Мин-во геологии РСФСР; ЗапСибНИГНИ. – М.: Недрa, 1987. С. 40-134.
- 58.Оксенойд Е.Е.. Литология коллекторов баженовской свиты по результатам изучения керна западной части Фроловской мегавпадины (Западная Сибирь)

- / Е.Е. Оксенойд, А.Г. Мухер, Е.В. Олейник // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО”. Восемнадцатая научно-практическая конференция. Ханты-Мансийск, ОАО “Тюменский дом печати”. 2015 г. Т.1, С.79-86.
59. Оксенойд Е.Е. Региональный прогноз естественной продуктивности баженских отложений в центральной части Западно-Сибирской НГП / Е.Е. Оксенойд, Е.В. Олейник // [Электронный ресурс] // Совместный семинар EAGE/SPE 2017 "Наука о сланцах: проблемы разведки и разработки".- Режим доступа: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=87784>
60. Оксенойд Е.Е. Региональный прогноз естественной продуктивности баженских отложений в центральной части Западно-Сибирской НГП / Е.Е. Оксенойд, В.А. Волков, Е.В. Олейник и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО”. Двадцатая научно-практическая конференция. Ханты-Мансийск, ООО “ИздатНаукаСервис”. 2017 г. Т.1, С.153-162.
61. Оксенойд Е.Е. Типы керогена баженской свиты по данным пиролиза и их сопоставление с параметрами нефтей / Е.Е. Оксенойд, В.А. Волков, Е.В. Олейник и др. // Известия вузов. Нефть и газ. - 2017. - № 5. - С. 34-43.
62. Оксенойд Е.Е. Характеристика минерально-вещественного состава пород баженского горизонта в центральной части Западно-Сибирского НГБ / Е.Е. Оксенойд // Известия вузов. Нефть и газ. - 2018. - № 3. - С.20-28
63. Оксенойд Е.Е. Минерально-вещественный состав и фильтрационно-емкостные свойства баженских пород в центральной части Западной Сибири / Е.Е. Оксенойд, И.В. Козлов, Р.И. Баширов // Недропользование XXI век. 2018. № 1. С. 30–37
64. Олейник Е.В. Строение баженско-абалакского нефтегазоносного комплекса / Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд // [Электронный ресурс] // Совместный семинар EAGE/SPE 2017 "Наука о сланцах: проблемы разведки и разработки".- Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=87783>

65. Панченко И.В. Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири / И.В. Панченко, Н.С. Балушкина, Е.Ю. Барабошкин и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2015, том 10, № 2, С. 1-29
66. Панченко И.В. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керн и ГИС / И.В. Панченко, В.Д. Немова, М.Е. Смирнова и др. // Геология нефти и газа, 2016, № 6, С. 22-34
67. Предтеченская Е.А. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты / Е.А. Предтеченская, Л.А. Кроль, Ф.Г. Гурари и др. // Литосфера. 2006. № 4. С. 131-148
68. Прищепа О.М. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский и др. // СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – (Труды ВНИГРИ). 323 с.
69. Решение VI Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
70. Ровнина Л.В. К вопросу о вещественном составе баженовской свиты Западной Сибири / Л.В. Ровнина, Р.А. Конышев, Т.К. Садовникова // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири / Научные труды ИГиРГИ. - М., 1980, С. 148-175.
71. Розен О.М. Определение минерального состава осадочных пород по химическим анализам / О.М. Розен, Ю.А. Нистратов // Советская геология, 1984. № 3. С. 76-83
72. Розен О.М. Количественный минеральный состав осадочных пород: расчет по петрохимическим данным, анализ достоверности результатов

- (компьютерная программа MINLITH) / О.М. Розен, А.А. Аббясов // Литология и полезные ископаемые. 2003. №3. С. 299-312.
- 73.Самойленко В.В. Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов. Автореф. дис. к.г.-м.н. 25.00.09 / Самойленко Вадим Валерьевич - Томск, 2011, 22 с.
- 74.Сапьяник В.В. Палеоэкологические обстановки седиментации волжских доманикитов Западной Сибири / В.В. Сапьяник, А.Н. Алейников, Н.К. Могучева и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск. 2015. Т. 1. С. 94-104.
- 75.Саркисян С.Г. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии / С. Г. Саркисян, Д.Д. Котельников. - М.: Недра, 1980, 232 с.
- 76.Сидоренко О.В. Некоторые закономерности формирования и коллекторские свойства глинистых пород баженовской свиты Западной Сибири / О.В. Сидоренко, М.С.Зонн, М.В. Корж. - М., ИГиРГИ, 1986, С. 27-41
- 77.Скворцов М.Б. Новые данные о размещении нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений Западной Сибири / М.Б. Скворцов, Г.В. Кузнецов, Н.Д. Сурова, Е.А. Копилевич // Геология нефти и газа. – 2018.- № 2.- С. 89-96.
- 78.Славкин В.С. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широкого Приобья / В.С. Славкин, А.Д. Алексеев, В.Н. Колосков // Нефтяное хозяйство , 2007 – С. 100-105.
79. Справочник по литологии. Под ред. Н. Б. Вассоевича, В. Л. Либровича, Н. В. Логвиненко, В. И. Марченко. — М.: Недра, 1983. 509 с.
80. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Том 2. Закономерности состава и размещения гумидных отложений. / Н.М. Страхов - Москва, Издательство АН СССР, 1960. С. 317-332.
- 81.Стрижнев К. Опыт разработки нетрадиционных видов углеводородов на месторождениях «Газпром нефти» / К.В. Стрижнев // [Электронный ресурс].

ROGTEC MAGAZINE № 34. – Режим доступа:
<http://www.rogtecmagazine.com>

82. Стрижнев К.В. Выделение перспективных нефтегазоносных площадей для нетрадиционных коллекторов баженовской свиты / К.В. Стрижнев, Д.Е. Заграновская, В.В. Жуков // Недропользование - XXI век .— 2015 .— №1 (51) .— С. 48-53
83. Строеение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири. Сборник научных трудов под ред. член-кор. АН СССР И.И. Нестерова. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. — 1985. 173 с.
84. Ступакова А.В. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти / А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, Н.П. Фадеева и др. // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология 2015, №3, С. 3-10
85. Шалдыбин М.В. Петрография и минералогия глин аномально люминесцирующих прослоев баженовской свиты Западно-Сибирского осадочного бассейна / М.В. Шалдыбин, В.В. Крупская, А.В. Глотов и др. // Нефтяное хозяйство, № 2, 2018, С. 36-40
86. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте - М.: Мир, 1981. - 504 с.
87. Ушатинский И.Н. Типы и состав пород баженовской свиты // Строеение и нефтеносность баженовской свиты / И.Н. Ушатинский, В.С. Харин.- Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1985, С. 54—64
88. Ушатинский И.Н. Геохимия породообразующих и малых элементов баженовской свиты Среднего Приобья / И.Н. Ушатинский, Л.М. Гаврилова, Л.Я. Волкова – В кн.: Геохимия сложнопостроенных месторождений нефти и газа. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988, С. 44-62.
89. Филина С.И. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири / С.И. Филина, М.В. Корж, М.С. Зонн // Москва, Наука, 1984. -35 с.
90. Хафизов Ф.З. Анализ запасов нефти. / Ф.З. Хафизов - Тюмень: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2011, 228 с.

91. Хендерсон Д. Освоение месторождений нефти низкопроницаемых пород в России / Д. Хендерсон [Электронный ресурс]. ROGTEC MAGAZINE № 36, 37. Режим доступа: <http://www.rogtecmagazine.com/ru>
92. Чирков В.Л. Степень геологической изученности баженовской свиты территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» / В.Л. Чирков, В.П. Сонич [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ncintech.ru/files/28-09-2010/1-prsnt-chirkov.pdf>
93. Шпильман В.И. Новая тектоническая карта Центральных районов Западной Сибири / В.И. Шпильман, Л.А. Солопахина, В.И. Пятков / Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. / Т. 1 Ханты-Мансийск: издательство «Путиведь», 1999.С.96-115.
94. Шурыгин Б.Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. / Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятов и др.// Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “ГЕО”, 2000 – 480 с.
95. Эдер В.Г. Ихнофоссилии баженовской и георгиевской свит верхней юры Западно-Сибирской плиты / В.Г. Эдер, Ю.Н. Занин, А.Г. Замирайлова // Геология и геофизика, 2003 –Т. 44 - №6, - С. 517-524.
96. Эдер В.Г. Некоторые типы разрезов верхнеюрских отложений баженовской и георгиевской свит Обь-Иртышского междуречья / В.Г. Эдер // Геология и геофизика, 2006 - т.47 - №6 - С. 746-754.
97. Эдер В.Г. Особенности литологического состава основных типов разрезов баженовской свиты / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин и др. // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 96-106
98. Эдер В.Г. Особенности формирования баженовской свиты при переходе от юры к мелу в центральной части Западной Сибири / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин и др. // Литосфера. – 2015. – № 3. – С. 17-32
99. Эдер В.Г. Литология баженовской свиты в районах Хантейской гемиянтеклизы и Межовского мегамыса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, И.А. Жигульский // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 87-96

100. Эдер В.Г. Локализация повышенных концентраций аутигенных минералов на границе баженовской свиты и вмещающих отложений как результат диагенетической миграции (на примере анализа распространения пирита и барита) / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. VII Всероссийское совещание. 18-22 сентября 2017 г., Москва, ГИН РАН, 2017, С. 251-254.
101. Эдер В.Г. Закономерности распространения кремнистых пород и «кокколитовой» пачки баженовской свиты / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, П.А. Ян // Геология и геофизика, 2017, №3-4, С. 511-521.
102. Эспиталие Дж. Оценка нефтеносности с помощью прибора Rock-Eval с компьютером // Дж. Эспиталие, С. Дроует, Ф. Макуис // Геология нефти и газа. 1994 - №1 - С. 23-32.
103. Юдович Я.Э. Геохимия черных сланцев / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис. - Л.: Наука, 1988. -272 с.
104. Ясович Г.С. К стратиграфии битуминозных отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской равнины. / Г.С. Ясович, М.Д. Поплавская. В кн.: Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносных мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Тюмень: изд. ЗапСибНИГНИ, 1975 - С. 28—57.
105. Baskin D.K. Early Generation Characteristics of a Sulfur-Rich Monterey Kerogen / D.K. Baskin, K.E. Peters // AAPG Bulletin, v. 76, no. 1, pp. 1–13.
106. Dembicki H.Jr. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals / H.Jr. Dembicki // AAPG Bulletin, v. 93, no. 3 (March 2009), pp. 341–356.
107. Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas / D.M. Jarvie // Part 2 – Shale-oil resource systems, in J. A. Breyer, ed., Shale reservoirs – Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97, p. 89-119.
108. Krumbein, W. E., 1983, Stromatolites—the challenge of a term in space and time // W. E. Krumbein // Precambrian Research, v. 20, p. 493-531.

109. Orr W.L. Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils / W.L. Orr //Advances in Organic Geochemistry 1985; Org. Geochem. 1986, 10, pp. 499-516.
110. Orr W.L. Geochemistry of Sulfur in Fossil Fuels / W.L. Orr, C.M White //ACS Symposium Series; American Chemical Society: Washington, DC, 1990. p. 1-29.
111. Pepper A.S. Simple kinetic models of petroleum formation. / A.S. Pepper, P.J. Corvit // Part I: oil and gas generation from kerogen.- Marine and Petroleum Geology, Vol. 12, No. 3, 1995. pp. 291-319
112. Peters K. E. Geochemistry of selected oils and rocks from the central portion of the West Siberian basin, Russia / K. E. Peters, A. Eh. Kontorovich, J. M. Moldowan & all // AAPG Bulletin, v. 77, no. 5, p. 863–887.
113. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. June 2013. Available at: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>
114. Shaldybin M.V. The mineralogy of the clayey-silty siliceous rocks in the Bazhenov Shale Formation (Upper Jurassic) in the west Siberian Basin, Russia: The role of diagenesis and possible implications for their exploitation as an unconventional hydrocarbon reservoir / M.V. Shaldybin, Y.M. Lopushnyak, I.V. Goncharov & all //Applied Clay Science 136 (2017) 75–89
115. Tissot B. Petroleum Formation and Occurrence /Tissot B. and Welte D. H., - Springer, Berlin, 1978. 538 pp.
116. Ulmishek G.F. «Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia / G.F. Ulmishek [U.S. Geological Survey Bulletin 2201], 2003, Available at: <http://pubs.usgs.gov/bul/2201/G/B2201-G.pdf>
117. Williams L.A. Subtidal Stromatolites in Monterey Formation and Other Organic-Rich Rocks as Suggested Source Contributors to Petroleum Formation / L.A. Williams // The American Association of Petroleum Geologists V. 68, No. 12 (December 1984). pp. 1879-1893.

118. Zhaoqian Liu. Oil families and mixed oil of the North–Central West Siberian basin, Russia / Liu Zhaoqian, J. Michael Moldowan, Alla Nemchenko-Rovenskaya & all // AAPG Bulletin, v. 100, no. 3 (March 2016), pp. 319–343

Фондовые материалы

119. Отчет по договору №18/2007 (07-33) с ГП НАЦ РН им. В.И. Шпильмана «Литогеохимическая и геохимическая характеристики мезозойских и кайнозойских отложений Западной Сибири». Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа (ЗапСибИПГНГ). Тюмень – 2007 г.
120. Отчет «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». Волков В.А. и др. Тюмень, 2016 г.
121. Отчет по договору № 7/14 «ИНГГ СО РАН» «Геологическая модель, литолого-геохимические и геолого-геофизические критерии прогноза нефтеносности, обоснование типа коллектора, бассейновое моделирование генерации, количественная оценка начальных геологических ресурсов нефти в баженовской свите Западно-Сибирской НГП». Российская Академия наук Сибирское отделение Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Новосибирск, 2016