

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
ИМ. А.А. ТРОФИМУКА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

СОТНИЧ ИНГА СЕРГЕЕВНА

**ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
СЕВЕРО-СУРГУТСКОГО РАЙОНА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

25.00.09 – геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
Костырева Елена Анатольевна
кандидат геолого-минералогических
наук

НОВОСИБИРСК
2022

Оглавление

Введение.....	3
Глава 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.....	13
1.1. Стратиграфия	14
1.2. Литология изученных разрезов	19
1.3. История изучения геохимии органического вещества баженовской свиты.....	22
1.4. Тектоническое строение.....	31
1.5. Палеогеография.....	33
1.6. Нефтеносность баженовской свиты.....	36
1.7. Строение нефтяных месторождений на территории исследования	38
Глава 2. МАТЕРИАЛ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОХИМИИ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА	47
2.1. Определение содержания органического углерода	49
2.2. Пиролиз Rock Eval	51
2.3. Холодная экстракция битумоидов хлороформом	55
2.4. Групповой хроматографический анализ битумоидов.....	57
2.5. Газожидкостная хроматография	58
2.6. Хромато-масс-спектрометрия	59
Глава 3. ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ СЕВЕРО-СУРГУТСКОГО РАЙОНА	66
3.1. Содержание органического углерода и пиролитические характеристики	66
3.2. Выхода хлороформенного битумоида и их групповой состав	80
3.3. Углеводородный состав битумоидов.....	88
3.3.1. Определение фациально-генетического типа органического вещества... ..	88
3.3.2. Определение катагенетической преобразованности (зрелости) органического вещества.....	104
Глава 4. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ СЕВЕРО-СУРГУТСКОГО РАЙОНА.....	114
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	127
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	130
СПИСОК РИСУНКОВ.....	164
СПИСОК ТАБЛИЦ	168

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования настоящей диссертации является органическое вещество баженовской свиты (волжско–раннеберриасского возраста) Северо-Сургутского района Западной Сибири. Границы Северо-Сургутского района взяты по [Конторович и др., 2018a].

Территория исследования находится в центральной части Западной Сибири, в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). В тектоническом отношении, исследуемая территория относится к зоне сочленения двух надпорядковых структур - Хантейской гемиантеклизы Среднеобской региональной ступени и Южно-Надымской мегамоноклизы, входящей в состав Ямало-Карской региональной депрессии [Конторович и др., 2001]. Интервал залегания баженовской свиты 2790-2905 м на Хантейской гемиантеклизе и 2980-3003 м на Южно-Надымской мегамоноклизе, мощность не превышает 25-30 м.

Актуальность и степень разработанности. В связи с существующей в настоящее время тенденцией истощения ресурсно-сырьевой базы нефтегазоносных бассейнов довольно актуальным представляется вопрос поиска и изучения нетрадиционных источников углеводородов. В этих условиях наибольшее внимание сосредоточено на тонкозернистых высокоуглеродистых ($C_{org} > 5\%$) породах морского происхождения, органическое вещество которых выступают источником формирования нефтяных месторождений, а сами породы могут выступать в качестве самостоятельного резервуара нефти. Среди основных этого типа толщ в России наиболее продуктивными по нефтегенерационному потенциалу и степени его аккумуляционной реализации являются баженовская свита Западной Сибири (>50% всей генерированной нефти континентальной части России), доманиковая формация Восточно-Европейской платформы (~25% всей нефти), а также куонамская и иниканская свиты Сибирской платформы [Конторович и др., 1967а, 1975, 1991б; Нестеров, 1979, 1985, 1986; Гурари, 1981; Геология..., 1981; Баженова, 2017; и др.]. По вероятностной количественной оценке, проведенной сотрудниками ИНГГ СО РАН (А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.Р. Лившиц и др.), в баженовской свите сосредоточено 150-500 млрд т (в центральных районах 65-100 млрд т)

геологических ресурсов нефти, в том числе 120-400 млрд т (в центральных районах 65-80 млрд т) – в «высокоемких» коллекторах; предварительная оценка извлекаемых ресурсов (при коэффициенте извлечения нефти 0,15) – примерно 18-60 млрд т нефти (в центральных районах 10-12 млрд т) [Конторович и др., 2014а; Конторович и др., 2019].

С 2012 года после успешного внедрения в США в промышленную эксплуатацию эффективных технологий добычи нефти и газа из залежей сланцевых пород (гидроразрыв пласта), баженовскую свиту также часто стали сравнивать с американскими черносланцевыми формациями Баккен (штат Северная Дакота), Игл Форд (юго-запад Техаса), Монтерей (штат Калифорния, США) и др. [Прищепа, Аверьянова, 2013; 2014; Алексеев, 2013; Байков, Байкова, 2013а,б]. Тем не менее, по своему составу и условиям формирования баженовская свита является уникальной [Конторович и др., 2014а], существенно отличаясь по литолого-фациальным характеристикам от остальных черносланцевых формаций.

На сегодняшний день баженовская свита выступает ключевым объектом для детальных литолого-геохимических исследований керна на макро и микроуровне, включая и входящее в его состав органическое вещество. Значительный вклад в его изучение в 1960-90-х гг. прошлого века внесли научные школы СНИИГ-ГИМСа (Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, М.М. Колганова, В.М. Мельникова, В.И. Москвин, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, А.С. Фомичев и др.), ВНИГРИ (С.Г. Неручев, С.Н. Белецкая, Г.М. Парпарова, Е.А. Рогозина, Г.П. Сверчков, К.А. Черников, В.А. Успенский и др.), ЗапСибНИГНИ (Г.Ф. Григорьева, И.И. Нестеров, А.В. Рыльков и др.). Полученная в этот период информация о распределении и составе ОВ не утратила своего значения и сегодня. В XXI веке после открытия «сланцевой нефти» интерес к баженовской свите возобновился. Наиболее активно в настоящее время изучением геохимии ОВ баженовской свиты занимаются коллективы ИНГГ СО РАН (А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, Е.В. Пономарева, А.Н. Фомин и др.), ВНИГНИ (М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова, М.Б. Скворцов и др.), ВНИГРИ (О.Ю. Аверьянова, О.М. Прищепа, И.Р. Макарова, А.А. Суханов и др.), МГУ (Н.С. Балущкина, Г.А.

Калмыков, Н.И. Коробова, А.В. Ступакова, Е.В. Щепетова, А.Ю. Юрченко и др.), НАО «СибНАЦ» (В.С. Бочкарев, Н.А. Фролова), НАЦ РН им. Шпильмана (В.А. Волков, Е.А. Оксенойд, Е.В. Олейник и др.), ОАО «ТомскНИПИнефть» (И.В. Гончаров, А.В. Глотов, Н.В. Обласов, С.В. Парначев, В.В. Самойленко, С.В. Фадеева и др.), ООО «ЗапСибГЦ» (М.Ю. Зубков, Е.О. Галенко и др.), ПАО «Лукойл» (В.Д. Немова, С.В. Арефьев и др.), РГУ (И.С. Гутман, И.Ю. Балабан, А.В. Постников, О.В. Постникова, Г.Н. Потемкин и др.) и ряда других организаций. Детальные исследования баженовской свиты осуществлялись, главным образом, для территории центральной части Западной Сибири, в основном в Салымском районе и на площадях Краснотинского свода, в меньшей степени на юго-восточных площадях Западной Сибири и в районе Сургутского и Нижневартовского сводов. Для представленного исследования выбран Северо-Сургутский район (север Хантейской гемиянтеклизы), в котором геохимия органического вещества баженовской свиты была изучена мало.

В связи с интересом к трудноизвлекаемой нефти в трещиноватых и трещинно-поровых коллекторах баженовской свиты [Временное..., 2017; Выписка из протокола №4 секции УВС ЭТС ГКЗ от 28.06.2019], современные геохимические исследования органического вещества баженовской свиты, в частности пиролиз пород до и после экстракции хлороформенных битумоидов в комплексе с химико-битуминологическим анализом, являются актуальными и выступают неотъемлемой частью общего комплекса работ, проводимых для оценки геологических ресурсов нефти баженовской свиты.

Цель работы: выявление особенностей геохимии органического вещества баженовской свиты Северо-Сургутского района и оценка перспектив ее нефтеносности.

Научная задача: исследование состава и строения органического вещества баженовской свиты Северо-Сургутского района на основе изучения его пиролитических характеристик, содержания $C_{орг}$, выходов битумоидов, группового и углеводородного состава для определения генетической природы, условий осадконакопления и степени катагенетической преобразованности, а также апробация и

обоснование методики исследований обогащенных органическим веществом осадочных пород, разработанной в ИНГГ СО РАН.

Фактический материал и методы исследования. Коллекция кернового материала отобрана сотрудниками ИНГГ СО РАН: Е.А. Костыревой, В.Г. Эдер. В работе исследован 429 образцов баженовской свиты, 35 образцов подачимовской толщи и 27 образцов георгиевской свиты из разрезов 4 скважин, пробуренных в Северо-Сургутском районе Западной Сибири: Дружная-322, Новоуртьягунская-187, Повховская-70 и Южно-Ягунская-306. Отбор образцов проведен детально (каждые 0,3-0,5 м) из всех изучаемых разрезов скважин, вплоть до выделения отдельных 10 см прослоев.

Исследования проводились по разработанной в ИНГГ СО РАН методике для обогащенных органическим веществом осадочных пород [Конторович и др., 2018a], включающей выделение и изучение хлороформенных битумоидов из открытого (образцы грубого дробления – ОГД, образцы регулярной формы – ОРФ) и закрытого (образцы мелкого дробления – ОМД) порового пространства пород, а также проведение пиролитических исследований до и после экстракции пород.

Для отобранной коллекции на экспресс-анализаторе АН-7529 определено содержание органического углерода $C_{орг}$ (в % на породу) в 399 образцах. Методом пиролиза в варианте «Rock-Eval» на приборе SourceRockAnalyzer (SR Analyzer-POPI, Humble Instruments) изучено 399 проб пород до экстракции, 244 проб пород после экстракции битумоидов из ОГД и 133 пробы пород после экстракции битумоидов из ОМД. Содержание битумоидов (в % на породу) определялось для 92 проб ОРФ (кубики или цилиндры), 254 проб ОГД и 252 проб ОМД методом холодной экстракции хлороформом (с использованием центрифугирования для ОГД и ОМД). Фракции насыщенных углеводородов битумоидов (598 проб), выделенные с помощью адсорбционной хроматографии, исследовались методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Исследование распределения алканов нормального и изопреноидного строения проводилось на хроматографе «Маэстро ГХ 7820». Циклические углеводороды-биомаркеры и ароматические соединения анализировались на газовом хроматографе Agilent

Technologies 6890 с масс-селективным детектором MSD 5973N.

При интерпретации геохимических данных учитывались результаты литологических (литотипы пород) и петрофизических исследований, полученные сотрудниками лаборатории седиментологии ИНГГ СО РАН (Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Родякин С.В., Ян П.А.) [Эдер и др., 2015, 2016, 2019а, б; Конторович и др., 2018б]. Наименования типов пород приведены согласно классификации А.Э. Конторовича с соавторами [Конторович и др., 2016].

Этапы исследования:

1. Литературный обзор геологического строения территории исследования (стратиграфия, литология, тектоника и нефтегазоносность) и геохимии органического вещества (ОВ) баженовской свиты;

2. Изучение и освоение геохимических методов (определения содержания $C_{орг}$, экстракции $b_{хл}$, пиролиза, адсорбционно-жидкостной хроматографии, газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии), согласно методике исследования геохимии органического вещества, разработанной в ИНГГ СО РАН для высокообогащенных ОВ, начиная с отбора образцов и их пробоподготовки;

3. Выявление закономерностей распределения органического вещества баженовской свиты и его пиролитических характеристик в разрезе и по площади территории исследования;

4. Сравнительный анализ группового состава выделенных хлороформенных экстрактов (битумоидов) из открытого и закрытого порового пространства пород баженовской свиты;

5. Определение генетического типа ОВ, условий его осадконакопления и преобразования в диагенезе по распределению углеводородов-биомаркеров и ароматических соединений;

6. Установление степени катагенеза ОВ пород по пиролитическим и биомаркерным данным в сравнении с углепетрографическими, выполненными А.Н. Фоминым [Фомин, 2011].

7. Проведение количественной оценки перспектив нефтеносности органического вещества баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Научная новизна. Единый отбор коллекции образцов с шагом не более 0,3 м для современных комплексных исследований (литологических, петрофизических и геохимических) позволил не только оценить качество и количество содержащегося органического вещества, но и определить закономерности его распределения в зависимости от литологического типа и пространственного строения породы. Установлено, что наилучшими нефтегенерационными характеристиками обладают обогащенные органическим веществом микститы, а силициты и карбонаты – потенциальные коллекторы баженовской свиты. Впервые проведено сравнение хлороформенных экстрактов из открытого и закрытого порового пространства пород баженовской свиты, изучен их углеводородный состав на молекулярном уровне. Доказана сходимость результатов определения группового состава битумоидов, извлеченных из образцов регулярной формы (кубики и цилиндры) и образцов грубого дробления (размерность до 0,5 см). Показано, что органическое вещество битумоидов закрытых пор менее преобразовано по сравнению с битумоидами открытых пор. Построена карта распределения плотности геологических ресурсов баженовской свиты для Северо-Сургутского района Западной Сибири.

Степень достоверности научных результатов обусловлена полнотой выхода керна в интервале баженовской свиты (95-100%); единым отбором образцов для комплексного литолого-геохимического исследования керна на макро-и микроуровне с необходимой частотой (шаг от 0,1 до 0,3-1,0 м) в зависимости от неоднородности разреза, что позволило проводить сравнительный анализ полученных результатов не только с опубликованными материалами, но и уточнять по отдельным образцам с данными, полученными литологами и петрофизиками; увеличением количества определений пористости и содержания битумоидов за счет образцов грубого дробления при оценке плотности геологических ресурсов; использованием современного оборудования; применением теоретически обоснованных методик интерпретации геохимических материалов на основе осадочно-миграционной теории нефтидогенеза.

Личный вклад автора. Автор участвовал в первичной пробоподготовке пород, самостоятельно выполнил аналитические работы по получению экстрактов

из пород (25 проб ОГД и 20 проб ОРФ Повховской скважины), а также хроматографическому разделению 62 образцов битумоидов ОМД Новоортьягунской скважины. Проведено уточнение интерпретации хроматограмм и хромато-масс-фрагментограмм, выполнено самостоятельное обобщение полученных данных по содержанию органического углерода и хлороформенных битумоидов в породах, пиролитических параметров пород, группового состава битумоидов, по распределению углеводородов-биомаркеров, отражательной способности витринита.

Защищаемые научные результаты:

1. Содержание органического вещества и нефтегенерационный потенциал пород баженовской свиты на территории исследования уменьшаются вниз по разрезу. В кровле свиты по геохимическим характеристикам выделяется переходная зона между собственно баженовской свитой и подачимовской толщей, что также подтверждается данными литологических исследований и ГИС.

2. Битумоиды баженовской свиты на территории исследования находятся в свободном (фазовообособленном) и сорбированном состоянии преимущественно в закрытом поровом пространстве пород. В открытых порах находятся наиболее подвижные компоненты битумоидов, перераспределенные из закрытых пор в ходе первичной миграции и оставшиеся после вторичной миграции нафтидов из баженовской свиты в берриас-нижнеаптские (пласты групп А и Б) резервуары.

3. Преобразованность (зрелость) органического вещества баженовской свиты Северо-Сургутского района, установленная по комплексу геохимических методов, соответствует градациям катагенеза $МК_1^1$ - $МК_1^2$ (главная фаза нефтеобразования). Анализ молекулярных показателей, наиболее чувствительных к вариациям зрелости, показал уменьшение преобразованности ОВ в западном направлении: от Повховской к Дружной и Новоортьягунской, затем Южно-Ягунской площадям.

4. На основе апробации методики, разработанной в ИНГГ СО РАН для высокообогащенных органическим веществом пород [Конторович и др., 2018 а,б], проведена оценка геологических ресурсов нефти баженовской свиты Северо-Сургутского района, что позволило отнести территорию исследования к категории высокоперспективных для поисков нефти.

Теоретическая и практическая значимость полученных результатов.

Установленные в результате исследований закономерности распределения ОВ и изменения его катагенетической зрелости существенно дополнили знания об условиях образования баженовской свиты Северо-Сургутского района Западной Сибири и перспективах его нефтеносности на изучаемой территории, а также внесли вклад в развитие представлений о дифференциации битумоидов в ходе их генерации и миграции в рамках осадочно-миграционной теории нафтидогенеза.

Практическая значимость работы состоит в апробации методики исследования обогащенных органическим веществом пород на образцах баженовской свиты и подтверждении необходимости ее применения для морских высокоуглеродистых кремнисто-карбонатно-глинистых (микститовых) толщ. Показано, что образцы пород регулярной формы с ненарушенной структурой порового пространства (ОРФ), которые после извлечения битумоидов часто разрушаются и становятся непригодными для определения петрофизических исследований, могут быть заменены на образцы грубого дробления (ОГД), при условии отбора единого образца на все виды анализов (петрографических, литологических, геохимических). Сравнение хлороформенных экстрактов, выделенных по разработанной в ИНГГ СО РАН методике из ОРФ и ОГД, показал хорошую сходимость результатов исследований их группового и углеводородного составов. Анализ результатов пиролитических исследований и содержаний хлороформенных битумоидов в породе позволяет сделать вывод о целесообразности проведения пиролиза после экстракции при условии значений $b_{\text{хл}} > 0,5\%$ на породу.

Апробация работы. Основные научные результаты диссертации индивидуально и в соавторстве опубликованы в 8 статьях в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России, и 16 научных работах в сборниках материалов конференций. Результаты и основные положения диссертации в период с 2014 по 2022 гг. докладывались на 14 всероссийских и международных конференциях в городах Новосибирск, Томск, Тюмень, Санкт-Петербург и Сыктывкар: Международной научной студенческой конференции МНСК (НГУ, Новосибирск), Международной геолого-геофизической конференции и выставке

ЕАГЕ (Санкт-Петербург, Тюмень), Всероссийском научно-практическом седиментологическом совещании (Томск), Международной конференции молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского (ВСЕГЕИ, Санкт-Петербург), Всероссийских научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 85-летию акад. А.Э. Конторовича (ИНГГ СО РАН, Новосибирск), Всероссийской научной конференции (г. Сыктывкар), Международной конференции «Химия нефти и газа», посвященной 50-летию Института химии нефти СО РАН (г. Томск), Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых «Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа –XXI век» (ИНГГ СО РАН, Новосибирск), Международной научной конференции в рамках выставки и конгресса Интерэкспо ГЕО-Сибирь (Новосибирск), Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию чл.-корр. АН СССР Н.Б.Вассоевича и 95-летию заслуженного геолога РСФСР С.Н.Неручева (ИНГГ СО РАН, Новосибирск).

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения. Объем диссертации составляет 168 страниц машинописного текста, включая 51 рисунок и 7 таблиц. Список литературы содержит 271 наименований, включая 26 работ иностранных.

Благодарности. Автор глубоко признателен и благодарен своему научному руководителю к.г.-м.н. Е.А. Костыревой за помощь и поддержку на всех этапах выполнения диссертации. Отдельную признательность автор выражает сотрудникам лаборатории геохимии нефти и газа, выполнявшим аналитические исследования, – Н.В. Аксеновой, Н.П. Вертаковой, Н.В. Григорьевой, Е.Г. Гудяевой, К.В. Долженко, Е.А. Зубовой, Е.А. Ивановой, М.И. Качан, Н.М. Леминой, Н.В. Моисеевой, А.И. Чукановой, Н.П. Шевченко, а также сотрудникам лаборатории седиментологии за предоставленные литологические и петрофизические данные и научные консультации – А.В. Замирайловой, С.В. Родякину, В.Г. Эдер, П.А. Яну. Автор также искренне признателен за ценные советы и помощь в работе Л.С. Борисовой, А.И. Бурухиной, Л.М. Бурштейну, В.А. Каширцеву, Н.С. Ким, Д.С. Мельнику, В.И. Москвину, Т.М. Парфеновой, А.П. Родченко, С.В. Рыжковой, П.И.

Сафронову, И.Д. Тимошиной, А.Н. Фомину, М.А. Фомину, Е.А. Фурсенко.

Особую благодарность автор выражает д.г.-м.н., профессору, академику РАН А.Э. Конторовичу, который на протяжении многих лет является учителем поколений ученых-нефтяников, и чей вклад в становлении соискателя на пути в научной деятельности невозможно переоценить.

Глава 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Территория исследования расположена в центральной части Западной Сибири, в северной части Сургутского административного (муниципального) района Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области. В пределах изучаемого района, названного А. Э. Конторовичем Северо-Сургутским [Конторович и др., 2018а], находятся Южно-Ягунская, Дружная, Новоортьягунская, и Повховская площади (Рисунок 1).



Рисунок 1 – Схема расположения площадей района исследования.

1.1. Стратиграфия

Территория исследования относится к центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна, где распространена баженовская свита [Гурари, 1959, Конторович и др., 1975, Бладучан и др., 1986; Гурари и др., 1988; Шурыгин и др., 2000, Рыжкова и др., 2018], представленная морскими карбонатно-глинисто-кремнистыми отложениями – продуктами преимущественно биогенной седиментации [Булынникова и др., 1978; Ушатинский, 1981; Бладучан и др., 1986; Конторович и др., 2013; и др.]. Обогащенная органическим веществом баженовская свита формировалась длительное время (8-10 млн лет) в условиях восстановительной среды, о чем свидетельствует интенсивная их пиритизация [Гурова, Казаринов, 1962, Запывалов, 1962, Конторович, 1964, Конторович и др., 1967а, 1972, Бладучан и др., 1989; Зубков, 2001; Конторович и др., 2013]. Она относится к баженовскому горизонту [Конторович и др., 1975, Решение..., 2004; Рыжкова и др., 2018; 2020], который в настоящее время принимается в объеме верхов нижневолжского – низов нижеберриасского подъярусов [Шурыгин и др., 2000; Решения..., 2004; Маринов и др., 2009; Рыжкова и др., 2018]. Согласно уточненной в соответствии с новейшими данными схеме распространения баженовского горизонта [Рыжкова и др., 2018], толщины баженовской свиты на территории исследования изменяются от 15 до 25 м. Интервал разреза баженовской свиты в пределах района исследований соответствует гипостратотипу баженовской свиты, выделенному в скв. Салымская 170 [Бладучан и др., 1986].

Ниже баженовской свиты на территории исследования (Пурпейско-Васюганский структурно-фациальный район (Рисунок 2), залегает георгиевская свита, выделяемая в составе одноименного горизонта (верхняя часть верхнего оксфорда - низы нижневолжского подъяруса) [Решение..., 2004; Рыжкова и др., 2018; 2020]. Свита представлена тонкоотмученными глинистыми породами темно-серого цвета, вплоть до черного, для которых характерно неравномерное распределение глауконита [Трофимук и др., 1972; Решение..., 2004]. На территории исследования толщина георгиевской свиты не превышает 5 м [Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004; Рыжкова и др., 2020]. Граница между георгиевской и баженовской свитами

считается изохронной [Мкртчян, 1985; Шурыгин и др., 2000; Решения..., 2004]. Выделение нижней границы баженовской свиты на территории исследования не вызывает затруднений, поскольку между баженовской и георгиевской свитами нет переходной зоны [Зубков, 2001; Балушкина и др., 2013; Юрченко и др., 2015].

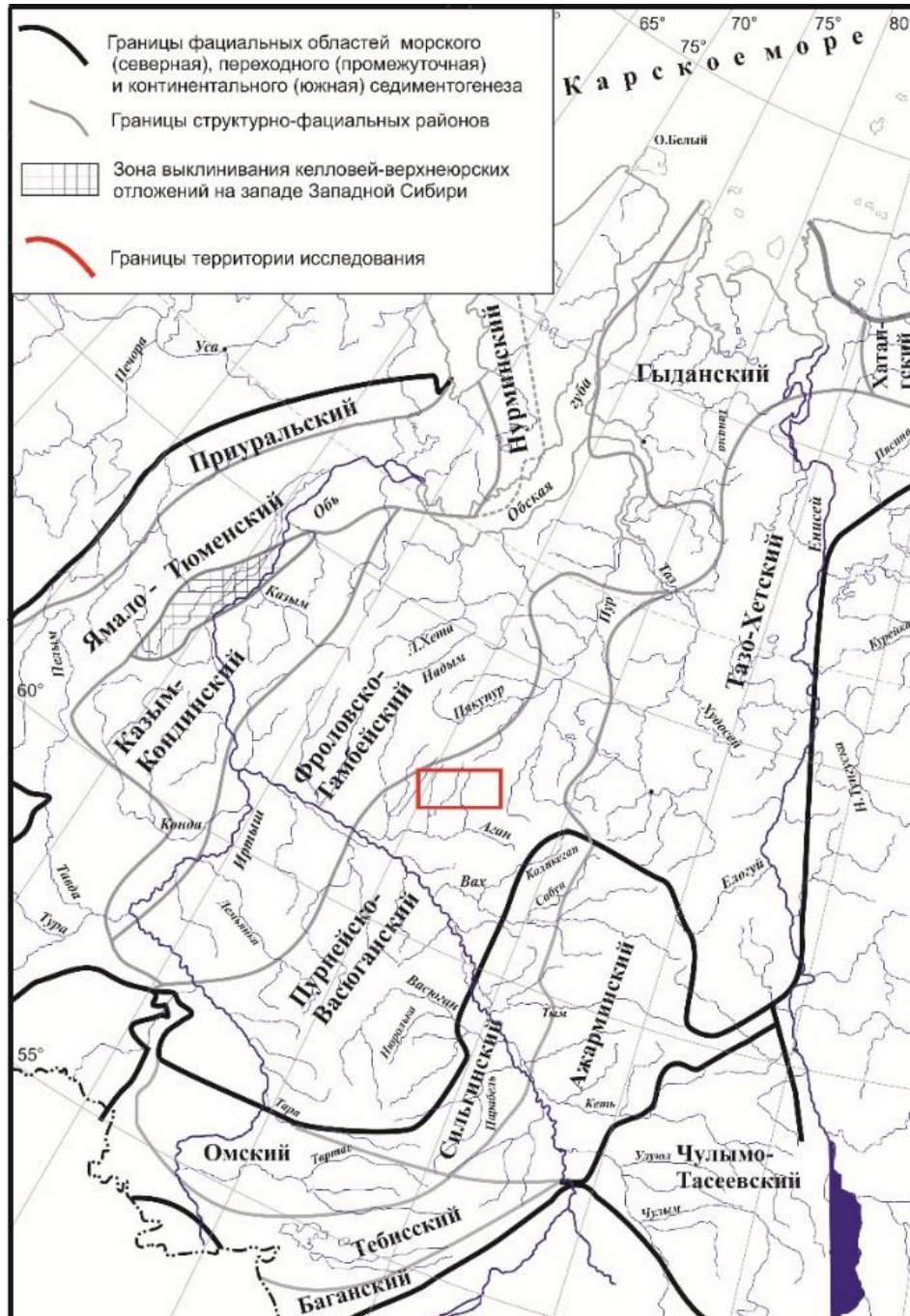


Рисунок 2 – Схема структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири [Решение..., 2004].

Перекрывают баженовскую свиту без видимого несогласия глинистые отложения берриас-ранневаланжинского возраста – подачимовская толща куломзинского горизонта [Постановления..., 2006; Киселев и др., 2007]. На территории исследования (Рисунок 3) подачимовская толща - это нижняя часть сортымской (Дружная, Новоортьягунская, Южно-Ягунская площади) и мегионской (Повховская площадь) свит [Постановления..., 2006], ее толщина изменяется от 3 до 10 м.

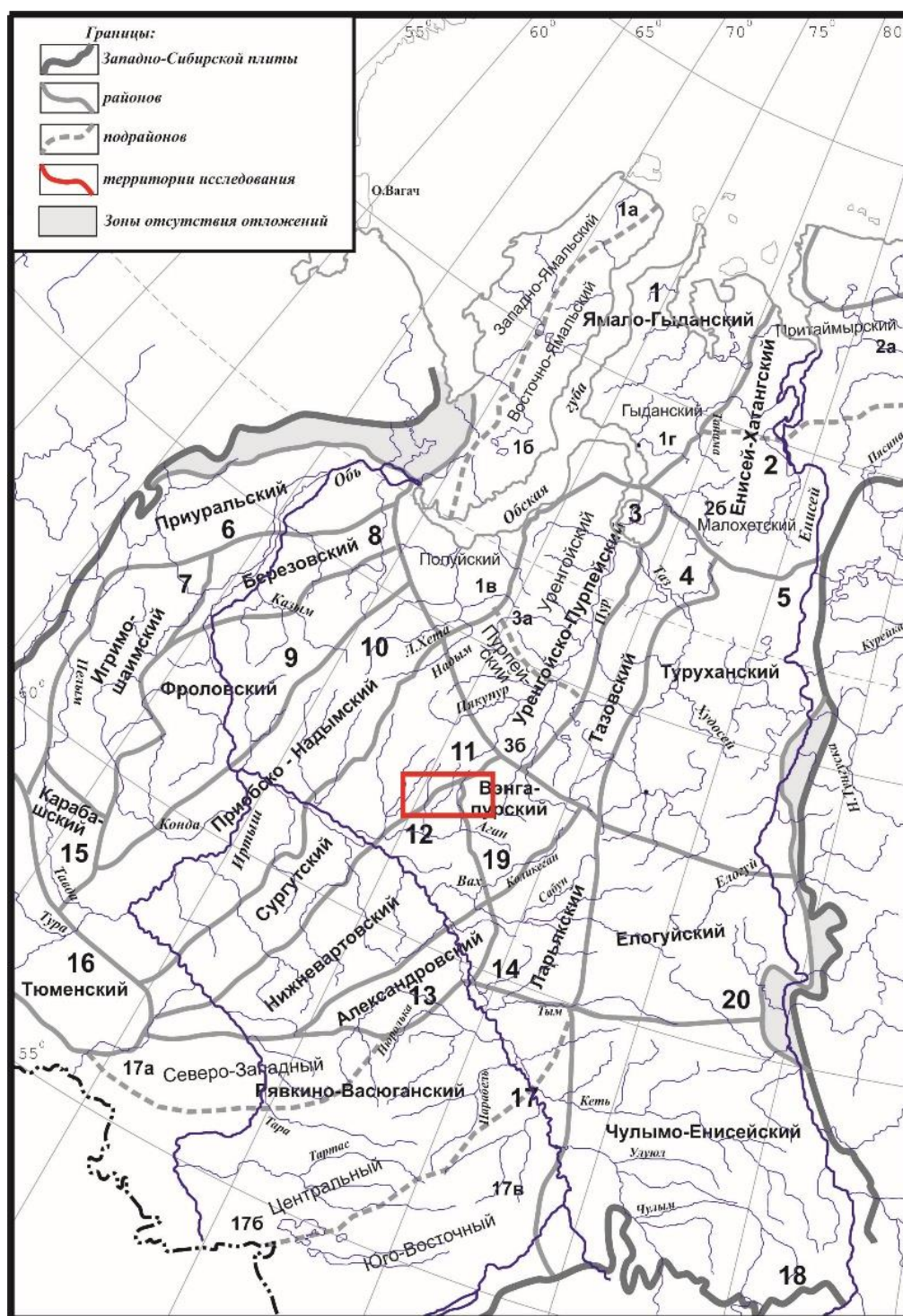


Рисунок 3 – Схема структурно-фациального районирования берриас-аптских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006].

Сортимская и мегионская свиты по стратиграфическому объему соответствуют куломзинскому, тарскому и аганскому горизонтам [Постановления..., 2006]. Свиты имеют соответственно трех- и четырехчленное строение: 1) подачимовская толща, 2) ачимовская толща, в составе которой развиты промышленно-нефтеносные пласты Ач (БВ₄₋₁₂); 3) плотные глинистые породы с линзами песчаного материала (в мегионской свите) и 4) толща, представленная переслаиванием песчаников и алевролитов с аргиллитами, в пределах которой выделяются промышленно-нефтеносные горизонты БС₁₀ – БС₁₂ и БВ₈.

Верхняя граница баженовской свиты дискуссионна: одни исследователи прослеживают четкую фациальную границу [Зубков и др., 1998; Зубков, 1999; 2001], другие говорят о плавном, постепенном переходе баженовской свиты в перекрывающую ее подачимовскую толщу [Эдер и др., 2020; Олейник, Оксенойд, 2020]. В настоящее время, в качестве основного критерия установления верхней границы баженовской свиты по ГИС в центральной части Западно-Сибирского бассейна считается резкое увеличение значений кажущегося удельного электрического сопротивления (УЭС) и гамма-каротажа по сравнению с вышележащими породами [Хабаров и др., 1980; Брадучан и др., 1986; Гурари и др., 1988; Олейник, Оксенойд, 2020; Замирайлова и др., 2019].

На территории Северо-Сургутского района, согласно проведенным сотрудниками ИНГГ СО РАН комплексным, в том числе геохимическим, исследованиям в зоне перехода между отложениями баженовского и куломзинского горизонтов [Эдер и др., 2020], снизу—вверх выделяются четыре пачки, отличающиеся по литолого-геохимическим и геофизическим параметрами: I — «кокколитовая» пачка баженовской свиты; II — верхняя переходная пачка баженовской свиты; III — переходная пачка подачимовской толщи; IV — нижняя пачка подачимовской толщи (Рисунок 4).

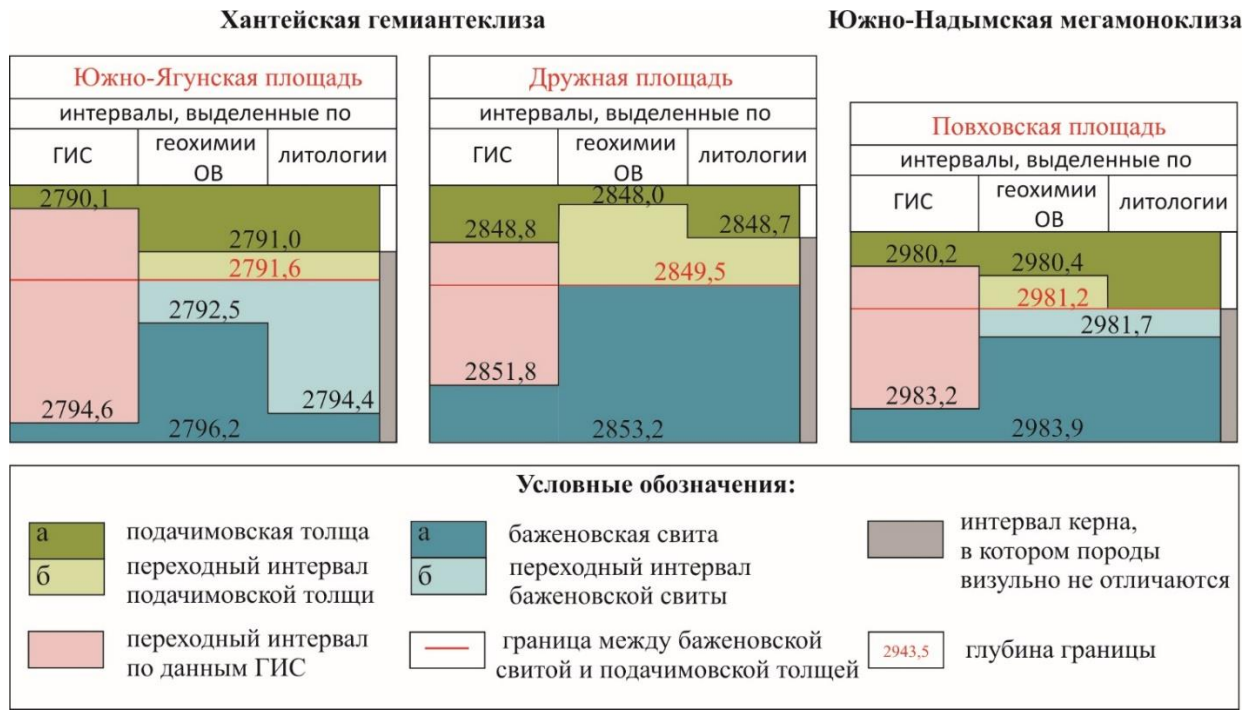


Рисунок 4 – Схемы сопоставления выделенных зон перехода баженовской свиты в подачимовскую толщу по литологии, геохимии ОВ и ГИС [Эдер и др., 2020].

Под переходными пачками понимаются части разреза, в которых в большей или меньшей степени присутствуют признаки, характерные как для вышележащих (подачимовская толща), так и нижележащих (баженовская свита) отложений. При этом верхняя граница баженовской свиты проводится авторами между пачками II и III (Рисунок 5).

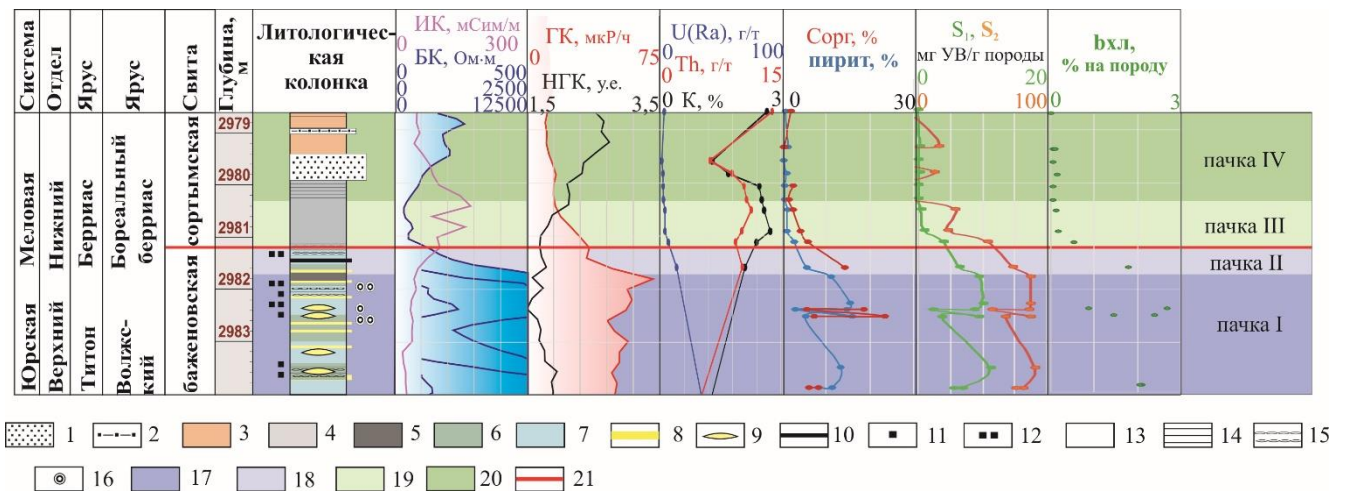


Рисунок 5 – Разрез зоны перехода баженовская свита – подачимовская толща по геофизическим, литологическим и геохимическим параметрам (скважина Повховская-70) [Эдер и др., 2020].

Условные обозначения: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – микстит глинистый, кремнисто-глинистый; 5 – микстит керогеновый; 6 – микстит кероген-карбонатный, кероген-кремнисто-карбонатный; 7 – микстит кероген-кремнистый; 8 – прослои карбонатизированных пород; 9 – известковая линза; 10 – пиритизированные прослои; содержание пирита: 11 – от 5 до 10 %, 12 – от 10 до 20 %, 13 – от 20 до 30 %, 14 – от 30 до 40 %, 15 – от 40 до 50 %, 16 – от 50 до 60 %, 17 – от 60 до 70 %, 18 – от 70 до 80 %, 19 – от 80 до 90 %, 20 – от 90 до 100 %, 21 – пиритизированные прослои.

12 – более 10 %; текстуры (цвет фона соответствует типу породы): 13 – массивная, 14 – горизонтальная слоистость; 15 – линзовидно-слоистая; органические остатки: 16 – кокколитофориды; интервалы разреза: 17 – верхняя часть баженовской свиты, 18 – переходный интервал баженовской свиты, 19 – переходный интервал подачимовской толщи, 20 – нижняя часть подачимовской толщи; 21 – принятая в работе кровля баженовской свиты.

В разрезах скважин Северо-Сургутского района (Хантейская гемиантеклиза, Южно-Надымская мегамоноклиза) верхняя границы баженовской свиты резкая за счет малой мощности (в скв. Южно-Ягунская-306, Повховская-70) или полного отсутствия (скв. Дружная-322) переходной пачки баженовской свиты (пачки II). На рисунках 4 и 5 показано выделение границ пачек в зоне перехода баженовская свита – подачимовская толща по геофизическим, литологическим и геохимическим параметрам [Эдер и др., 2020]. Более детально геохимическая характеристика этой зоны будет представлена в главе 3.

1.2. Литология изученных разрезов

Баженовская свита на территории исследования представлена тонкослоистыми и тонкокristаллическими породами, слагаемыми глинистым, биогенным кремнистым и карбонатным материалом, а также керогеном и аутигенным пиритом [Решения, 2004, Важенина, 2009; Конторович и др., 2013; Эдер и др., 2016]. Согласно классификации Конторовича А.Э. и др. [Конторович и др., 2016], в основу которой был положен принцип разделения пород по доминированию основных породообразующих компонентов (>50%), в баженовской свите выделяются 4 основных класса: аргиллиты (> 50% глинистых минералов), силициты (> 50 % кремнистых минералов), карбонаты (> 50% карбонатных минералов) и микститы (< 50 % каждого из вышеперечисленных минералов). В классах силицитов, карбонатов и микститов, также выделяется подкласс «керогеновых» пород, содержащих органического вещества (керогена) более 10 % на породу. В представленной работе литотипы баженовской свиты будут приведены в соответствии с принятой в ИНГГ СО РАН классификацией [Конторович и др., 2016].

В районе исследования баженовская свита характеризуется литолого-фациальной изменчивостью [Гурари и др., 1988; Занин и др., 1999; Зубков и др., 1986; Нестеров, 2004; Эдер, 2006; Фомин и др., 2022], что приводит к различным схемам

типизации ее разрезов [Ушатинский, 1981, 1986; Гайдебурова, 1982; Бадучан и др., 1986; Полякова и др., 2002; Мухер и др., 2013; и др.]. Согласно монографии Ю.В. Бадучана, А.В. Гольберта, Ф.Г. Гулари и др. «Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность)» [1986] район исследования относится к территории с «салымским» типом разреза баженовской свиты, в составе которого снизу-вверх выделяются 4 пачки: 1) карбонатно-кремнистая пачка (преимущественно силициты), 2) глинистая пачка (преимущественно глинистые породы с кремнистыми прослоями, по классификации ИНГГ СО РАН – микститы и силициты), 3) кремнисто-известковая пачка (наиболее обогащенные ОВ глинистые породы с многочисленными прослоями глинистых известняков, мергелей и кремнистых пород, по классификации ИНГГ СО РАН – керогеновые кремнисто-глинистые, глинисто-кремнистые, карбонатно-глинисто-кремнистые микститы с прослоями карбонатных микститов и керогеновых карбонатов, так называемая «кокколитовая» пачка), 4) глинистая пачка (преимущественно глинистые обогащенные ОВ породы, по классификации ИНГГ СО РАН – кероген-глинистые, кероген-кремнисто-глинистые и глинистые микститы). Отличие разреза баженовской свиты на изучаемой территории (Северо-Сургутский район) от салымского типа заключается в том, что при меньшей его мощности отмечается большее содержание кремнезема в составе пород и встречаются частые карбонатные конкреции [Конторович и др., 1971б; Эдер и др., 2015, 2016, 2019а].

Интервал залегания баженовской свиты на территории исследования – 2790-2905 м (Хантейская гемиянтеклиза) и 2980-3003 м (Южно-Надымская мегамоноклиза), мощность свиты не превышает 25-30 м.

Изученные разрезы характеризуются сходным строением [Эдер и др., 2019а]: нижняя часть свиты сложена темно-бурыми массивными силицитами и карбонатами, средняя часть представлена преимущественно силицитами керогеновыми с прослоями темно-серых микститов кероген-кремнистых и кероген-глинисто-кремнистых, верхняя часть свиты («кокколитовая пачка») характеризуется переслаиванием микститов (кероген-глинистых, кероген-кремнистых, кероген-

глинисто-кремнистых, кероген-карбонатных и кероген-кремнисто-карбонатных) и карбонатных линз-прослоев, в кровле свиты распространены микститы глинисто-кремнистые. Подобное распределение литотипов пород в разрезе баженовской свиты типично для Среднего Приобья: в нижней части разреза преобладают радиоляриты и возникшие за счет их карбонатизации вторичные известняки, в средней – силициты глинистые, в верхней – «глины кремнистые, известково-кремнистые, мергели, известняки» [Нестеров, Ушатинский, 1986]. Схожие закономерности строения (последовательности слоев и пачек) баженовской свиты также были описаны в работах [Балушкина и др., 2013; Павлова и др., 2015; Панченко и др., 2016; Немова и др., 2017; Немова, 2019]. Выделенные в составе баженовской свиты пачки соответствуют этапам ее формирования и крупным геологическим событиям регионального масштаба – трансгрессивно-регрессивным циклам, вспышкам биопродуктивности, цветению водорослей и т.д. [Конторович и др., 2013; Панченко и др., 2016; Эдер и др., 2016].

Изученные разрезы баженовской свиты в скважинах Южно-Ягунская-306, Дружная-322, Новоортъягунская-187, Повховская-70 существенно отличаются друг от друга по среднему содержанию карбонатных пород [Эдер и др., 2019a]. Наиболее карбонатным является разрез Южно-Ягунской площади, в котором конкреции преимущественно известкового состава присутствуют и в средней, и в верхней частях разреза. Близким по среднему содержанию карбонатов является разрез баженовской свиты Повховской площади. Разрезы баженовской свиты Новоортъягунской и Дружной площадей отличаются пониженным содержанием карбонатов. При этом, во всех изученных разрезах значительное количество карбонатных конкреций сосредоточено, в основном, в «кокколитовой пачке». Помимо карбонатов «кокколитовой пачки» на Повховской площади в подошве баженовской свиты присутствует пласт карбонатизированного радиолярита с низкими фильтрационно-емкостными свойствами ($K_n < 2,5\%$, в основном $< 1\%$), на Южно-Ягунской площади – нефтенасыщенные карбонаты (слой КС) с повышенными ФЕС (K_n до 6,7-8,0%) [Эдер и др., 2019a].

Полный выход керна в разрезах баженовской свиты Северо-Сургутского

района и высокая частота его отбора позволила охарактеризовать не только собственно баженовскую свиту, но и пограничные к ней интервалы разрезов подачировской толщи и георгиевской свиты. Согласно литолого-геохимическим исследованиям они представлены микститами глинистыми, кремнистыми, кремнисто-глинистыми, аргиллитами и карбонатами [Эдер и др., 2020].

1.3. История изучения геохимии органического вещества баженовской свиты

Геохимические исследования органического вещества (ОВ) мезозойских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна были впервые начаты в 1949 г. во ВСЕГЕИ под руководством Н. Н. Ростовцева, после 1955-56 гг. стали проводить тематические геохимические исследования в ТГУ, НТГУ, ВНИГРИ, СНИИ-ГГИМСе. Первые работы по органической геохимии баженовской свиты были выполнены в 1960-1962 гг. Ф.Г. Гурари, Н.П. Запиваловым, В.Ф. Никоновым, Г.П. Сверчковым, В.А. Успенским. В 1963-1964 гг. к ним подключились А.Э. Конторович, И.И. Нестеров и другие. Наиболее активно геохимию органического вещества баженовской свиты изучали в 1960-90-х гг. прошлого века коллективы СНИИГГИМСа (Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, М.М. Колганова, В.М. Мельникова, В.И. Москвин, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, А.С. Фомищев и др.), ВНИГРИ (С.Н. Белецкая, С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова, Е.А. Рогозина, Г.П. Сверчков, К.А. Черников, В.А. Успенский и др.), ЗапСибНИГНИ (Г.Ф. Григорьева, И.И. Нестеров, А.В. Рыльков и др.). Полученная в этот период информация о распределении и составе ОВ не утратила своего значения и сегодня.

В XXI веке после открытия «сланцевой нефти» интерес к баженовской свите возобновился. Наиболее активно в настоящее время изучением геохимии ОВ баженовской свиты занимаются коллективы ИНГГ СО РАН (А.Э. Конторович, Л.С. Борисова, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, А.Н. Фомин и др.), АО «ТомскНИПИнефть» (И.В. Гончаров, А.В. Глотов, Н.В. Обласов, С.В. Парначев, В.В. Самойленко и др.), ВНИГНИ (М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова, М.Б. Сквор-

цов и др.), ВНИГРИ (О.Ю. Аверьянова, О.М. Прищепа, И.Р. Макарова, А.А. Суханов и др.), МГУ (Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков, Н.И. Коробова, А.В. Ступакова, Е.В. Щепетова, А.Ю. Юрченко и др.), НАО «СибНАЦ» (В.С. Бочкарев, Н.А. Фролова), НАЦ РН им. Шпильмана (В.А. Волков, Е.А. Оксенойд, Е.В. Олейник и др.), ООО «ЗапСибГЦ» (М.Ю. Зубков, Е.О. Галенко и др.), ПАО «Лукойл» (В.Д. Немова, С.В. Арефьев и др.), РГУ (И.С. Гутман, И.Ю. Балабан, А.В. Постников, О.В. Постникова, Г.Н. Потемкин и др.) и другие.

На начальном этапе изучения баженовской свиты геохимические работы ограничивались определениями содержаний органического углерода и хлороформенных битумоидов, была установлена корреляционная связь между изменением содержания $C_{орг}$ и выходами битумоидов, выявлены закономерности распределения ОВ по территории Западной Сибири, в том числе приуроченность его максимальных концентраций к центральным районам. На основе накопленных за несколько лет результатов лабораторных исследований керна строились первые схемы распределения ОВ, включая $C_{орг}$, $b_{хл}$, которые опубликованы в работах СНИИГГИМСа, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ [Гурари, 1959, Конторович и др., 1967а, 1971а, 1975]. С 1973 года помимо оценки количества первоначально захороненного ОВ, начали реконструировать средние скорости его накопления [Конторович, Полякова, 1973; Конторович и др., 1975]. С получением нового фактического материала и привлечением данных ГИС построенные карты распределения ОВ баженовской свиты уточнялись, детализировались и становились все более достоверными [Зарипов и др., 1982; Брадучан и др., 1986; Гурари и др., 1988; Конторович и др., 1994; Kontorovich et al., 2007]. Схемы распределения $C_{орг}$ в баженовской свите были опубликованы сотрудниками НАО «СибНАЦ» [Фролова, Бочкарев, 2015], НАЦ РН им. Шпильмана [Волков и др., 2016], ВНИГНИ [Скворцов и др., 2018]. Последней, наиболее детальной и основанной на огромном количестве фактического материала является картой распределения органического вещества ИНГГ СО РАН [Конторович и др., 2018в; Пономарева и др., 2018]. Согласно вышеперечисленным построениям район исследования представленной диссертационной работы находится в зоне высоких концентраций органического вещества (в

среднем, 8-10% на породу), сопоставимых со значениями $C_{\text{орг}}$ в Салымском районе (центр Западно-Сибирского бассейна), где баженовская свита наиболее обогащена ОВ ($C_{\text{орг}} \geq 25 \%$, в среднем, $\geq 10-12 \%$).

По разрезу баженовской свиты рассеянное ОВ распределено неравномерно: в центральных районах Западной Сибири (Салымская и прилегающие площади) его наиболее высокие концентрации отмечаются в кремнистых и кремнисто-глинистых породах, кремнезем которых имеет биогенное происхождение [Гурова, Казаринов, 1962, Ушатинский, Харин, 1985; Нестеров, Ушатинский, 1986]. В то же время А.В. Рыльков и Г.Ф. Григорьева показали, что такое распределение характерно не только для Большого Салыма, но и для прилегающих районов – в том числе и Сургутского [Рыльков, Григорьева, 1985]. Позднее эти данные для территории исследования были подтверждены [Костырева, Сотнич, 2017; Пономарева и др., 2018]. Что касается распределения битумоидов по разрезу баженовской свиты, то еще в 1970 году для Сургутского района была установлена достаточно отчетливо выраженная прямая связь между содержаниями $C_{\text{орг}}$ и насыщенностью пород битумоидами [Григорьева и др., 1970].

Помимо основных закономерностей распределения органического вещества, важной задачей для геохимиков того времени было определение генезиса ОВ и реконструкция условий его образования. При петрографическом изучении ОВ баженовской свиты была установлена его аквагенная природа – оно складывается микрокомпонентами коллоальгинита, в котором преобладают продукты разложения фитопланктона (преимущественно сине-зеленых водорослей) [Парпарова и др., 1988]. Эти данные позднее были уточнены для Сургутского и других районов, подтверждено, что по исходному материалу и вещественно-петрографическому составу ОВ принципиально не отличается от сапропелитов Широкого Приобья [Парпарова и др., 1993]. Исследования химического состава ОВ показало высокое содержание водорода, свидетельствующее о значительном участии в нем липидного материала [Конторович, 1964, 1976; Конторович и др., 1971а; Неручев и др., 1973; Неручев, Тимофеев, 1974; Богородская, Конторович, 1982; Борисова и др., 2020], а также обогащенность характерным комплексом химических элементов

(V, Ni, Sr, Ba S, U и др.), содержание которых находится в сильной положительной связи с содержанием $C_{\text{орг}}$ [Колганова, Конторович, 1966; Конторович и др., 1967а, 1971а; Конторович, 1968; Неручев, 1974; Дорофеева и др., 1983]. При большом количестве захороненного ОВ в иловых водах при активном участии гетеротрофных бактерий-десульфаторов происходило восстановление сульфатов и образование в осадках сероводорода, а затем и пирита. Параллельно происходила реакция сернистых соединений (сера, сероводород) с органическим веществом, что приводило к его осернению (внедрению серы в ОВ). Кроме того, такая обстановка была благоприятна для образования ванадиловых порфиринов, молекулы которых образовывались из молекул хлорофилла (Mg в тетрапиррольном кольце в процессе диагенеза заменяется на ион ванадила) и в условиях резко восстановительной среды не подвергались разложению [Колганова, Конторович, 1966; Конторович и др., 1967а, 1971а, 1975; Булынникова и др., 1978; Серебренникова, 1990; Виноградова и др., 2002]. Высокие концентрации урана объясняются его выпадением в осадок из морской воды [Плуман, 1971, 1975; Хабаров и др., 1980], либо еще прижизненным его накоплением живым веществом [Неручев, 1974, 1977, 1982]. Соотношения $Fe_{\text{пир}}/C_{\text{орг}}$, $C_{\text{сгор.ред}}/C_{\text{орг}}$ ($C_{\text{орг}}$, пошедший на редукцию гидроокисного железа); Fe^{+3}/Fe^{+2} , $Fe_{\text{пир}}^{+2}/Fe_{\text{НСI}}^{+2}$ использовались в качестве геохимических индикаторов морских и пресноводных отложений и выделения геохимических фаций (от окислительной до резко-восстановительной) [Страхов, Залманзон, 1955, Конторович, 1965, 1967а; Конторович и др., 1967, 1967а, 1971а; Неручев и др., 1973; 1975; Баранова и др., 1976]. На территории Сургутского района верхнеюрские отложения относятся к сидерито-пиритовому и пиритовому классам геохимических фаций [Григорьева и др., 1970]. Материалы биогеохимических исследований свидетельствуют о полимерлипидном составе ОВ баженовской свиты, источником которого являлись планктон, бактерии и археи [Конторович, 1976; Булынникова и др., 1978]. Для восстановления условий формирования ОВ баженовской свиты проводились и исследования его изотопного состава (ИСУ). Было установлено, что сапропелевое ОВ баженовской свиты, накапливавшееся в открытом море в

восстановительных условиях, богаче легким изотопом ^{12}C (т.е. более изотопно легкое) по сравнению с гумусовым ОВ [Конторович и др., 1984, 1985а,б].

Выяснение закономерностей катагенетической (постдиагенетической) преобразованности ОВ баженовской свиты было еще одним основополагающим направлением исследований. Практически с первых работ по геохимии ОВ баженовской свиты было выяснено, что с ростом катагенеза в составе ОВ происходят направленные изменения: в породах увеличивается концентрация битумоидов, в групповом составе которых растёт содержание легких фракций и уменьшается асфальтово-смолистых веществ [Конторович, 1967а,б, 1976; Конторович и др., 1967а,б, 1971а; и др.]. На территории исследования степень катагенетической преобразованности ОВ баженовской свиты оценивается как начало главной фазы нефтеобразования (градации МК_1^1 - МК_1^2) [Конторович и др., 1975; Фомин, 2011]. В целом, для центральных районов Западной Сибири в составе битумоидов баженовской свиты на долю УВ приходится до 55-65% [Вышемирский и др., 1971; Конторович и др., 1975, 1994; Kontorovich et al., 2007], при этом соотношение насыщенных и ароматических структур очень изменчиво – значения их отношения меняются от 0,5-0,7 до 1,5-2,0 [Конторович, 1976; Конторович и др., 1994; Kontorovich et al., 2007]. Содержание смол в битумоидах баженовской свиты составляет 20-40%, асфальтенов - 10-20% [Вышемирский и др., 1971; Конторович и др., 1975, 1994; Kontorovich et al., 2007]. На молекулярном уровне в составе битумоидов баженовской свиты характерно преобладание низкомолекулярных n-алканов состава C_{16} - C_{20} , соотношение n-алканов $\text{CPI} \approx 1$, соотношение изопреноидных алканов $\text{Pr/Ph} \sim 1$ [Иванцова и др., 1967; Гончаров, Рыльков, 1982; Конторович и др., 1991а], содержание стеранов C_{27} - C_{28} - C_{29} примерно в равных концентрациях при доминировании холестанов, повышенные концентрации: диастеранов по сравнению с регулярными; прегнанов, трицикланов; гомогопана C_{35} и т.д. [Конторович и др., 1991а, 1994, 1998]. Результаты распределения ароматических соединений в нефтях и битумоидах баженовской свиты были представлены в работах [Конторович и др., 1973, 2004; Виноградова и др., 2002; Меленевский, Каширцев, 2012],

отмечается повышенное содержание н-алкилбензолов, преобладание триароматических стероидов над моноароматическими, а также повышенные концентрации сероароматических соединений - дибензотиофенов. Сопоставление индивидуального состава битумоидов баженовской свиты с верхнеюрскими и меловыми нефтями Западной Сибири [Конторович и др., 1967а, 1975, 1991а; Гончаров, 1987; и др.] позволило установить их генетическое единство. Геохимическая характеристика нефтей и ОВ в разрезах Сургутского свода была приведена в работах [Григорьева и др., 1970; Рыльков, Матусевич, 1970, Гончаров, 1987]. Нефти баженовской свиты в Сургутском районе классифицируются как тип С, генетически связанный с сапропелевым ОВ и широко распространенный на территории Широкого Приобья, но при этом отличаются от нефтей Салымского месторождения несколько более тяжелым групповым составом (содержание смол – до 26,6 % против 5,4 % в салымских нефтях, асфальтенов – до 6,8 % против 1,5 %), а также повышенным содержанием серы (0,5-3,5%, в среднем 1,5 % против 0,62 %) [Конторович и др., 1974, 1975; Стасова, Андрусевич, 1998].

Для определения количества органического вещества, содержащегося в баженовской свите, привлекались битуминологические методы исследований. Было выяснено, что «в результате десорбции из пород и растворения в воде и газах компонентов битумоида последние приобретают известную миграционную способность», которая приводит к изменению группового состава битумоидов (хроматографический эффект) [Трофимук, Конторович, 1965; Конторович, 1970, 1976; Вышемирский и др., 1971]. Процесс десорбции углеводородов и уход их из точек первоначального захоронения рассеянного ОВ стали называть первичной миграцией углеводородов [Вышемирский и др., 1971]. Был предложен ряд геохимических показателей, позволяющих оценить первично-миграционные процессы: битуминозный коэффициент ($\beta_{\text{хл}}$) [Вышемирский и др., 1971], направленное изменение группового состава битумоида [Конторович, 1970, 1976], соотношение насыщенных и ароматических углеводородов (Me-Nn/Nn-Ar), изменение содержания асфальто-смолистых компонентов - NSO [Конторович, 1970; Белецкая, 1972; Белецкая,

Сырова, 1972], соотношение выходов битумоидов в открытом и закрытом поровом пространстве пород $b_{\text{хл открытых пор}}/b_{\text{хл закрытых пор}}$ [Белецкая, 1972; Боровая и др., 1978], коэффициент эмиграции $K_{\text{эм}} = \frac{\text{Mn/Ar открытых пор}}{\text{Mn/Ar закрытых пор}}$ [Боровая и др., 1978]. Экспериментальными исследованиями было доказано, что сжатым углекислым газом из закрытых пор пород баженовской свиты (после дробления пород) извлекается в 2-3 раза больше экстракта, чем из открытых пор (до дробления) [Белецкая, 1967, 1972; Вышемирский и др., 1971]. Сравнение абсолютной, открытой и закрытой пористости пород в глинистых отложениях Западной Сибири (А.Э. Конторович, Е.А. Рогозина, 1967 г.) показало, что абсолютная и открытая пористость с глубиной уменьшаются и связаны с содержанием в породах $C_{\text{орг}}$ отрицательно, а закрытая пористость пород тем выше, чем богаче порода ОВ [Вышемирский и др., 1971]. Развитые представления о механизме первичной миграции битумоидов позволили исследователям количественно оценивать интенсивность этого процесса. По данным А.Э. Конторовича [1976], в главной зоне нефтеобразования каждая тонна ОВ генерирует около 37 кг нефти, которые затем эмигрируют из нефтематеринской толщи. Согласно схеме масштабов нефтеобразования в отложениях баженовского горизонта, составленной А.Э. Конторовичем, П.А. Трушковым, А.С. Фомичевым в 1967-1969 гг., территория исследования относится к зоне с масштабами эмиграции 2000-3000 тыс. т/км² [Конторович и др., 1967а; Вышемирский и др., 1971].

Для оценки нефтегенерационного потенциала ОВ баженовской свиты стали применять термические методы исследования, в частности, получивший широкое распространение метод пиролиза в потоке инертного газа [Тиссо, Вельте, 1981; Лопатин, Емец, 1987]. Исследования баженовской свиты этими методами начались с середины 1980-х гг.: сначала на дериватографах и на пиролитическом анализаторе «Интерсмат» [Зубков, Прямоносова, 1984, Лопатин и др., 1987], затем на новейшем в то время пиролизаторе «Rock-Eval II» [Галимов и др., 1988]. Результаты пиролитических исследований ОВ баженовской свиты Салымского района и близлежащих площадях Широтного Приобья были опубликованы в работах [Зубков и др., 1984; 1985; Харин, 1986; Лопатин и др., 1987]. На территории Сургутского района согласно опубликованным результатам [Лопатин и др., 1987; 1998]

нефтематеринский потенциал баженовской свиты оценивается как чрезвычайно богатый ($S_0+S_1+S_2 > 50$ кг/т) [Лопатин и др., 1987], HI равен 400-600 мг УВ/г $C_{орг}$, T_{max} составляет 440-444°C [Лопатин и др., 1998; 2000]. Выяснено, что на территории Хантейской гемиантеклизы (Маслиховско-Ай-Пимская зона) пиролитические параметры (S_1 , S_2 , S_1+S_2 , PI , коэффициент эмиграции нефти $PEE=S_1/4,7$) находятся в тесной корреляционной зависимости с содержанием в породе ОВ [Лопатин и др., 1998; 2000]. В некоторых случаях в нижней части разреза отмечается повышенные значения S_1 (до 10÷12 кгУВ/т) и PEE (до 2÷3), что, по мнению авторов, позволяет рекомендовать эти интервалы в качестве нефтенасыщенного объекта [Лопатин и др., 2000]. М.В. Дахновой с коллегами, проводившими пиролитические исследования баженовской свиты центральных районов (Галяновской, Средненазымской и Верхнесалымской площадей), в качестве показателя нефтенасыщенности было предложено помимо таких показателей как $\beta_{хл}$ и PI использовать параметр $S_1/C_{орг}$ при его пороговом значении 100 мг УВ/г $C_{орг}$ [Дахнова и др., 2007; Дахнова и др., 2013, 2015]. М.Ю. Зубков по пиролитическим данным баженовской свиты центральных районов (преимущественно площадей Красноленинского свода) также выделяет в нижней части разреза баженовской свиты кремнистые и карбонатные породы, по которым возможно образование вторичных трещинно-кавернозных коллекторов - потенциально продуктивные пласты (ППП) [Зубков, 1999, 2013, 2014, 2019]. Коллектив сотрудников МГУ (Козлова Е.В., Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Бычков А.Ю. и др.), проводивших исследования баженовской свиты Салымской группы месторождений, предлагает выделять прослой с повышенным количеством миграционных битумоидов по высокому соотношению S_1/S_2 , индексу продуктивности $PI > 0,5$, отклонению значений параметров S_1/TOC и β_{S1}/TOC от общей линии тренда, аномальным показателям T_{max} (440-464°C) и аномально низким HI (< 50 мгУВ/г $C_{орг}$) [Козлова и др., 2015; Билибин и др., 2015а,б].

Для оценки нефтегенерационных свойств пород баженовской свиты М.Ю. Зубковым было предложено использование метода материального баланса, но основанного не на результатах изучения элементного состава ОВ, а на пироли-

тических характеристиках ($C_{орг}$, S_1 , S_2 , HI , T_{max}) [Зубков, Прямоноснова, 1984; Зубков и др., 1984, 2018]. Расчетными параметрами в этом случае являются: исходное содержание ОБ ($OB_{исх}$), коэффициент превращения $OB_{исх}$ в нафтиды ($K_{превр}$), коэффициент остаточной нефтегенерации $K_{он} = S_2 / OB_{исх}$, количество образовавшихся нафтидов $C_2 = S_{2исх} - S_2$, количество эмигрировавших нафтидов. $C_э = C_2 - S_1$, коэффициент эмиграции битумоидов $K_э = C_э / C_2$. Эти параметры были рассчитаны для ряда месторождений Сургутского района, в том числе и для Повховского, Дружного, Южно-Ягунского и Новоуртьягунского месторождений [Зубков и др., 2018]. Согласно приводимым данным, исходный потенциал керогена баженовской свиты на Южно-Ягунском и Новоуртьягунском месторождениях реализован почти наполовину ($K_{превр}$ в среднем около 50%), на Дружном и Повховском месторождениях это значение выше – около 60%. При этом основная часть генерированных нафтидов (93-95%) уже эмигрировала, что подтверждается невысокими значениями отношения $S_1 / S_2 * 10^{-2}$ (в среднем 4-10).

Современные пиролитические исследования баженовской свиты помимо «классического пиролиза» включают в себя также пиролиз пород после экстракции из нее битумоидов [Дахнова и др., 2007; Козлова и др., 2015; Гутман и др., 2017а,б, 2019; Конторович и др., 2018а], который позволяет оценить как содержание в породах свободной микронефти и удерживаемых породой физически и химически связанных УВ (по пику S_1), так и вклад высокомолекулярных УВ и гетероатомных соединений нефтяного ряда в пик S_2 [Козлова и др., 2015; Конторович и др., 2018б]. В настоящее время геохимические исследования в большинстве своем ограничиваются лишь количественной характеристикой содержащихся в открытом и закрытом поровом пространстве пород УВ, определяемой методом пиролиза в сочетании с экстракцией. Вместе с тем битумоиды, заполняющие различные типы пор, могут иметь различия в составе и свойствах [Снимщикова и др., 1989]. Понимание распределения различных типов битумоидов в структуре порового пространства баженовской свиты и сравнение их состава и характеристик может внести вклад в повышение точности геологического моделирования и планов дальнейших геологоразведочных работ.

1.4. Тектоническое строение

В тектоническом отношении исследуемая территория относится к зоне сочленения двух надпорядковых структур - Хантейской гемиантеклизы Среднеобской региональной ступени и Южно-Надымской мегамоноклизы [Конторович и др., 2001], входящей в состав Ямало-Карской региональной депрессии. Повховская площадь расположена на территории Южно-Надымской мегамоноклизы, Новорытунская – в зоне сочленения Южно-Надымской мегамоноклизы и Хантейской гемиантеклизы, Дружная – на Хантейской гемиантеклизе, Южно-Ягунская – на Сургутском своде (Рисунок 6).

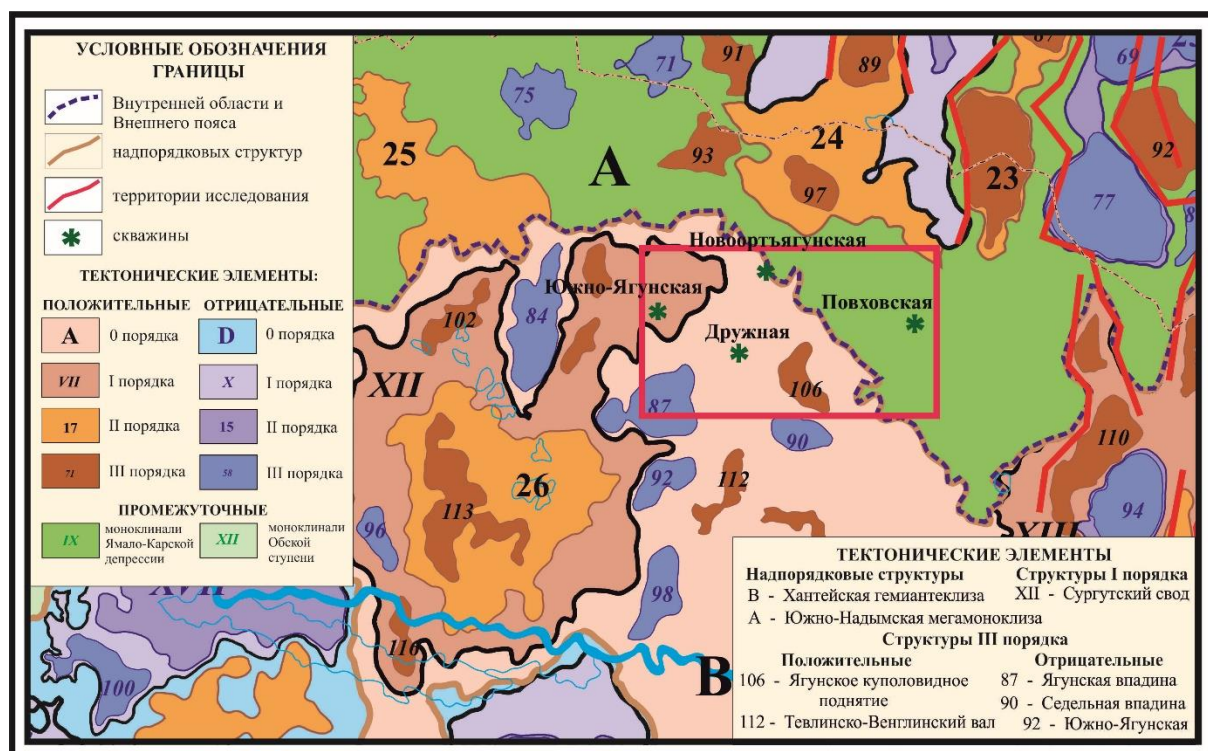


Рисунок 6 – Фрагмент тектонической карты, построенной по кровле юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001].

Южно-Надымская мегамоноклиза является промежуточным надпорядковым тектоническим элементом, осложняющим Ямало-Карскую региональную депрессию [Конторович и др., 2001]. Ее площадь примерно равна 166 600 км², что составляет около 21% от площади Ямало-Карской депрессии. Мегамоноклиза своей приподнятой частью примыкает к Внутренней области геосинеклизы, т.е. представляет собой структуру сочленения Внешнего пояса с крупными депрессион-

ными зонами внутренней части региональной депрессии. Южно-Надымская мега-моноклиза была сформирована в ранний мел – туронский этап развития Западно-Сибирской геосинеклизы. В это время происходило активное погружение северной части геосинеклизы, в результате которого была сформирована Ямало-Карская депрессия и все осложняющие ее отрицательные надпорядковые структуры. К концу туронского века их современный облик был в значительной степени сформирован, и на протяжении всего остального мелового периода и кайнозойской эры шло их унаследованное погружение [Конторович и др., 2001].

Хантейская гемиантеклиза является положительным надпорядковым тектоническим элементом Среднеобской региональной ступени. Это полузамкнутая изометричная структура площадью около 140 000 км². Хантейская гемиантеклиза была сформирована на посттуронском этапе развития Западно-Сибирской геосинеклизы, в результате опускания северо-западной части Среднеобской ступени и активного воздымания юго-восточной [Конторович и др., 2001]. В районе исследований (см. рисунок 6) Хантейская гемиантелиза осложнена структурой I порядка – Сургутским сводом и двумя структурами III порядка: Ягунским куполовидным поднятием и Ягунской впадиной. Структуры III порядка были сформированы в берриас-аптский этап развития [Конторович, 2009], во время которого происходили преимущественно вертикальные тектонические движения, в которые были вовлечены относительно монолитные незначительные по размерам блоки доюрского основания.

Для территории исследования существует альтернативная тектоническая схема (1998 г.), принятая, в частности, среди сотрудников НАЦ РН им В.И. Шпильмана, ФГУП «ВСЕГЕИ» и «ЗапСибНИИГГ» [Атлас..., 2013; Государственная ..., 2012]. Согласно этой схеме изучаемая территория располагается в пределах Среднеобского центрального геоблока (надпорядковая структура). Южно-Ягунская площадь расположена в пределах Ягунского куполовидного поднятия (структура III порядка), осложняющего северо-восточную часть Сургутского свода. Дружная площадь приурочена к Когалымской вершине (крупной приподнятой зоне - структуре II порядка), осложняющей Сургутский свод (структура

I порядка) на северо-восточном погружении. Новоортьягунская площадь приурочена к зоне сочленения Когалымской вершины и Западно-Котухтинской моноклинали (структуры II порядка, осложняющей Северо-Вартовскую мегатеррасу). Повховская площадь располагается в зоне сочленения структур I порядка –Северо-Вартовской мегатеррасы и Пякупурского мегапрогиба

Помимо тектонического районирования по кровле баженовской свиты (отражающий горизонт Б – кровля юрского структурного яруса), существует также районирование по отражающему горизонту А (или Φ_2) – подошве осадочного чехла [Конторович, 2009; Шелепов и др., 2000]. В этом случае, территория исследования относится к Когалымскому региону, в пределах которого основными структурами первого порядка являются Сургутский и Нижневартовский своды, разделенные Ярсомовским мегапрогибом (согласно одной из последних тектонических карт, вышедших под редакцией И.И. Нестерова). Своды и Ярсомовский мегапрогиб осложнены структурами второго порядка: Кочетлорское, Тевлинско-Федоровское, Когалымское, Восточно-Когалымское, Дружное, Грибное, Кустовое и Повховское поднятия [Шелепов и др., 2000].

В представленном исследовании тектонические элементы приведены в соответствии с тектонической картой юрского структурного яруса, составленной в ИНГГ СО РАН [Конторович и др., 2001; Конторович, 2009].

1.5. Палеогеография

Верхнеюрские морские отложения баженовской свиты были образованы в результате обширной общебореальной трансгрессии, начавшейся в конце позднего оксфорда – начале раннего киммериджа и в волжское время достигшей своего максимума [Казаринов, 1958, Гурова, Казаринов, 1962; Гурари и др., 1963; Конторович и др., 1967а, 1971а, Литолого-палеогеографическая..., 1968; Гольберт и др., 1968; Сакс и др., 1971; Атлас..., 1976; Булынникова и др., 1978; Бладучан и др., 1986]. На момент начала трансгрессии территория исследования была занята мелким морем с глубинами 25-100 м, во время формирования осадков георгиевской свиты море углубилось до 100—200 м, а в волжское время - до 200-400 м

(глубокое море) [Конторович и др., 2013]. Схожие оценки глубин баженовского моря для центральных районов Западной Сибири приводило большинство специалистов [Захаров, Сакс, 1983, Филина и др., 1984; Бладучан и др., 1986, 1989; Конторович и др., 2013; Никитенко и др., 2002; Захаров, 2006; Сакс, 2007], хотя в некоторых работах авторы говорят о накоплении баженовской свиты центральных районов на относительно мелководном (до 100 м) холмистом плато [Ступакова и др., 2016; Стафеев и др., 2017]. В берриасе началось постепенное сокращение глубоководной зоны моря и накопление осадков подачимовской толщи [Бладучан и др., 1989; Булынникова и др., 1978], хотя область глубокого моря с глубинами 200-400 м на территории исследования сохранялись вплоть до позднего валанжина, когда глубины моря резко сократились до 25 м [Конторович и др., 2014б].

Западно-Сибирское море в волжское время имело нормальную соленость [Ушатинский, 1981; Захаров, 2006], климат был умеренно-теплым (15-18°C) субтропическим [Ушатинский, 1981; Гурари и др., 1983; Захаров, 2006]. За весь юрский период ранневолжский морской бассейн был наиболее тепловодным на территории Западной Сибири [Корж, 1978], о чем косвенно может свидетельствовать присутствие в больших количествах кокколитофоридовых водорослей [Корж, 1978; Эдер и др., 2019а]. Бассейн характеризовался некомпенсированным осадконакоплением [Ушатинский, 1981; Гурари, Гольберт, Захаров, 1983; Бладучан и др., 1989, Захаров, 2006, Конторович и др., 2013]: средняя скорость прогибания в волжское время, по данным исследователей [Ушатинский, 1981; Захаров, Сакс, 1983], составляла 0,012-0,015 мм в год, а средний темп накопления осадков был очень низким – 0,002-0,003 мм в год [Ушатинский, 1981; Захаров, Сакс, 1983; Бладучан и др., 1989]. В бассейн поступали преимущественно продукты интенсивного химического выветривания [Казаринов, 1958, Гурова, Казаринов, 1962, Конторович и др., 1967а, 1971а, 2013].

В это время на территории исследования преобладало биогенное осадконакопление [Булынникова и др., 1978; Ушатинский, 1981; Бладучан и др., 1986; Сакс, 2007; Конторович и др., 2013; Амон и др., 2021; и др.]: в осадках накапливались остатки углерод-, водород-, кремний- и кальцийсодержащего фито- (диноциты

празиофиты, кокколиты) и зоопланктона (радиолярии). Организмы фитопланктона, бактерии и археи были источником накапливающегося в осадках в огромных количествах органического вещества [Конторович и др., 1967а, 1975, 2013; Булынникова и др., 1978; Амон и др., 2021; и др.]. Биогенная природа осадков создавали в них резко восстановительную среду в раннем диагенезе, благодаря этому в центральной части Западно-Сибирского бассейна в осадках и, вероятно, в наддонных водах имело место сероводородное заражение или серьезный дефицит кислорода против нормально морских вод [Булынникова и др., 1978; Конторович и др., 1967а, 1971а, 2013]. Наличие растворенных в морской воде соединений кальция и кремния было непостоянным, вследствие чего менялась биологическая продуктивность кремний- и кальцийсодержащего фито- и зоопланктона и, соответственно, менялся состав осадков. По данным Б. Л. Никитенко с коллегами, в волжском море в аномально стагнационных условиях в ассоциациях микрофитопланктона преобладали прازیофиты относительно однообразного состава, образующие так называемую «празиофитовую палинофацію» [Никитенко и др., 2002].

Глубоководный бентос баженовского моря был качественно беден: микробентос (форминиферы и остракоды) чрезвычайно редок, макробентос представлен остатками двустворчатых моллюсков рода *Buchia*, значительно реже рода *Inoceramus*, нет остатков и следов ползающих и зарывающихся животных, для которых дно является жизненно необходимым [Захаров, Сакс, 1983]. Отсутствие обилия фораминифер объясняется дефицитом кислорода, к которому они весьма чувствительны [Гурари и др., 1983]. Слабое развитие бентосной фауны, по мнению исследователей, могло быть вызвано повышенной концентрацией кремнезема в придонных водах [Ушатинский, 1981, Брадучан и др., 1989; Захаров и др., 1998].

Геологическое строение баженовской свиты на территории исследования хорошо объясняется этапами осадконакопления в центральных частях баженовского палеобассейна, описанными в работе [Конторович и др., 2013]. Первый этап характеризовался пониженным привносом в бассейн глинистого материала (по оценке авторов, около 5 – 10 %) и высокой биологической продуктивностью ра-

диолярий - происходило накопление, главным образом, радиоляриевых кремнистых осадков, содержащих около 80 % аутигенного кремнезема. Второй этап соответствовал повышению привноса глинистого материала и увеличению продуктивности углерод – водородсодержащего фитопланктона. В результате в осадках накапливалось до 20 % глинистого материала, 50 – 60 % кремнистых остатков скелетов радиолярий и 10 – 20 % органического вещества (керогена). Третий этап – время расцвета наряду с радиоляриями кокколитофоридовых водорослей, а также увеличением поступления в бассейн глинистого материала. В осадках этого этапа («кокколитовая» пачка баженовской свиты) отлагался кальцит (20 – 30 %), содержание аутигенного кремнезема в отложениях составляло 20 – 30 %, керогена, как и на предыдущем этапе, 10 – 20 %, а глинистого материала – 25 – 40 %. Четвертый заключительный этап формирования баженовской свиты характеризовался существенно возросшим поступлением терригенного глинистого материала, в результате которого формировались преимущественно глинистые отложения (глинистые микститы, слагающие выделяемую в работе переходную зону от баженовской свиты к подачимовской толще). Условия для существования зоо- и фитопланктона стали менее благоприятными, и доля биогенной составляющей в породе резко сократилась [Конторович и др., 2013]. В позднем берриасе накопление обогащенных органическим веществом отложений баженовской свиты сменилось накоплением тонкослоистых, слабоуглеродистых конденсированных глин подачимовской толщи [Конторович и др., 2014б].

1.6. Нефтеносность баженовской свиты

Впервые предположение о возможности обнаружения в баженовской свите залежей нефти высказал Ф.Г. Гулари в 1961 году [Гулари, 1961], однако в качестве самостоятельного крупного объекта добычи нефти она не рассматривалась вплоть до 1969 г. Переломным моментом стало получение в 1968 году фонтана нефти с дебитом около 600-700 т/сут при бурении разведочной скважины № 12 Салымской площади в Тюменской области [Нестеров и др., 1987]. Промышленный приток

нефти был получен из мезозойских отложений, в которых не предполагалось наличия пород, коллекторские свойства которых могли бы обеспечить такой дебит (песчаники тюменской свиты или ачимовской толщи). Руководители Правдинской экспедиции Ф.К. Салманов, А.В. Тянь, И.И. Нестеров приняли решение о бурении новой разведочной скважины, где в целевой части разреза планировалось проводить поинтервальный (через каждые 10 м) каротаж и испытания на приток флюида. В августе 1969 года при достижении забоем скважины середины баженовской свиты был получен мощный фонтан в 300–400 т/сут. Именно это событие можно считать отправной точкой в изучении баженовской свиты как промышленно нефтеносной формации.

Еще на начальных этапах исследований было установлено, что нефтеносность баженовской свиты не связана со структурным планом [Бриджинский и др., 1970], также характерными особенностями являются отсутствие подошвенных и краевых вод, аномально высокие пластовые давление и температура [Свищев и др., 1973]. В работах 1970-80 гг. коллектором в баженовской свите считался либо «баженит» («листоватый» коллектор) [Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф., 1974; Гурари, 1981; Булынникова и др., 1978; Нестеров, 1979, 1985], либо карбонатные породы с порами выщелачивания (трещинно-кавернозный коллектор) [Прозорович и др., 1973; Булынникова и др., 1978; Немова и др., 2011; Зубков, 2014; Балущкина и др., 2013; 2014; 2015]. Термин «баженит» был впервые предложен И.И. Нестеровым для обозначения специфического типа коллектора, который формируется одновременно с залежью нефти (сеть преимущественно горизонтальных трещин, образованная в результате флюидоразрыва пород), а также при разработке залежи (возникновение новой системы трещин при извлечении нефти из-за снижения пластового давления) [Нестеров, 1979; Нестеров и др., 1987]. Современные исследования в той или иной степени подтверждают и уточняют обе эти версии: по данным А.Э. Конторовича, С.В. Родякина, Л.М. Бурштейна и др. [2018б], «в настоящее время чаще всего выделяются два типа резервуаров нефти в баженовской свите. Первый тип, назовем его салымским, связан с листоватыми породами – бажени-тами... во втором типе резервуара коллектором являются плотные карбонатные и

кремнистые прослои с преимущественно трещинно-каверновым типом пустотности и жестким минеральным скелетом.». Второй тип коллектора назван авторами «нижнетутлеймским» [Конторович и др., 2018б]. Важным моментом в этой работе является уточнение природы пустотности пород баженовской свиты: «...катагенные превращения ОВ должны были формировать не только субгоризонтальную трещиноватость, но и пустотность по всей матрице баженовской породы – пористость, кавернозность... Пустоты в матрице породы, созданные при катагенезе за счет химической деструкции керогена... иногда имеют форму каверн, но связаны не с процессами выщелачивания, а с сформировавшимися в диагенезе первоначально коллоидообразными сгустками органического вещества. Это пустотное пространство, как правило, плохо закреплено каркасом породы и частично или полностью закрывается (схлопывается) при потере породой образованных флюидов и уплотнении».

В Северо-Сургутском районе, как и в центральных районах Западной Сибири, потенциальные нефтеносные объекты («коллекторы» и «условные коллекторы» [Временное..., 2017]) локализованы в нижней и средней частях баженовской свиты.

1.7. Строение нефтяных месторождений на территории исследования

На территории исследования, как и в целом для всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, баженовская свита является основной нефтепроизводящей толщей [Конторович и др., 1967а, 1975, 1991б; Нестеров, 1979; Гурари, 1981; и др.]. Она вступила в главную фазу нефтеобразования в кайнозойское время, новообразованные углеводороды из баженовской свиты через кайнозойские разрывные нарушения, формирование которых в районе исследования протекало наиболее активно [Конторович и др., 2001], поступали в вышележащие меловые горизонты, образуя крупные нефтяные месторождения. В этом разделе диссертации приведено строение месторождений на территории Северо-Сургутского района, в которых основная масса крупных залежей нефти, генетически связанных с ОВ баженовской свиты, сосредоточена в неокотских резервуарах.

Среднеобская НГО

Сургутский НГР

Вартовский НГР

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	Границы нефтегазоносных областей		Месторождения нефтяные
	Границы нефтегазоносных районов		Месторождения газонефтяные
	Границы района исследования		Месторождения нефтегазоконденсатные

Дружное нефтяное месторождение – многопластовое, по геологическому строению сложное (Рисунок 8), открыто в 1983 году на стадии завершения разведки Южно-Ягунского месторождения, введено в разработку с 1985 года. По состоянию на 1.01.2018 г. степень выработанности запасов месторождения составляет 73,6 %, разбуренность – 95,5% [Шпильман, 2020].

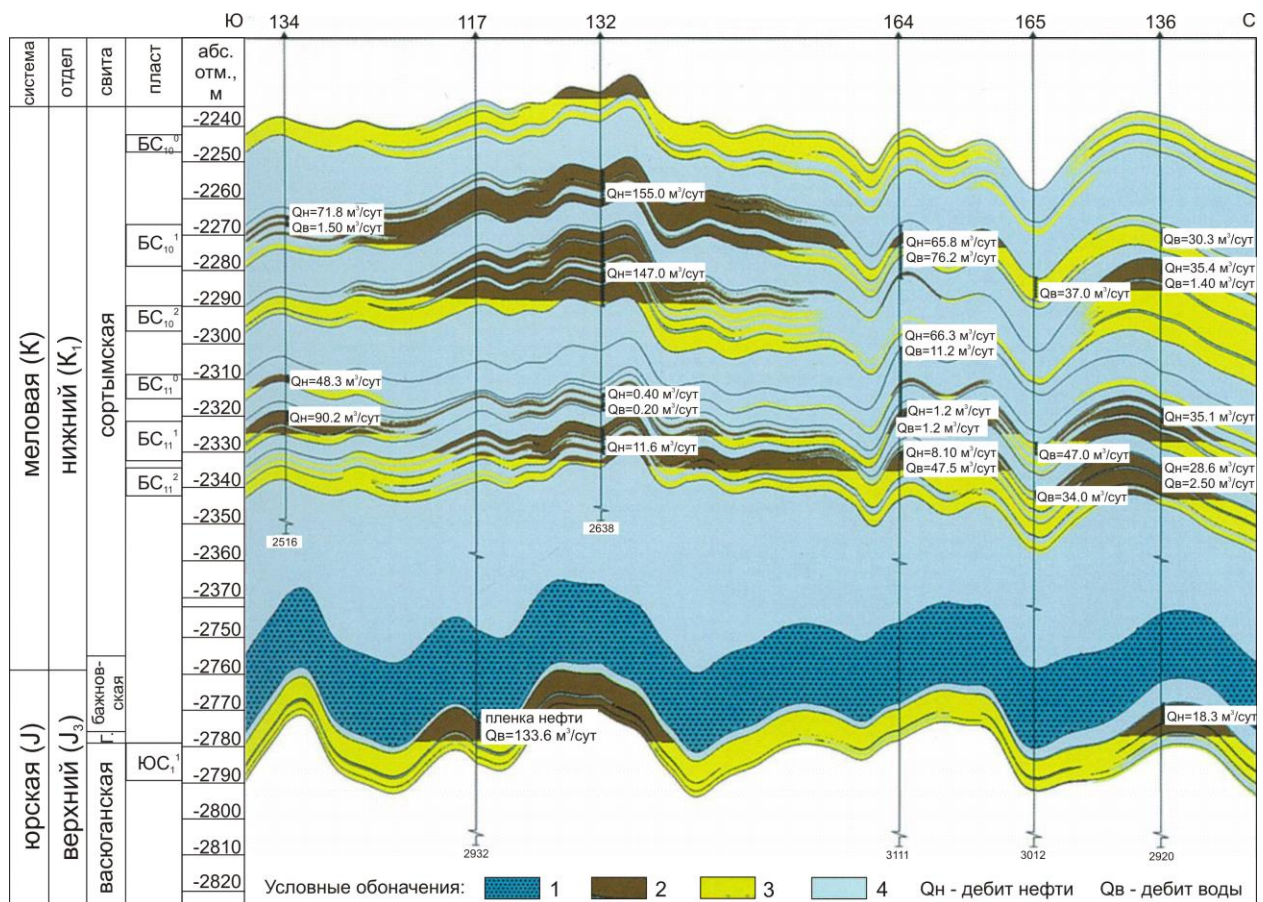


Рисунок 8 – Модель продуктивных отложений Дружного нефтяного месторождения [Атлас..., 2013].

Условные обозначения: 1 – баженовская свита, 2 – нефтенасыщенный коллектор, 3 – проницаемые породы, 4 – морские отложения

Промышленная нефтеносность выявлена в неокомском (пласты БС₁₀⁰, БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₁⁰, БС₁₁¹, БС₁₁²) и васюганском (пласт ЮС₁¹) комплексах [Мордвинцев, Видик, 2011; Атлас..., 2013; Кокорин и др., 2014; Шпильман, 2020].

Продуктивный горизонт БС₁₀ в пределах Дружного месторождения залегает в интервале абсолютных отметок –2218 - –2322 м и представляет собой регрессивную толщу ритмично переслаивающихся песчано-глинистых отложений [Кокорин и др., 2014]. Пласт БС₁₀⁰ наименее значимый по геологическим запасам нефти и самый верхний продуктивный пласт в разрезе Дружного месторождения, содержит 3 залежи. Пласт БС₁₀¹ на площади месторождения является одним из основных объектов разработки, содержит 2 залежи. Пласт БС₁₀² содержит 5 залежей, достаточно выдержан по площади, в северо-западной, западной и юго-восточной части месторождения в пласте выделяются обширные зоны Залежи группы пластов БС₁₀ – пластовые, сводовые, вытянуты в северо-западном направлении;

наибольшее значение из них имеют залежи, приуроченные к Дружному локальному поднятию III порядка («Центральная» залежь) [Мордвинцев, Видик, 2011].

В продуктивном горизонте БС₁₁ самым верхним является пласт БС₁₁⁰, который содержит 9 залежей, но имеет невыдержанный характер распространения коллекторов и изрезан зонами глинизации, расположенными в мозаичном порядке. В пласте БС₁₁¹ сосредоточены основные запасы нефти, он присутствует повсеместно на всей площади месторождения и содержит 5 залежей [Мордвинцев, Видик, 2011; Атлас..., 2013]. Пласт БС₁₁² имеет выдержанную мощность на всей территории месторождения, в его пределах выделяется 3 залежи. Залежи группы пластов БС₁₀ – пластовые, сводовые, литологически экранированные, имеют вытянутую в субмеридианальном направлении форму. Наиболее крупная из них – также залежь Центральная [Мордвинцев, Видик, 2011].

В васюганском нефтегазоносном комплексе продуктивным пластом является песчано-алевритовый пласт ЮС₁¹ [Мордвинцев, Видик, 2011; Кудаманов, Потрясов, 2008], в котором в настоящее время выявлено 11 залежей [Атлас..., 2013; Шпильман и др., 2020]. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные [Кудаманов, Потрясов, 2008]. «Основная» залежь фактически состоит из двух гидродинамически разобщенных блоков: Западного и Восточного. Порода-коллекторы обоих блоков надежно экранируются глинистыми отложениями георгиевской свиты [Кудаманов, Потрясов, 2008].

Нефти по физико-химическим свойствам – легкие в пласте Ю₁¹ и средние в неокомских пластах (832-865 кг/м³), сернистые (0,61-1,07%), смолистые (5 – 12,73%), парафинистые (2,6-3,71%), маловязкие (1,7-1,9 МПа*с) [Атлас..., 2013]. Пластовые воды хлоридно-кальциевого типа. Минерализация увеличивается с глубиной от долей единицы до 30-40 г/л.

Южно-Ягунское нефтяное месторождение – многопластовое, по геологическому строению сложное (Рисунок 9); открыто в 1978 году, введено в эксплуатацию в 1983 году. По состоянию на 1.01.2018 г. степень выработанности запасов месторождения составляет 77,9 %, разбуренность – 94,7 % [Шпильман, 2020].

Промышленно нефтеносны нижнемеловые (пласты BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^1 , BC_{11}^2 – шельфовая часть осложненного неокомского подкомплекса, пласты BC_{16} , BC_{18} – ачимовская часть осложненного неокомского подкомплекса) и верхнеюрские (ва-сюганский НГК – пласт $ЮС_1$) отложения. Всего в разрезе месторождения выявлено 49 нефтяных залежей [Шпильман, 2020]. Основные запасы связаны с залежами пластов BC_{10} и BC_{11} , которые залегают субпараллельно, прослеживаются по всей площади месторождения и отделяются друг от друга пачкой глин толщиной 36 - 40 м [Атлас..., 2013; Трушкова и др., 2008].

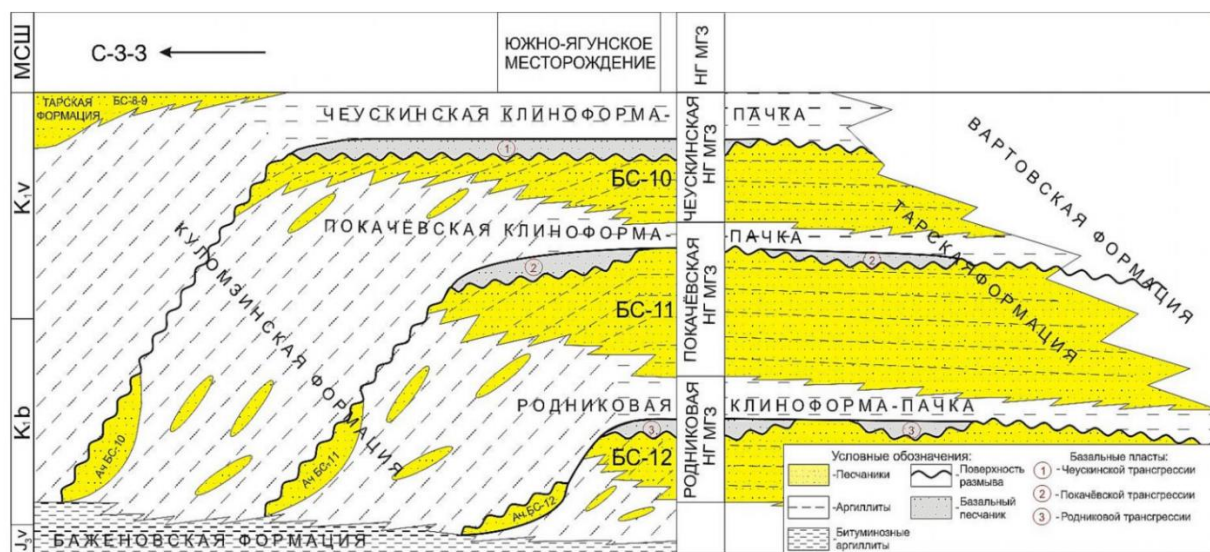


Рисунок 9 – Стратологическая модель продуктивной толщи неокма Южно-Ягунского нефтяного месторождения [Трушкова и др., 2008].

В продуктивном горизонте BC_{10} выделяются два пласта. Пласт BC_{10}^1 развит практически по всей площади Южно-Ягунского поднятия, относительно однороден, имеет монолитное строение, содержит 3 пластово-сводовые залежи нефти. Пласт представлен песчаниками мелкозернистыми, аргиллитами с включениями детрита. Пласт BC_{10}^2 содержит 6 залежей нефти, пластово-сводовых, литологически экранированных. Основная залежь сосредоточена в северной и юго-восточной частях Южно-Ягунского поднятия. Пласт представлен песчаниками мелко-, среднезернистыми, аргиллитами алевритистыми, слюдистыми. Между собой пласты BC_{10}^1 и BC_{10}^2 разделены преимущественно глинистым прослоем, толщина которого изменяется от 1 до 10 м. Контуры нефтеносности основной залежи пластов совпадают.

В горизонте БС₁₁ выделяются пласты БС₁₁¹ и БС₁₁², разделенные между собой глинистым прослоем, толщина которого колеблется от 1 до 10 м. При этом, площади нефтеносности пласта БС₁₁¹ значительно меньше по сравнению с пластом БС₁₁². В пласте БС₁₁¹ выделено четыре залежи пластово-сводового типа. Основная залежь занимает большую часть структуры и вытянута в направлении с севера-северо-запада на юго-восток, имеет размеры 25,5*3,5 км, высоту – 49 м. Пласт представлен песчаниками среднезернистыми, аргиллитами алевроитистыми. Пласт БС₁₁² содержит три пластово-сводовые залежи нефти в пределах основной части месторождения, и четыре – на Восточном куполе.

Свойства пластовых нефтей в пластах БС₁₀ и БС₁₁: вязкость 1,64-1,97 МПа*с, плотность 839-853 кг/м³, содержание серы – 0,6-0,9%, парафина – 2,3- 2,9%. Тип воды – хлоридно-кальциевый, с минерализацией 21,1 г/л [Атлас..., 2013].

Новоуртьягунское нефтяное месторождение открыто в 2001 году поисковой скважиной 182. Находится на стадии разведки [Атлас..., 2013], в промышленную разработку не введено [Шпильман, 2020]. По состоянию на 1.01.2018 г. добычанность запасов составляет 25,2 %, разбуренность – 15,0 % [Шпильман, 2020]. Месторождение однопластовое (Рисунок 10), по геологическому строению относится к сложным, по величине извлекаемых запасов – к мелким.

Залежь пласта Ю₁¹ (интервал – 2915-2930 м) васюганского НГК вскрыта одной скважиной (№182). Эффективная толщина в скважине равна 11 м, нефтенасыщенная – 9,4 м. ВНК залежи установлен на а.о. – 2828-2830 м. Продуктивный пласт представлен песчано-алевритовыми разностями. Коллекторами являются среднезернистые песчаники серые среднесцементированные массивные. Пористость равна 17%, нефтенасыщенность – 56%, проницаемость – 4,14*10⁻³ мкм². Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, северо-западного простирания, размеры в границах нефтеносности 12,5*3,3 км, высота 25 м [Атлас..., 2013].

Нефть по физико-химическим свойствам особо легкая по плотности 789 кг/м³. Пластовые воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 36 г/л.

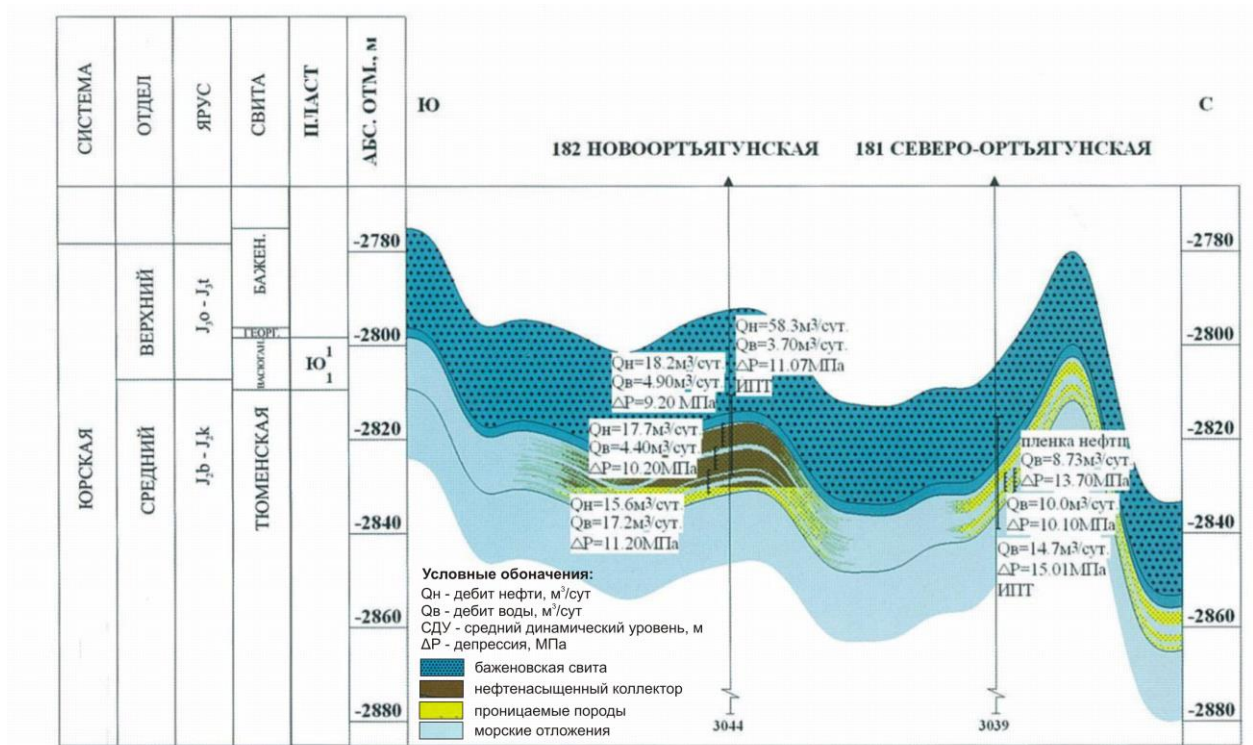


Рисунок 10 – Модель продуктивных отложений Новоорт'ягунского нефтяного месторождения [Атлас..., 2013].

Повховское нефтяное месторождение – многопластовое, по геологическому строению сложное (Рисунок 11); открыто в 1972 году поисковой скважиной №7 Средневатъеганской площади, введено в разработку с 1978 года. По состоянию на 01.01.2018 г. степень выработанности запасов месторождения составляет 79,1 %, разбуренность – 89,9 % [Шпильман, 2020].

Промышленная нефтеносность выявлена в отложениях шельфовой (горизонт БВ₈) и ачимовской (Ач₂, Ач₃, Ач₄, Ач₇, Ач₈) частей осложненного подкомплекса неокомского нефтегазоносного комплекса, а также в отложениях васюганского (пласт ЮВ₁) и среднеюрского (пласт ЮВ₂) НГК (см. рисунок 11).

Основным по запасам нефти (до 94 %) считается горизонт БВ₈, который локализуется в верхней части мегионской свиты раннего мела [Шишлов, Губаева, 2012; Атлас..., 2013]. В его составе выделяется 8 песчаных тел (БВ₈¹, БВ₈², БВ₈³, БВ₈⁴, БВ₈⁵, БВ₈⁶, БВ₈⁷, БВ₈⁸), которые имеют косослоистое строение и взаимно перекрываются. Пласты погружаются в западном направлении и постепенно выклиниваются к востоку. Уклон их седиментационных поверхностей составляет 1–2°, но на отдельных участках достигает 4–5° [Шишлов, Губаева, 2012].

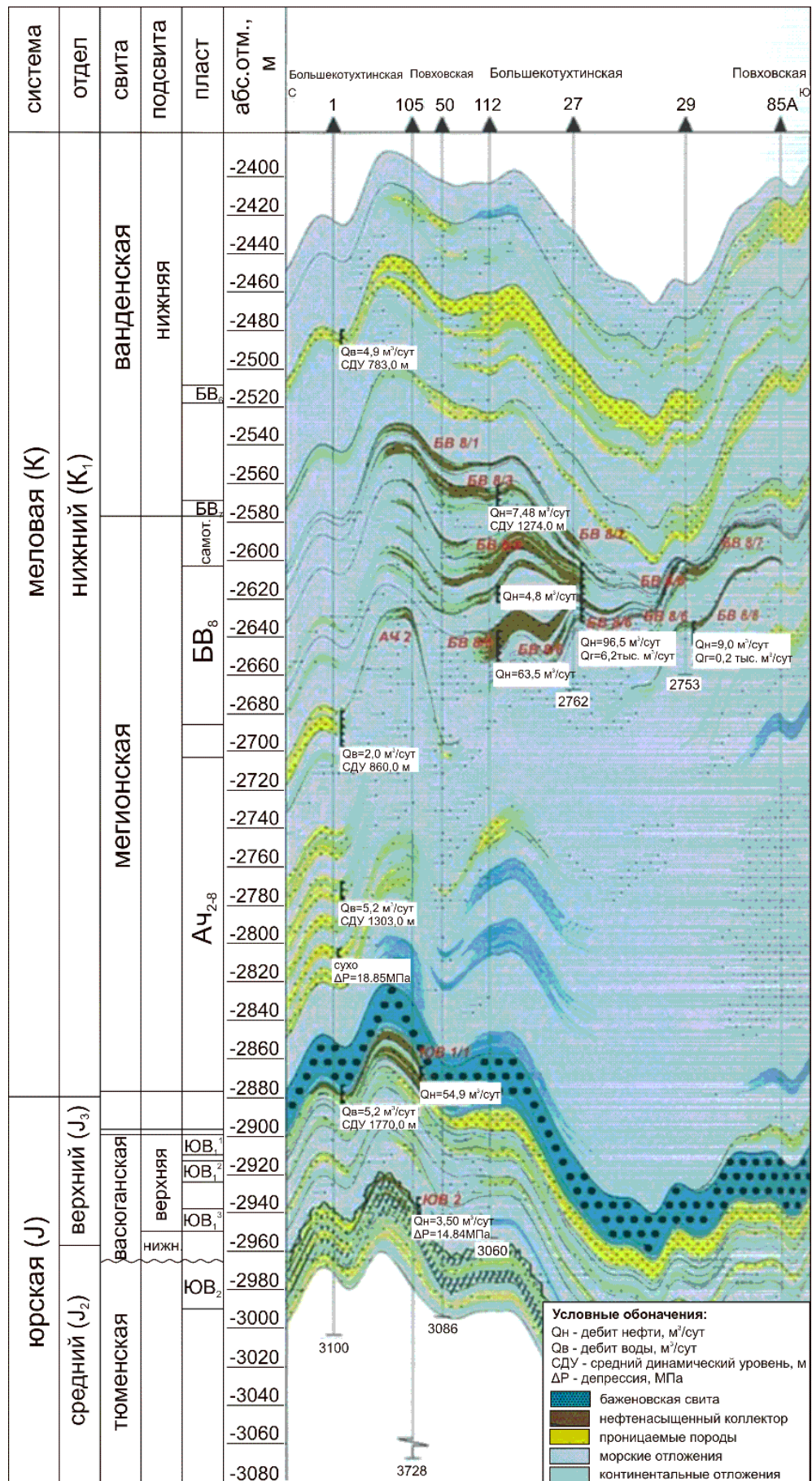


Рисунок 11 – Модель продуктивных отложений Повховского нефтяного месторождения [Атлас..., 2013].

Коллекторы горизонта представлены алевролитовыми песчаниками, песчаными алевролитами и глинистыми алевролитами. Залежи пластов горизонта БВ₈ пластового типа, осложнены литологическими экранами [Атлас..., 2013].

Отложения ачимовской толщи приурочены к подошвенной части мегионской свиты. Залежи нефти выявлены в лагах Ач₂, Ач₃, Ач₄, Ач₇, Ач₈. По типу залежи пластовые, сводовые и пластовые литологически экранированные [Атлас..., 2013].

Пласт ЮВ₁¹ приурочен к кровле васюганской свиты и достаточно выдержан по площади месторождения. Всего в пласте выявлено 15 залежей нефти, по типу залежи преимущественно пластовые сводовые, 4 залежи литологически экранированного типа и 2 залежи осложнены тектоническим экраном [Атлас..., 2013].

Пласт ЮВ₂ приурочен к кровле тюменской свиты. В пласте выявлена одна залежь пластово-сводового типа [Атлас..., 2013].

Физико-химическая характеристика пластовых нефтей Повховского месторождения наиболее полно исследована из горизонта БВ₈. Нефти по плотности легкие (835-864,7 кг/м³), малосернистые и сернистые (0,5-0,78%), смолистые (6,57 – 8,67%), парафинистые (2,02-2,54 %), маловязкие (0,43-0,867 МПа*с). Пластовые воды месторождения относятся к хлоридно-кальциевому типу (по классификации Сулина В.А), минерализация вод неокских отложений колеблется в диапазоне от 16,2 до 24 г/л. Воды пласта ЮВ₁¹ имеют повышенную минерализацию от 18,2 до 51,7 г/л [Атлас..., 2013].

Глава 2. МАТЕРИАЛ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОХИМИИ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Изучение органического вещества баженовской свиты проводилось согласно схеме исследования рассеянного органического вещества, разработанной в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН для обогащенных органическим веществом осадочных пород [Конторович и др., 2018a]. Схема исследования ОВ (Рисунок 12) включает следующие виды анализов: определение содержания органического углерода (C_{org}), пиролиз пород, экстракция хлороформенных битумоидов из породы, групповой хроматографический анализ битумоидов (адсорбционная и колоночная хроматография), газожидкостная хроматография (ГЖХ) насыщенной фракции битумоидов, хромато-масс-спектрометрия (ХМС) насыщенной и ароматической фракций битумоидов.

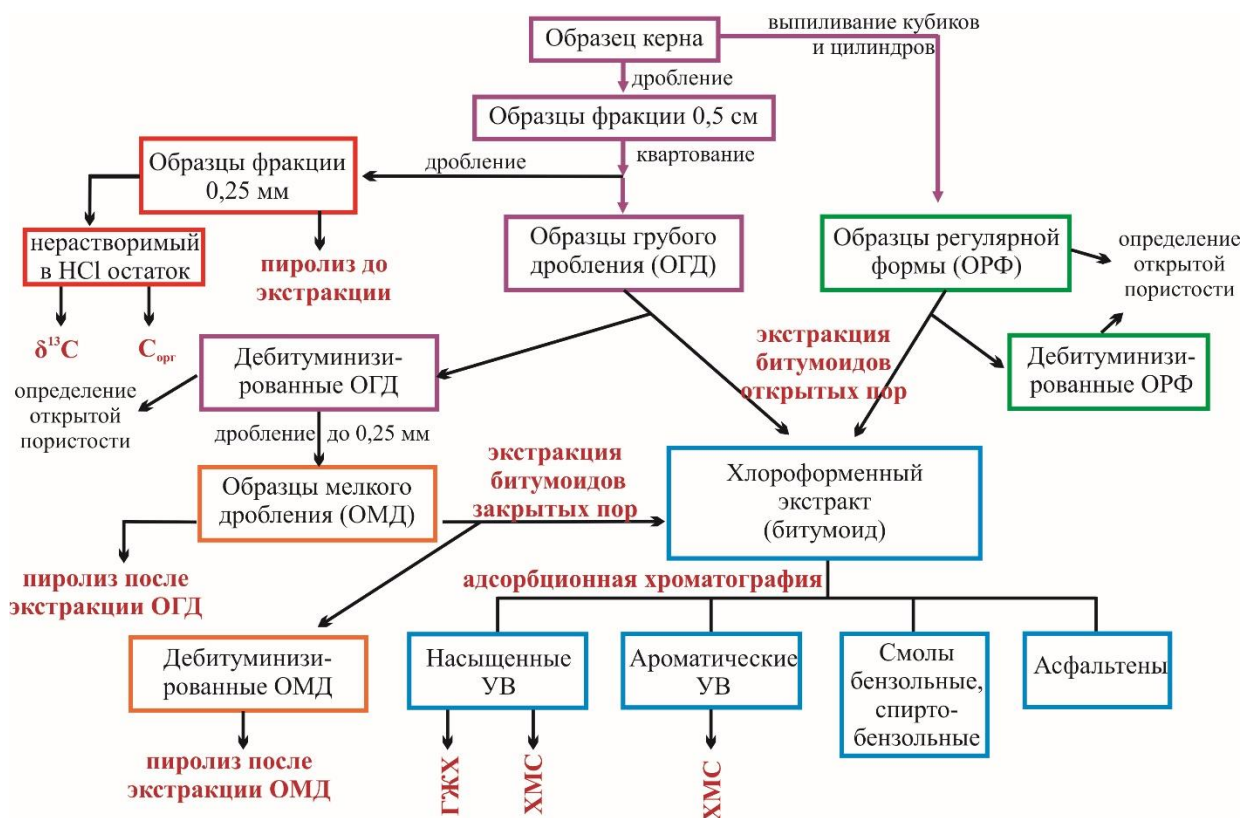


Рисунок 12 – Схема исследования рассеянного органического вещества ИНГГ СО РАН.

Особенностью предлагаемой методики является выделение нескольких типов битумоидов путем поэтапной экстракции: 1) битумоиды из открытого порового пространства пород с ненарушенной структурой (ОРФ); 2) битумоиды из открытого порового пространства пород, раздробленных до размерности 0,5 см

(ОГД); 3) битумоиды из закрытого порового пространства пород, раздробленных до размерности 0,25 мм (ОМД). Выпиливание ОРФ (кубиков и цилиндров) и формирования образцов грубого дробления (ОГД) проводилось поэтапно из единого образца. Экстракция пород и определение их петрофизических характеристик (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) в едином цикле исследований дает возможность изучения фазовообособленных битумоидов в открытых порах и запечатанных битумоидов в закрытых порах пород [Конторович и др., 2018а,б]. Определения пиролитических характеристик также включают в себя несколько этапов: 1) пиролиз до экстракции битумоидов; 2) пиролиз после экстракции битумоидов из ОГД; 3) пиролиз после экстракции образцов ОМД (см. рисунок 12).

Исследования проводились на керновом материале, отобранном в интервале распространения баженовской свиты, а также кровельной части георгиевской свиты и подошвенной части подачимовской толщи. Общая толщина исследуемого разреза для скважины Дружная-322 составляет 27,35 м (20,34 м в интервале баженовской свиты (БС)); 35,4 и 28,22 м - для скважины Южно-Ягунская-306; 23,78 и 21,14 м - для скважины Новоортьягунской-187; 27,31 и 21,96 м - для скважины Повховская-70. В работе исследовано 399 образцов, из которых 345 образцов баженовской свиты, 28 образцов подачимовской толщи и 25 образцов георгиевской свиты. Отбор образцов проведен детально (каждые 0,3-0,5 м) из всех изучаемых разрезов скважин, вплоть до выделения отдельных 10 см прослоев.

Содержание органического углерода $C_{орг}$ было определено в 399 образцах. Методом пиролиза изучено 399 проб пород до экстракции, 179 проб пород после экстракции битумоидов из ОГД и 73 пробы пород после экстракции битумоидов из ОМД (Таблица 1). Содержание битумоидов (в % на породу) определялось для 111 проб ОРФ (кубики или цилиндры), 254 проб ОГД и 256 проб ОМД. На молекулярном уровне было исследовано 621 проб битумоидов.

Таблица 1 – Фактический материал геохимических исследований ОВ баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Скважина	Интервал отбора образцов, м	Интервал БС, м	Толщина БС, м	Количество образцов, шт. (всего/в интервале БС)			
				всего	ОГД	ОМД	ОРФ
Дружная 322	2843,98-2871,33	2847,44-2867,78	20,34	94/70	59/44	59/44	22/14
Новоорть-ягунская 187	2885,0-2908,78	2885,0-2906,14	21,14	98/91	58/53	58/53	19/18
Повховская 70	2977,61-3004,92	2980,58-3002,54	21,96	94/77	59/46	59/46	35/27
Южно-Ягунская 306	2790,04-2825,44	2790,7-2818,92	28,22	113/107	78/72	78/72	35/33
Итого:				399/345	254/215	254/215	111/92

2.1. Определение содержания органического углерода

Определение содержания в породе органического вещества (ОВ) является важным и массовым анализом в комплексе геохимических исследований и базируется на аналитически устанавливаемом содержании в породе органического углерода ($C_{орг}$) [Успенский и др., 1966]. Содержание $C_{орг}$ в породах - это наиболее прямой параметр, свидетельствующий о накоплении ОВ в осадках; по нему судят о различных закономерных изменениях ОВ в катагенезе под влиянием термобарических условий [Корчагина, Четверикова, 1980]. В частности, от количества и состава рассеянного в породах ОВ зависят и их нефте- и газоматеринские свойства.

Способ определения $C_{орг}$, подобно другим способам определения элементного состава органических соединений, основан на переводе ОВ в простейшие неорганические соединения (CO_2) и определении их весовым, объемным, газохроматографическим и другими методами. В настоящее время применяют способы высокотемпературного ($T = 1050-1100^\circ C$) сжигания с регистрацией рН поглощающего CO_2 раствора в автоматическом газоанализаторе АН-7529 [Неручев и др.,

1998]. Данный метод сухого сжигания требует предварительной подготовки образца размерностью 0,25 мм. Подлежащий анализу материал освобождается от карбонатов с помощью кислотной обработки (HCl). Контроль освобождения образца от карбонатов тестируется кислотно-щелочным индикатором – метиловым оранжевым (метилоранж, гелиантин). Нерастворимый в соляной кислоте остаток промывается дистиллированной водой и переносится во взвешенной фарфоровой чашке в сушильный шкаф (температура 90°C). После этого не менее 12 часов осадок выдерживается в условиях комнатной температуры и влажности для доведения до воздушно-сухого состояния и взвешивается на аналитических весах [Успенский и др., 1966; Корчагина, Четверикова, 1980; Неручев и др., 1998].

Содержание органического углерода в нерастворимом остатке породы ($C_{орг}$ в % на НО), а также оценка потерь регистрируется программой прибора.

Концентрация органического углерода в % на породу ($C_{орг}$ в % на породу) рассчитывается по формуле (1).

$$C_{орг} = \frac{(\% \text{ содержание НО}) * (C_{орг} \text{ НО})}{100} \quad (1)$$

Пересчет $C_{орг}$ на количество ОВ производят по формуле (2) через определенный коэффициент (К), зависящий от степени преобразованности ОВ и других геолого-геохимических факторов и отличающийся для каждой территории. Пересчетный коэффициент К, согласно данным В.А. Успенского об изменении содержания углерода на разных этапах катагенеза [Методы..., 1975], для сапропелевого ОВ в зависимости от стадии изменяется следующим образом: ПК₁-ПК₂ – 1,5÷1,4; ПК₃-МК₁² – 1,35÷1,3; МК₂ – 1,18; МК₃¹-АК₂ – 1,1; АК₃-АК₄-1,05 (градации катагенеза представлены по классификации Конторовича (1976)). В представленной работе, пересчетный коэффициент К принимается равным 1,23.

$$\text{ОВ в породе} = C_{орг} \text{ на породу} * К \quad (2)$$

Концентрация $C_{орг}$, как правило, выше в тонкопелитовых породах и убывает в крупнозернистых, а также в общем случае по мере роста карбонатности пород [Вассоевич, 1973; Корчагина, Четверикова, 1980]. Кларковые содержания $C_{орг}$ в глинистых породах – 0,9 %, в алевроитовых – 0,45 %, в карбонатных и песчаных –

0,2 % [Вассоевич 1973; Неручев и др., 1998]. Обычно содержания $C_{\text{орг}}$ в нефтематеринских толщах выше кларкового (более 5%), но нередко и ниже, порядка 0,5-0,7 %. Верхний предел $C_{\text{орг}}$ определяется необходимостью тонкой дисперсности органического вещества в минеральном, выполняющем роль катализатора, что объясняет преимущественно глинистый состав обогащенных органическим веществом пород.

В лаборатории ИНГГ определение содержания $C_{\text{орг}}$ выполнялось весовым полумикрометодом с помощью экспресс-анализатора (АН-7529) на углерод (при температуре 1000-1100°C в токе кислорода) из нерастворимого остатка (НО) породы после ее обработки 10% соляной кислотой.

2.2. Пиролиз Rock Eval

К числу наиболее экспрессных и достаточно информативных современных методов относится пиролиз по технологии Rock-Eval. Метод широко используется для определения генерационного потенциала ОВ, его типа и степени катагенеза [Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991; Неручев и др., 1998]. Одновременно пиролиз получил широкое применение как инструмент моделирования превращений ОВ и нефтей в катагенезе, как метод изучения химической структуры керогена ОВ и его асфальтово-смолистых компонентов [Меленевский, 1991].

В основу этого метода положена пиролитическая деструкция органического вещества и последующее изучение продуктов пиролиза. Пиролиз проводится в инертной обстановке с постоянной скоростью нагрева. При нагреве пород до температур 300-400°C высвобождаются газовые и жидкие УВ – пик S_1 на пирограмме (Рисунок 13). Этот пик соответствует УВ, находящихся в породе в свободном или адсорбированном состоянии, т.е. образованным из ОВ при катагенезе («битумоидная» составляющая ОВ), и характеризует долю исходного генерационного потенциала [Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991]. Основную часть низкотемпературного пика битумоида составляют фракции насыщенных углеводородов и ароматических соединений. По данным современных пиролитических исследований [Гутман и др., 2017а,б; Глотов, Парначев, 2018], в пике S_1 выделяются жидкие

углеводороды (C_8 - C_{15+}). При увеличении нагрева до 550°C выделяются УВ, образовавшиеся в процессе деструкции керогена («керогеновая» составляющая ОВ) – пик S_2 . Согласно исследованиям [Гутман и др., 2017а,б; Глотов, Парначев, 2018] пик S_2 представлен углеводородами C_{15} - C_{40} и гетероатомными соединениями нефтяного ряда – смолисто-асфальтовыми компонентами. Этот пик соответствует остаточному нефтегазогенерационному потенциалу [Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991]. Соответственно, сумма S_1 и S_2 является количественной оценкой суммарного генерационного потенциала нефтематеринских отложений.

В современной литературе в составе пика S_2 выделяется пик S_{2a} , выход которого происходит при 300 - 400°C и соответствует преимущественно смолистым компонентам или «агломерату смол и масел» [Гутман и др., 2017а,б]. Кроме того, в настоящее время во многих организациях (ИНГГ СО РАН, ВНИГНИ, МГУ, РГУ и др.) проводятся пиролитические исследования пород после их экстракции хлороформом, что позволяет идентифицировать пики ΔS_{2a} и ΔS_{2b} [Дахнова и др., 2015; Гутман и др., 2017а,б; Калмыков и др., 2017], соответствующих выходу полиароматических УВ и гетероатомных соединений (ΔS_{2a}), асфальтенов и длинноцепочечных гетероатомных соединений (ΔS_{2b}).

В пике S_2 также фиксируется температура максимального выхода УВ при крекинге керогена – $T_{\max}$, которая используется для оценки степени катагенетической преобразованности ОВ. В незрелых породах $T_{\max} < 425^\circ\text{C}$ ($R_{\text{vt}}^\circ=0,5\%$) [Лопатин, Емец, 1987], в зрелых – 425 - 460°C (главная фаза нефтеобразования), при $T_{\max} > 460^\circ\text{C}$ ($R_{\text{vt}}^\circ=1,5\%$) органическое вещество пород попадает в главную фазу газообразования [Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991; Фомин, 2011].

Помимо перечисленных параметров регистрируется также пик S_3 , который соответствует выходу CO_2 и воды при нагреве до 600°C . Считается, что содержание CO_2 пропорционально содержанию кислорода в ОВ [Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991]. Современное пиролитическое оборудование, такое как пиролизаторы Rock-Eval-6, HAWK (Wildcat technology) и другие, позволяет регистриро-

вать пик S_0 , соответствующую выходу самых легких сорбированных твердой фазой углеводородов (газов C_1 - C_5 и низкомолекулярных УВ до C_7) [Гутман и др., 2017].

В геохимии также принято использовать следующие индексы [Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991]:

1. $HI = S_2/C_{орг}$ (водородный индекс),
2. $OI = S_3/C_{орг}$ (кислородный индекс),
3. $PI = S_1/(S_1+S_2)$ (индекс продуктивности или коэффициент превращения).

Индекс продуктивности PI также используется для оценки термической зрелости ОВ: при отсутствии миграции УВ в материнский пласт извне PI изменяется от 0,1 в начале главной фазы нефтеобразования («нефтяного окна») до 0,4 в ее конце [Лопатин, Емец, 1987]. Также PI в большой степени зависит от процессов миграции: если по пиролитическим данным построены геохимические разрезы параметра PI , то значительное положительное отклонение (ΔPI) от усредненной кривой PI свидетельствует об образовании залежи, а отрицательное – о дренировании пласта [Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991]. В 2007 году сотрудниками ВНИГНИ (Дахнова М.В., Назарова Е.С.) и ЗАО МиМГО им. В. А. Двуреченского (Славкин В.С., Колосков В.Н., Алексеев А.Д.) для идентификации «работающих» интервалов разреза был предложен аналог индекса продуктивности – параметр $S_1/C_{орг}$ [Дахнова и др., 2007; 2013; 2015].

Метод Rock-Eval, по мнению исследователей, позволяет уверенно идентифицировать нефтенасыщенные интервалы в изучаемом разрезе по повышенным относительно $C_{орг}$ значениям пика S_1 и по повышенному индексу продуктивности (PI). Особенно четко распределение свободных УВ по разрезу удастся выявить при сравнении результатов анализа пород методом Rock-Eval до и после экстракции [Дахнова и др., 2015; Гутман и др., 2017а,б], поскольку часть свободных относительно высокомолекулярных УВ может выходить и с пиком S_2 .

В представленной работе пиролитические исследования по методу Rock Eval проводились на анализаторе Source Rock Analyzer (SRA) - TPH/TOC

(Weatherford Laboratory, Instr. Division) и включали несколько этапов: 1) пиролиз до экстракции битумоидов; 2) пиролиз после удаления битумоидов открытых пор (из ОГД); 3) пиролиз после удаления битумоидов закрытых пор (из ОМД).

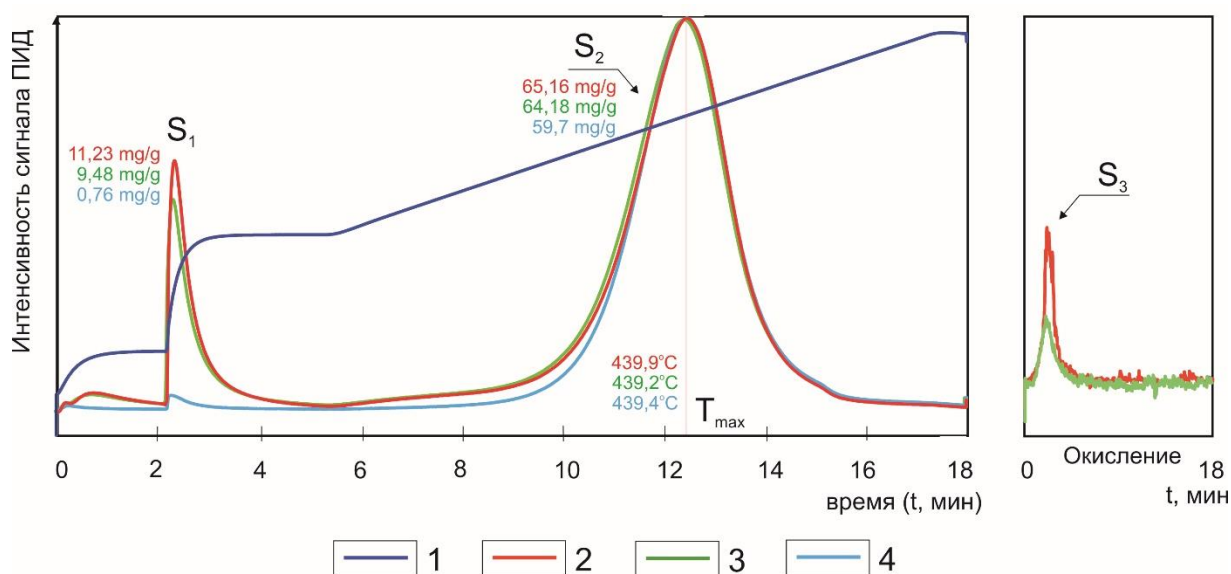


Рисунок 13 – Типовая пирограмма образцов баженовской свиты.

Условные обозначения: 1 – температурная кривая ПИД, 2 – пиролиз до экстракции, 3 – пиролиз после экстракции битумоидов открытых пор, 4 – пиролиз после экстракции битумоидов закрытых пор

При анализе результатов пиролитических исследований ОБ до и после экстракции битумоидов из пород появляются новые параметры: ΔS_1 и ΔS_2 , которые далее в работе приняты следующие обозначения:

- $\Delta S_1 (S_2)_{\text{д/э-ОГД}}$ – величина, на которую уменьшается пик S_1 (или S_2) после удаления битумоидов открытых пор (из ОГД) по сравнению со значениями до экстракции;
- $\Delta S_1 (S_2)_{\text{д/э-ОМД}}$ – величина, на которую уменьшается пик S_1 (или S_2) после удаления битумоидов закрытых пор (из ОМД) по сравнению со значениями до экстракции;
- $\Delta S_1 (S_2)_{\text{ОГД-ОМД}}$ – величина, на которую уменьшается пик S_1 (или S_2) после удаления битумоидов ОМД по сравнению со значениями после экстракции битумоидов ОГД.

2.3. Холодная экстракция битумоидов хлороформом

При изучении нефтегазоматеринских толщ первостепенное внимание уделяется битуминозности пород. Битумоиды, образующиеся в рассеянном органическом веществе осадочных пород, являются предшественниками нефти.

Содержание битумоида определяется путем его количественного извлечения (экстрагирования) из осадочных пород органическими растворителями – хлороформом (CHCl_3) или спиртобензолом (1:1). Хлороформ извлекает из породы наиболее нейтральные компоненты ОВ, близкие по составу к нефти. Спиртобензол извлекает вещества, обогащенные гетероэлементами, а также кислородными функциональными группами, определяющими в этих веществах кислотные функции [Корчагина, Четверикова, 1980].

В представленной работе выделение битумоидов из образцов регулярной формы (ОРФ), образцов грубого (ОГД) и мелкого (ОМД) дробления выполнялось методом «холодной» экстракции, применяемой в практике геохимических лабораторий с 1963 года [Успенский и др., 1966, 1975; Конторович, Винокур, 1967]. В лаборатории ИНГГ СО РАН «холодная» экстракция битумоидов проводится с привлечением центрифуги. Используемая в ИНГГ СО РАН усовершенствованная методика исследований [Белецкая, 1972; Успенский и др., 1975; Конторович и др., 2018a] предполагает поэтапную экстракцию: сначала извлекаются битумоиды из ОГД, затем образцы дробятся (до ОМД) и поступают на повторную экстракцию. Таким образом, на первом этапе в раствор переходят битумоиды, находящиеся в открытых порах породы и которые в природных условиях будут участвовать в миграции в первую очередь [Белецкая, 1972]. На втором этапе, согласно методике, извлекается битумоид из изолированных участков, вскрываемых дроблением (закрытых пор). «Холодная» экстракция битумоидов из пород с ненарушенной структурой (ОРФ) во избежание их разрушения проводится без центрифугирования. Согласно результатам апробации используемой методики [Костырева, Сотнич, 2017; Конторович и др., 2018a] содержание и состав битумоидов открытых пор, извлеченных из ОРФ и ОГД, идентичны.

Метод «холодной» экстракции подразумевает извлечение битумоидов хлороформом при комнатной температуре. Навески ОГД или ОМД помещаются в металлические стаканы емкостью 0,5 л и заливаются 400 мл хлороформа, тщательно перемешиваются и устанавливаются в центрифугу [Борисова и др., 2019]. Установка развивает обороты до 1200 об/мин и работает в течение 12 мин. После полной остановки центрифуги стаканы осторожно вынимаются, экстракты переливаются в колбы-приемники и на водяной бане отгоняется растворитель. Образцы регулярной формы помещаются в стеклянные или фарфоровые стаканы и заливаются хлороформом в зависимости от размера образца. Пробы экстрагируются многократно. Продолжительность экстракции зависит от содержания в породе битумоида и от характера сорбционной связи с минеральной матрицей породы. Окончание экстракции контролируется с помощью люминесцентной лампы. Затем битумоид освобождается от элементарной серы (на вибрационном аппарате с помощью металлической ртути) и высушивается до постоянного веса [Борисова и др., 2019].

Выход хлороформенного битумоида ($b_{\text{хл}}$, в % на породу) рассчитывается по формуле (3).

$$b_{\text{хл}} = \frac{\text{кол-во битумоида (г)} * 100\%}{\text{навеска породы (г)}} \quad (3)$$

Содержание битумоида в процентах на органическое вещество (битумоидный коэффициент $\beta_{\text{хл}} = \frac{b_{\text{хл}}}{\text{ОВ}}$) представляет собой важнейший параметр характеристики ОВ [Успенский и др., 1966; Конторович, Винокур, 1967; Корчагина, Четверикова, 1980]. Как правило, характер распределения хлороформенного битумоида в отложениях соответствует общему содержанию ОВ в породах. Повышение в отдельных пробах количества битумоида против фонового, характерного для данной толщи пород в несколько раз или даже на порядок, в том случае, если оно не связано с общим повышением содержания ОВ, обычно свидетельствует о наличии в породе аллохтонного битумоида; и, напротив, снижение – об его остаточном характере [Успенский и др., 1966].

2.4. Групповой хроматографический анализ битумоидов

Изучение группового состава битумоидов, т.е. выделение в его составе отдельных фракций (групп), обладающих достаточно характерными чертами различия, проводилось методом жидкостной адсорбционной хроматографии [Успенский и др., 1966; Чихачева, Хотынцева, 1984; и др.]. В групповом составе хлороформенных битумоидов выделялись: 1) фракция насыщенных углеводородов, 2) фракция ароматических соединений, 3) бензольные (нейтральные) смолы, 4) спиртобензольные (кислые) смолы, 5) асфальтены.

Перед хроматографическим разделением битумоида из него предварительно были удалены асфальтеновые компоненты. Для этого растворенную в 40-кратном (по отношению к сумме навески) количестве петролейного эфира навеску битумоида оставляли в темном месте на 24 часа, после чего выпавшие асфальтены были отфильтрованы через бумажный фильтр [Борисова и др., 2019]. Фильтр с осадком асфальтенов отмывался петролейным эфиром до бесцветного раствора, после чего растворитель отгонялся, проба переводилась в стеклянный стаканчик и сушилась до постоянного веса.

Деасфальтизированная часть битумоида (мальтены) поступала на дальнейшее разделение [Успенский и др., 1966; Корчагина, Четверикова, 1980] в хроматографической колонке длиной 40-70 см, забитой неподвижной твердой фазой (сорбентом), в качестве которого использовался силикагель марки АСК с величиной зерен 0,2-0,5 мкм. В качестве десорбента (промывной жидкости) для отбора метаново-нафтеновой фракции (фракции насыщенных УВ) подавался петролейный эфир, для отбора нафтеново-ароматической фракции (фракции ароматических соединений) использовалась смесь петролейного эфира и бензола (9:1) [Борисова и др., 2019]. Для вымывания бензольных (более нейтральных) и спиртобензольных (более кислых) смол применялся сначала бензол, затем спиртобензольная смесь (1:1). Из каждой полученной фракции отгонялся растворитель, фракции переводились в стаканчики и сушились до постоянного веса в сушильном шкафу при температуре 40°C [Борисова и др., 2019]. Выход каждой фракции рассчитывался в % на битумоид [Успенский и др., 1966].

Далее исследования проводились на молекулярном и атомном уровнях методами газожидкостной хроматографии (насыщенная фракция) и хромато-масс-спектрометрии (насыщенная и ароматическая фракции).

2.5. Газожидкостная хроматография

Насыщенная фракция битумоидов анализировались методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ) на хроматографах «Маэстро ГХ 7820» с пламенно-ионизационным детектором. Метод ГЖХ, открытый А. Джеймсом и А. Мартином в 1952 году [Гусева, Соболева, 1989], в практике геохимических исследований является основным методом разделения многокомпонентных смесей и определения молекулярного состава углеводородов (УВ). Он позволяет анализировать содержание и распределение УВ, унаследовавших основные черты исходных биологических молекул липоидно-липидных компонентов рассеянного органического вещества, захороненного в породах [Гордадзе и др., 2010].

Разделение исследуемых соединений методом ГЖХ основано на распределении анализируемого вещества между двумя фазами, одна из которых является неподвижной, с большой поверхностью (тонкая пленка жидкости, адсорбированная на твердом теле), а другая – газ, протекающий через неподвижную фазу. В основе метода лежат процессы сорбции и десорбции, многократное повторение актов которых в этих средах при перемещении через слой неподвижной фазы приводит к разделению компонентов за счет разницы в константах распределения индивидуальных веществ между двумя фазами, перемещающимися относительно друг друга [Неручев и др., 1998; Гордадзе и др., 2010]. В практике лаборатории ИНГГ СО РАН в качестве газа-носителя используется гелий, а в качестве неподвижной фазы - апиезон-L.

Для выделения н-алканов и изопреноидных алканов из анализируемой многокомпонентной смеси исследования проводились в режиме линейного программирования температуры от 80 до 320°C (со скоростью подъема температуры 2-3°/мин). Компоненты изучаемой смеси в соответствии со своими адсорбционными способностями, которая у каждого компонента своя, селективно удерживаются

неподвижной фазой до образования отдельных полос (зон в газе-носителе), соответствующих отдельным компонентам. Полосы выносятся из колонки с потоком газа-носителя и регистрируются детектором в виде сигналов, зависящих от времени удерживания каждого из компонентов.

В результате анализа были получены графические изображения распределения компонентов изучаемой смеси по времени – хроматограммы (Рисунок 14), на которых каждый изображенный пик соответствует определенному соединению, а высота пика – его процентному содержанию в смеси [Неручев и др., 1998]. Методом ГЖХ изучались нормальные алканы и изопреноиды. Оценка циклических УВ методом ГЖХ, если позволяла интенсивность, проводилась только качественная, более детально эти соединения изучались методом хромато-масс-спектрометрии.

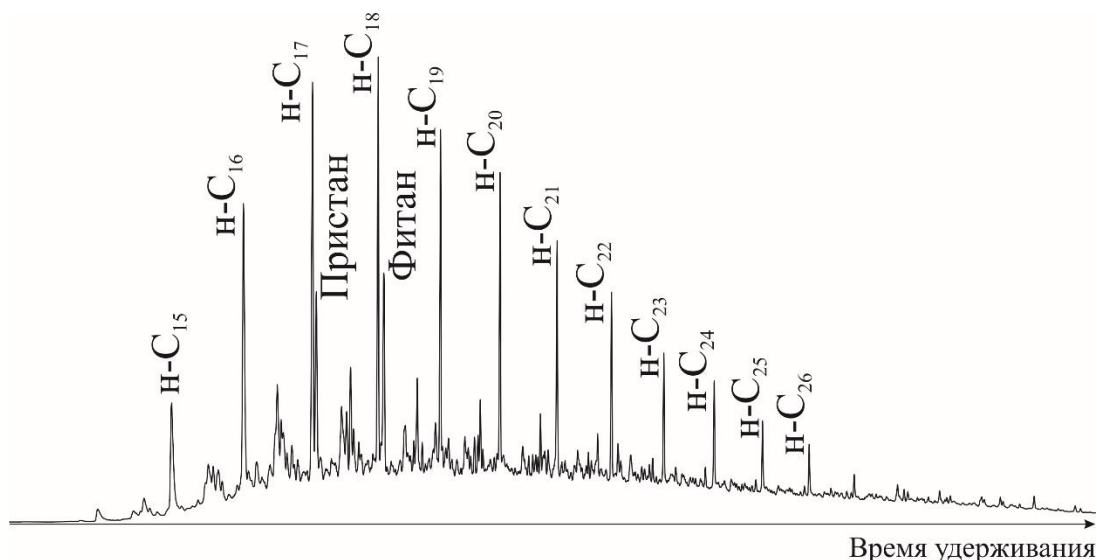


Рисунок 14 – Типовая хроматограмма битумоидов баженовской свиты.

Условные обозначения: Н-С₁₅-Н-С₂₆ – нормальные алканы состава С₁₅-С₂₆; пристан – изопреноидный алкан состава С₁₉, фитан – изопреноидный алкан состава С₂₀.

2.6. Хромато-масс-спектрометрия

Метод хромато-масс-спектрометрии (ХМС) позволяет идентифицировать большие группы индивидуальных веществ: полициклические углеводороды стеранового и терпанового рядов в составе насыщенной фракции битумоида, полициклические ароматические и сероароматические соединения в составе ароматической фракции битумоида (и/или нефти). Практически метод ХМС представляет

собой комбинацию газожидкостной хроматографии с масс-спектрометрией. С помощью первого метода осуществляется разделение смеси на отдельные компоненты, с помощью второго - количественный анализ, идентификация и установление строения веществ [Неручев и др., 1998]. Масс-спектрометрический метод основан на ионизации атомов и молекул, входящих в состав исследуемого вещества. В результате ионизации происходит образование нейтральных частиц и осколочных ионов, масса и заряд которых определяются структурой исходных молекул. Пучки ионов, разделенные по отношению массы иона к заряду (m/z), регистрируются тем или иным способом, в результате получают масс-фрагментограмму, используемую для идентификации вещества (качественный анализ). Для веществ известного состава по интенсивности отдельных линий спектра, пропорциональной концентрации соответствующих ионов, можно определить относительное содержание отдельных компонентов (количественный анализ). Основным преимуществом масс-спектрометрии является высокая чувствительность метода [Неручев и др., 1998].

В представленном исследовании хромато-масс-спектрометрические исследования проводились на системе, включающей газовый хроматограф Agilent Technologies 6890, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором MSD 5973N и компьютерной системой (ChemStation) регистрации и обработки информации HPG 1034. Хроматограф снабжен кварцевой капиллярной колонкой HP-5 длиной 30 м, диаметром 0.25 мм. В качестве газа-носителя служил гелий со скоростью потока 1 мл/мин. Температура испарителя составляла 290°C. Ввод проб проводился без деления потока. Программирование температуры начиналось от 100 °C (изотерма 4 мин) с последующим подъемом до 290°C со скоростью 4°C/мин и конечной изотермой в течение 30 мин. Ионизирующее напряжение источника - 70 эВ, температура - 230°C. Хроматограммы углеводов получены по общему ионному току (TIC) и сканированием по характерным фрагментным ионам: $m/z=217$, 218 для стеранов и изостеранов (Рисунок 15), $m/z=191$ для терпанов (Рисунок 16), $m/z=178$, 192 , 206 , 220 , 223 , 234 для фенантронов (Рисунок 17), $m/z=184$, 198 , 212 , 226 для дибензотиофенов (Рисунок 18), $m/z=253$ и 231

для моно-и триароматических стероидов (Рисунок 19), m/z 219 для ретена и m/z 223 для 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрена, где m/z – отношение массы иона к его заряду. Идентификация индивидуальных углеводов и соединений осуществлялась по времени удерживания путем сравнения полученных масс-фрагментограмм с уже имеющимися, а также с опубликованными данными, включая библиотеку Национального института стандартов (NIST). Величина относительной погрешности полученных значений не превышает 5%.

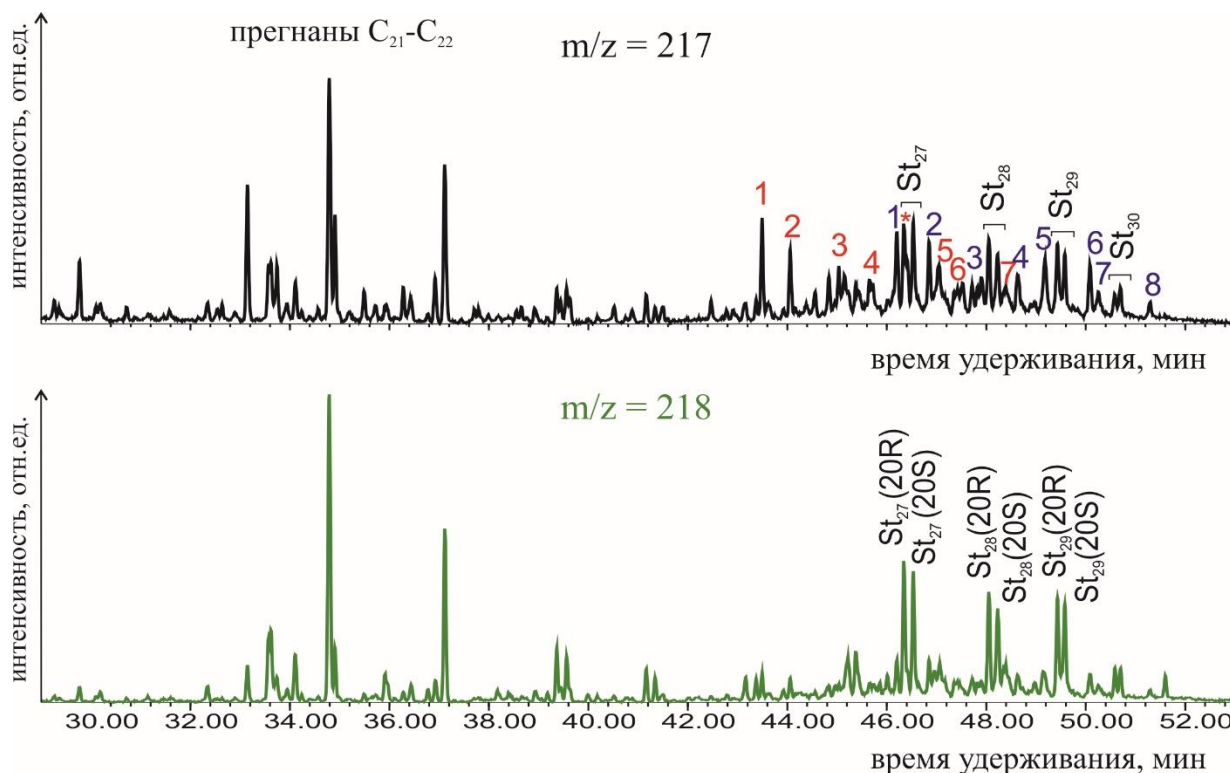


Рисунок 15 – Типовая хромото-масс-фрагментограмма стеранов (m/z 217, 218), идентифицированных в насыщенной (метано-нафтенной) фракции битумоидов баженовской свиты. Расшифровку смотри в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационная таблица стеранов.

Название соединения	Холестан	Эргостан (24-метил- холестан)	Стигмастан (24-этил- холестан)	24-н-про- пил- холестан
Кол-во атомов угле- рода	27	28	29	30
Геологические стераны ($\beta\beta$(изо)-стераны)				

№ пика и обозначение соединения	St ₂₇		St ₂₈		St ₂₉		St ₃₀	
<i>Перегруппированные стераны (13β, 17α-диастераны)</i>								
№ пика	1	2	3	4	5	6	7	8
Обозначение соединения	диаSt ₂₇		диаSt ₂₈		диаSt ₂₉		диаSt ₃₀	
Стериоизомер	20S	20R	20S	20R	20S	20R	20S	20R
<i>Биологические стераны (5α,14α,17α-стераны)</i>								
№ пика	1	2	3	4	5	6	7	8
Обозначение соединения	биоSt ₂₇		биоSt ₂₈		биоSt ₂₉		биоSt ₃₀	
Стериоизомер	20S	20R	20S	20R	20S	20R	20S	20R

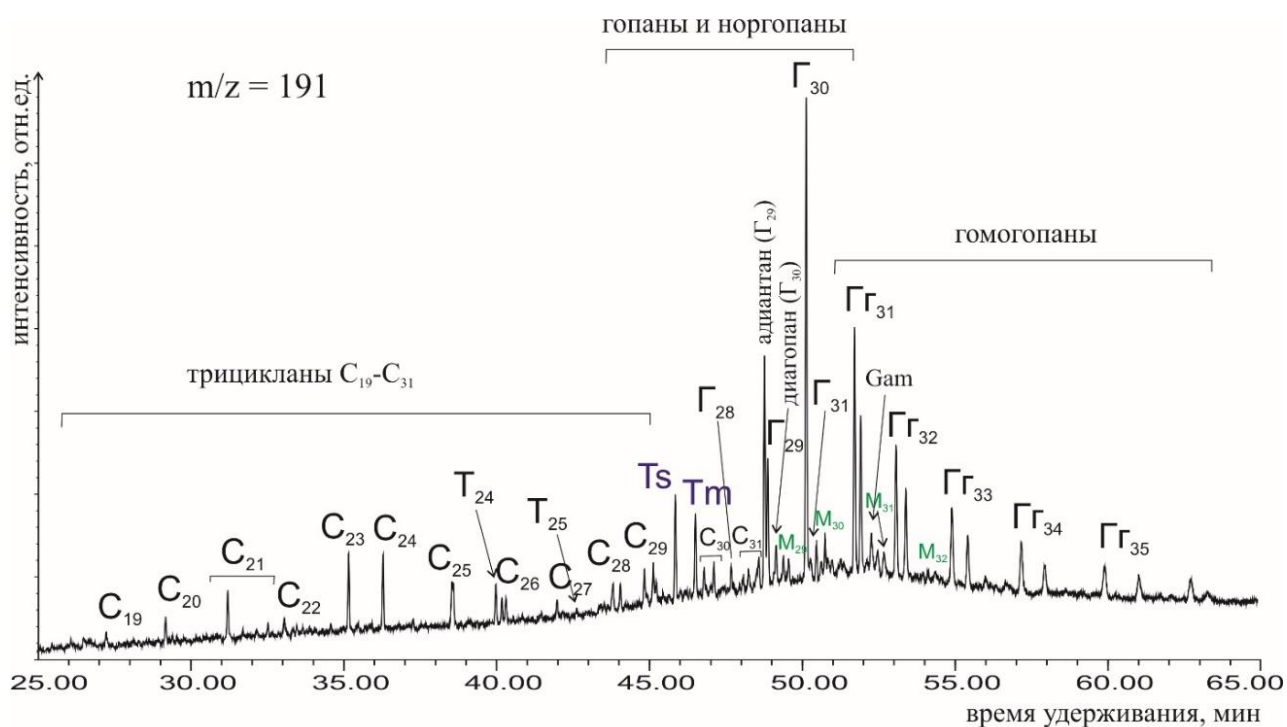


Рисунок 16 – Типовая хромото-масс-фрагментограмма терпанов (m/z 191), идентифицированных в метано-нафтенной фракции битумоидов баженовской свиты.

Условные обозначения: C₁₉–C₃₁ – трицикланы (хейлантаны), T₂₄–T₂₅ – тетрацикланы, Г₂₇–Г₃₀ – гопаны, Г₃₁–Г₃₅ – гомогопаны, M₂₉–M₃₂ – моретаны. Расшифровку смотри в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационная таблица пентациклических терпанов.

Гопаны и норгопаны								
№ пика	Ts (Г ₂₇)	Tm (Г ₂₇)	Г ₂₈	Г ₂₉	Адиан- тан (Г ₂₉)	Диаго- пан (Г ₃₀)	Г ₃₀	Г ₃₁
Со- еди- не- ние	18α,21β- 22,29,30- триснорнеого-	17α,21β- 22,29,30-	17α,21β-28,30- бисноргопан	18α-30-нор- неогопан	17α,21β-30- норгопан	диагопан	17α,21β-гопан	3α-метилгопан
Гомогопаны								
№	ГГ ₃₁	Гам	ГГ ₃₂	ГГ ₃₃	ГГ ₃₄		ГГ ₃₅	
Со- еди- не- ние	17α,21β-30- гомогопан 20S+20R	Гаммацеран	17α,21β- 30,31- бисгомого-	17α,21β- 30,31,32- трисгомого-	17α,21β- 30,31,32,33- тетракис- сгомогопан 20S+20R		17α,21β- 30,31,32,33,3 4- пентакис- гомогопан	
Моретаны								
№	M ₂₉		M ₃₀		M ₃₁		M ₃₂	
Со- еди- не- ние	17β,21α–30- норморетан		17β,21α–море- тан		17β,21α–30- гомоморетан 20S+20R		17β,21α- 30,31- бисгомо- моретан 20S+20R	

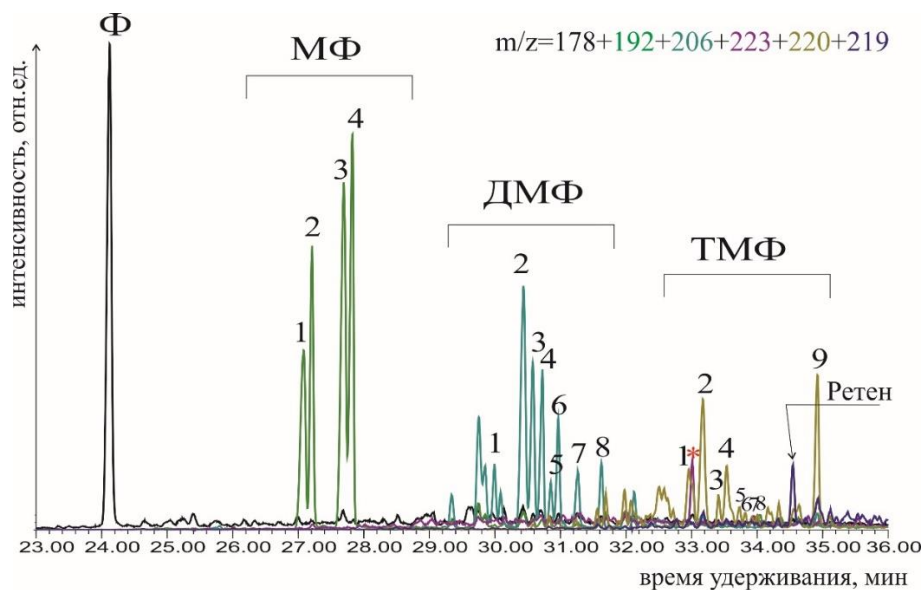


Рисунок 17 – Типовая хромото-масс-фрагментограмма феноантронов, идентифицированных в ароматической (нафтено-ароматической) фракции битумоидов баженковской свиты. Расшифровку смотри в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационная таблица фенатренов.

Метилфенантрены(МФ) (m/z 192)								
№ пика	1	2	3	4	5	6	7	8
Соединение	3-МФ	2-МФ	9-МФ	1-МФ				
Диметилфенантрены (ДМФ) (m/z 206)								
№ пика	1	2	3	4	5	6	7	8
Соединение	2,6-, 2,7-	1,3-, 3,9-, 2,10-	1,6-, 2,5-, 2,9-	1,7-	2,3-	1,9-, 4,9-, 4,10-	1,8-	1,2-
Триметилфенантрены (ТМФ) (m/z 220)								
№ пика	1	2	3	4	5+6	7+8	9	
Соединение	1,3,6-, 1,3,10-, , 2,6,10-	1,3,7-, 2,7,9-, 2,6,9-	1,3,9-, , 2,3,6-	1,6,9-, 1,7,9-, 2,3,7-	1,3,8-, 2,3,10-	1,7,7-	1,7,8-	
Прочие соединения фенантренового ряда								
Ф (m/z=178)	Голоядерный фенантрен							
* (m/z=223)	1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен (ТМТГФ)							
Ретен (m/z=219)	1-метил, 7-изопропилфенантрен							

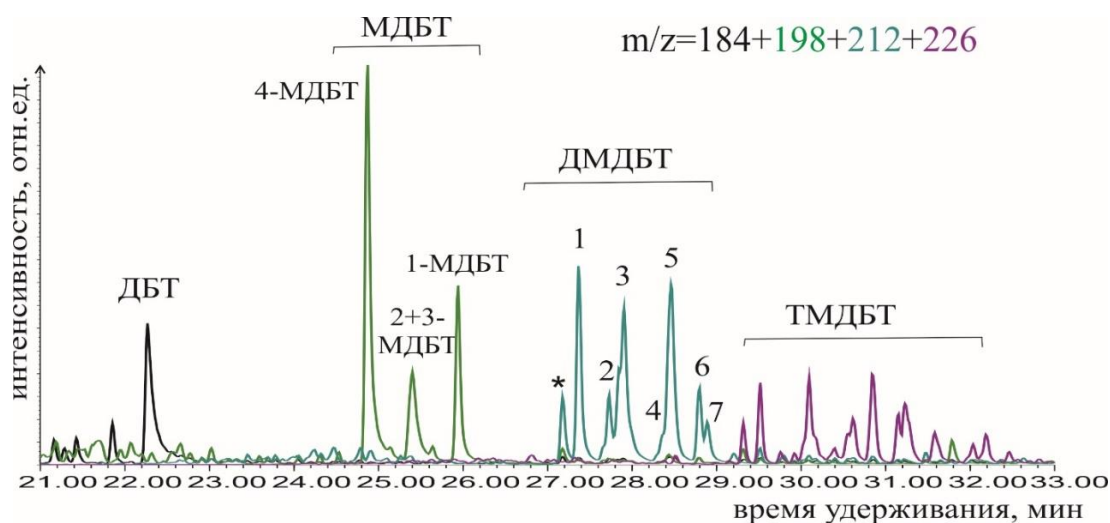


Рисунок 18 – Типовая хромото-масс-фрагментограмма дибензотиофенов, идентифицированных в нафтно-ароматической фракции битумоидов бажендовской свиты.
Расшифровку смотри в таблице 5.

Таблица 5 – Идентификационная таблица диметилдибензотиофенов.

<i>Диметилдибензотиофены (ДМДБТ) (m/z 212)</i>								
№ пика	*	1	2	3	4	5	6	7
Соединение	4- этил- ДБТ	4,6-	2,4-	2,6-, 3,6-	3,7-	1,4-, 1,6-, 1,8-	1,2-, 1,3	1,7-, 1,9, 3,4

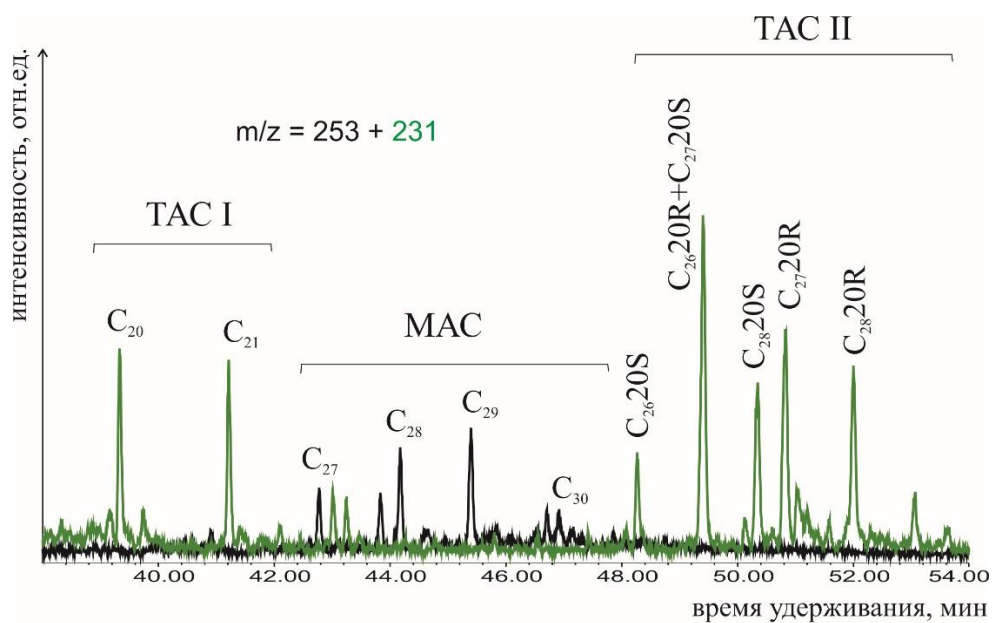


Рисунок 19 – Типовая хромото-масс-фрагментограмма моно-(m/z 253) и триароматических (m/z 231) стероидов, идентифицированных в нефтено-ароматической фракции битумоидов баженовской свиты.

Глава 3. ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ СЕВЕРО-СУРГУТСКОГО РАЙОНА

В главе 3 диссертации фактический материал изученных разрезов баженовской свиты Северо-Сургутского района описывается по зонам, выделенным в главе 1 для границы баженовская свита - подачимовская толща: баженовская свита, переходная зона баженовской свиты (пачка II, см. раздел 1.1), переходная зона подачимовской толщи (пачка III, см. раздел 1.1), подачимовская толща. Сначала рассматривается основной объект исследования – собственно баженовская свита, затем зона перехода баженовской свиты в подачимовскую толщу (пачки II и III), затем приграничные интервалы подачимовской толщи и георгиевской свиты.

3.1. Содержание органического углерода и пиролитические характеристики

Баженовская свита

Содержание органического вещества (ОВ) в собственно баженовской свите на исследуемой территории высокое, значения $C_{орг}$ достигают 24 % на породу, в среднем для всех площадей содержание $C_{орг} = 9$ % на породу. В большей части образцов (71% от всей изученной коллекции) $C_{орг}$ варьируют от 5 до 15 % на породу (Рисунок 20), образцы пород с содержанием $C_{орг}$ меньше 3 % в изученной выборке единичны. Полученные результаты полностью согласуются с выводами исследователей баженовской свиты, опубликованными в более ранних работах [Конторович и др., 1967, 1975, 2018в; Kontorovich et al., 2007; Пономарева и др., 2018; и др.].

Наиболее обогащены органическим веществом образцы баженовской свиты Южно-Ягунской и Повховской площадей, в которых содержание $C_{орг} > 15$ % на породу отмечается в 12 и 9 % от общего количества изученных образцов соответственно. На Дружной и Новоортьягунской площадях, в диапазон значений 15-20% на породу попадает только 4 и 2% изученной коллекции соответственно.

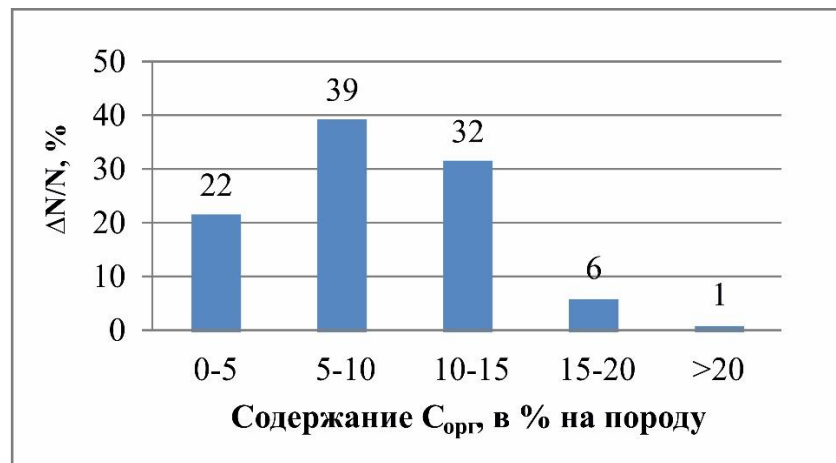


Рисунок 20 – Содержание $C_{орг}$ в баженовской свите Северо-Сургутского района.

Органическое вещество в баженовской свите распределено неравномерно (Рисунок 21).

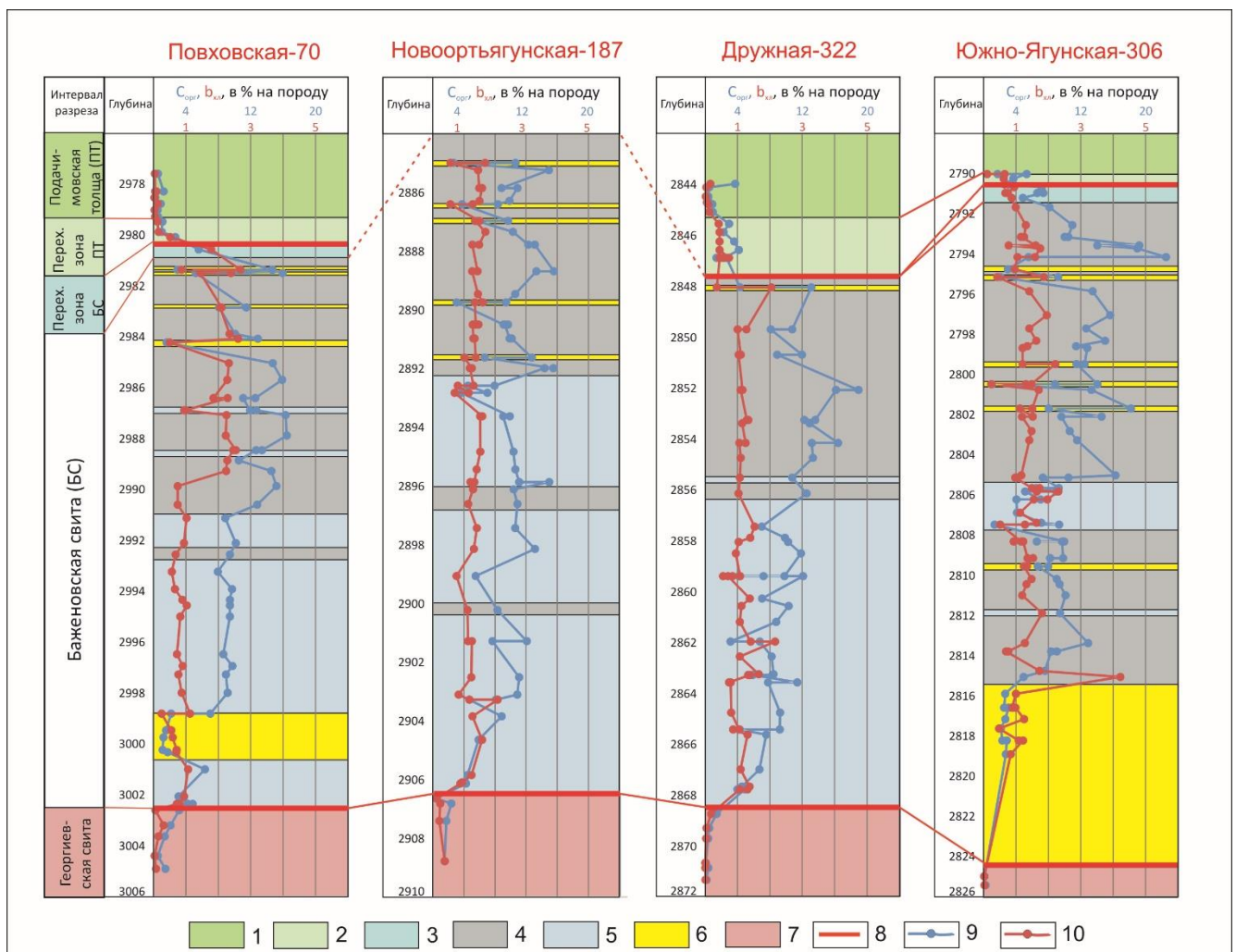


Рисунок 21 – Распределение органического вещества (содержания $C_{орг}$, $b_{хл}$ общ) по разрезу баженовской свиты в скважинах Северо-Сургутского района.

Условные обозначения: литотипы и литологические пакки выделены по [Конторович и др., 2016; Эдер и др., 2020]: 1 – нижняя часть подачимовской толщи (микститы глинистые, кремнисто-глинистые и аргиллиты), 2 – переходная зона подачимовской толщи (микститы глинистые

и кремнисто-глинистые), 3 – переходная зона баженовской свиты (микститы глинистые), 4 – микститы баженовской свиты: керогеновые, кероген-кремнистые, кероген-глинисто-кремнистые, кероген-карбонатные, кероген-кремнисто-карбонатные, 5 – силициты и керогеновые силициты, 6 – карбонаты, 7 – верхняя часть георгиевской свиты (аргиллиты), 8 – граница баженовской свиты, 9 – содержание $C_{орг}$, в % на породу, 10 – содержание битумоидов $b_{хл\text{ общ}}$, в % на породу.

На Южно-Ягунской, Дружной и Повховской площадях наиболее высокие концентрации ОВ приурочены к верхней части баженовской свиты, где отмечаются микститы баженовской свиты, слагающие «кокколитовую пачку» (переслаивание кероген-глинистых, кероген-кремнисто-глинистых, кероген-карбонатных микститов и карбонатных линз-прослоев, содержащих реликты кокколитофоридовых водорослей) и залегающую под ней пачку, состоящую из преимущественно кероген-кремнистых микститов [Костырева, Сотнич, 2017; Эдер и др., 2015, 2016]. Вниз по разрезу, концентрация ОВ уменьшается, достигая наименьших значений (0,5-3 % на породу) в залегающих в подошве свиты силицитах и карбонатах [Костырева, Сотнич, 2017; Эдер и др., 2019]. Подобное распределение ОВ в породах баженовской свиты было отмечено еще в 1980-х годах на территории Среднего Приобья, и, в частности, Салымского района [Нестеров, Ушатинский, 1986]. В разрезе Новоортъягунской скважины эта тенденция проявлена менее явно, отмечается более равномерное распределение ОВ по разрезу.

Поскольку в баженовской свите ОВ является породообразующим компонентом [Конторович и др., 2016], повышенные значения $C_{орг}$ ($>10\%$) отмечаются в «керогеновых» разновидностях литотипов пород – керогеновых силицитах (от 7 до 15 %) и микститах: в керогеновых (от 6 до 24%), кероген-кремнистых (от 7 до 19%), кероген-глинистых (от 6 до 20%), кероген-карбонатных (от 4 до 16 %). Средние значения $C_{орг}$ в микститах увеличиваются в ряду: кероген-карбонатные и кероген-кремнисто-карбонатные – 10 % → кероген-глинистые – 11 % → кероген-кремнистые и кероген-глинисто-кремнистые – 12% → керогеновые – 15 % на породу. Минимальные значения $C_{орг}$ в микститах отмечаются в единичных прослоях кремнистых ($C_{орг}=3-8\%$, в среднем 6 %) и кремнисто-глинистых ($C_{орг}=4-8\%$, в среднем 7 %) разновидностях (Рисунок 22). В силицитах значения $C_{орг}$ варьируют от 1,5 до 8 %, в среднем 5 %, в карбонатах – от 0,5 до 6,5 %, в среднем 2,5 % на

породу.

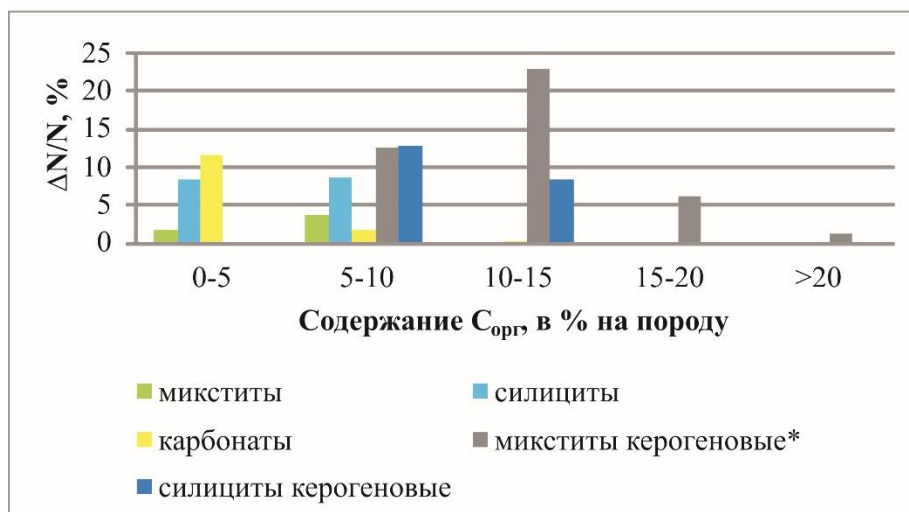


Рисунок 22 – Содержание $C_{орг}$ в литотипах баженовской свиты Северо-Сургутского района.

*микститы кероген-глинистые, кероген-кремнистые, кероген-глинисто-кремнистые, кероген-карбонатные и кероген-кремнисто-карбонатные.

В соответствии с распределением в породе $C_{орг}$ ведут себя и пиролизические показатели S_1 и S_2 , характеризующие нефтегенерационный потенциал пород.

Пиролизический показатель S_1 , соответствующий выходу углеводородов, находящихся в породе в свободном или адсорбированном состоянии, в изученных образцах баженовской свиты достигает значений 14 мг УВ/г породы, варьируя в большей части образцов в пределах 4-8 мг УВ/г породы (Рисунок 23).

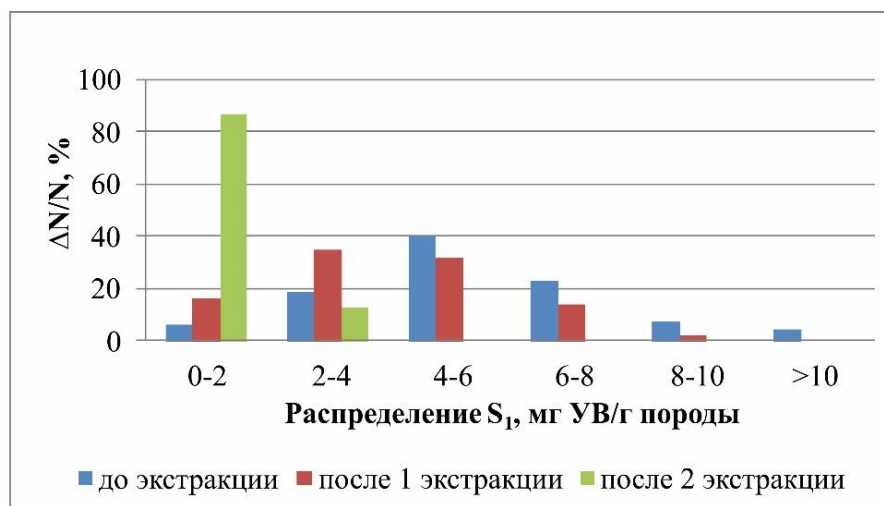


Рисунок 23 – Значения пиролизического показателя S_1 в баженовской свите Северо-Сургутского района до и после экстракции битумоидов

Среди литотипов баженовской свиты наибольшие значения S_1 отмечаются в микститах керогеновых (до 14, в среднем, 7 мг УВ/г породы), кероген-кремнистых

(до 13,5, в среднем 6 мг УВ/г породы), кероген-карбонатных (до 12,5, в среднем 5 мг УВ/г породы) и силицитах керогеновых (до 11,5, в среднем 5 мг УВ/г породы). В микститах кремнистых, кероген-глинистых и кремнисто-глинистых, а также в силицитах значения S_1 не превышают 8 мг УВ/г породы, в среднем около 5 мг УВ/г породы. В карбонатах S_1 варьирует от 0,5 до 8,5, но в среднем только 2,4 мг УВ/г породы.

После экстракции битумоидов из открытого порового пространства (после 1 экстракции), как видно из рисунка 23, значения S_1 снизились незначительно (примерно в 1,5 раза), в то время как после удаления битумоидов закрытых пор (после 2 экстракции) показания S_1 уменьшились в 3 раза и значения не превышают 4 мг УВ/г породы. Это может свидетельствовать о том, что большая часть образованных органическим веществом баженовской свиты углеводородов находится, в основном, не в открытом поровом пространстве пород, а запечатана в относительно более изолированных условиях (закрытых порах).

Пиролитический показатель S_2 , характеризующий выход относительно высокомолекулярных компонентов нефти и УВ, образовавшихся в процессе деструкции керогена, изменяется от 2,2 до 102,1 мг УВ/г породы. Для большей части образцов характерны значения 25-75 мг УВ/г породы (Рисунок 24).

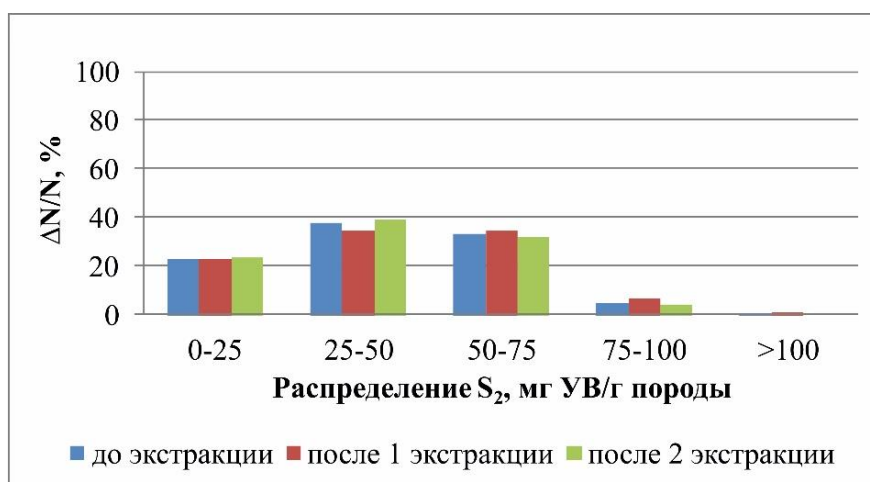


Рисунок 24 – Значения пиролитического показателя S_2 в баженовской свите Северо-Сургутского района до и после экстракции битумоидов.

Максимальные значения S_2 отмечаются в микститах кероген-глинистых (до 112 мг УВ/г породы, в среднем 55 мг УВ/г породы), керогеновых (до 107 мг УВ/г породы, в среднем 70 мг УВ/г породы), кероген-кремнистых (до 95, в среднем 56

мг УВ/г породы), кероген-карбонатных (до 70 мг УВ/г породы, в среднем 46 мг УВ/г породы), а также в керогеновых силицитах (до 83 мг УВ/г породы, в среднем 47 мг УВ/г породы). В остальных литотипах значения S_2 не превышают 43 мг УВ/г породы, в среднем 31 мг УВ/г породы – микститах кремнисто-глинистых, 23 мг УВ/г породы – в микститах кремнистых и силицитах, 13 мг УВ/г породы – в карбонатах (Рисунки 25 и 26).

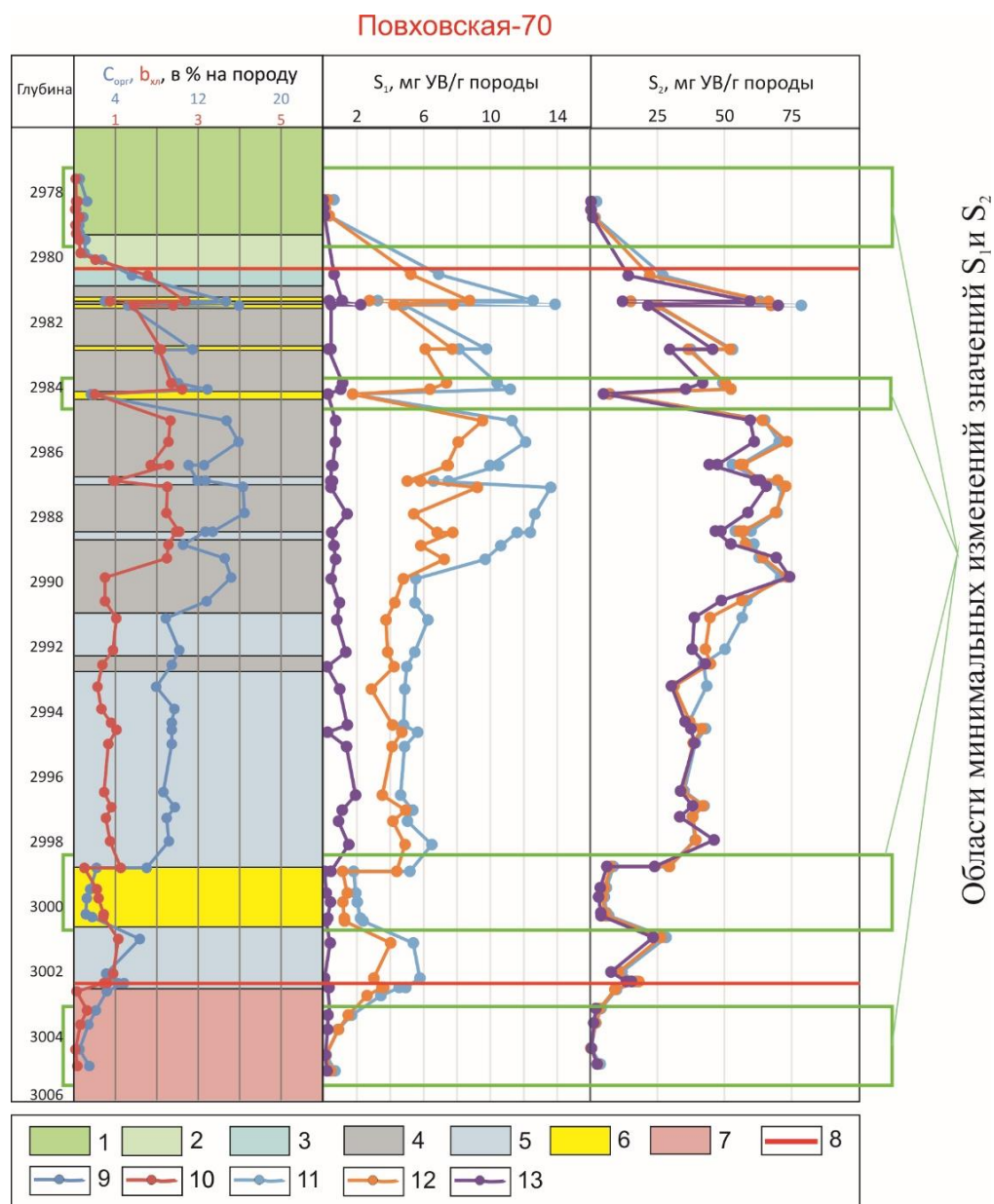


Рисунок 25 – Распределение содержания ОВ ($C_{\text{орг}}$, $b_{\text{хл}}$) и пиролитических характеристик S_1 и S_2 по разрезу баженовской свиты скв. Повховская-70.

Условные обозначения: 1-9 см. на рисунке 21; результаты пиролиза: 11 – до экстракции, 12 – после 1 экстракции (ОГД), 13 – после 2 экстракции (ОМД).

Новоортьягунская-187

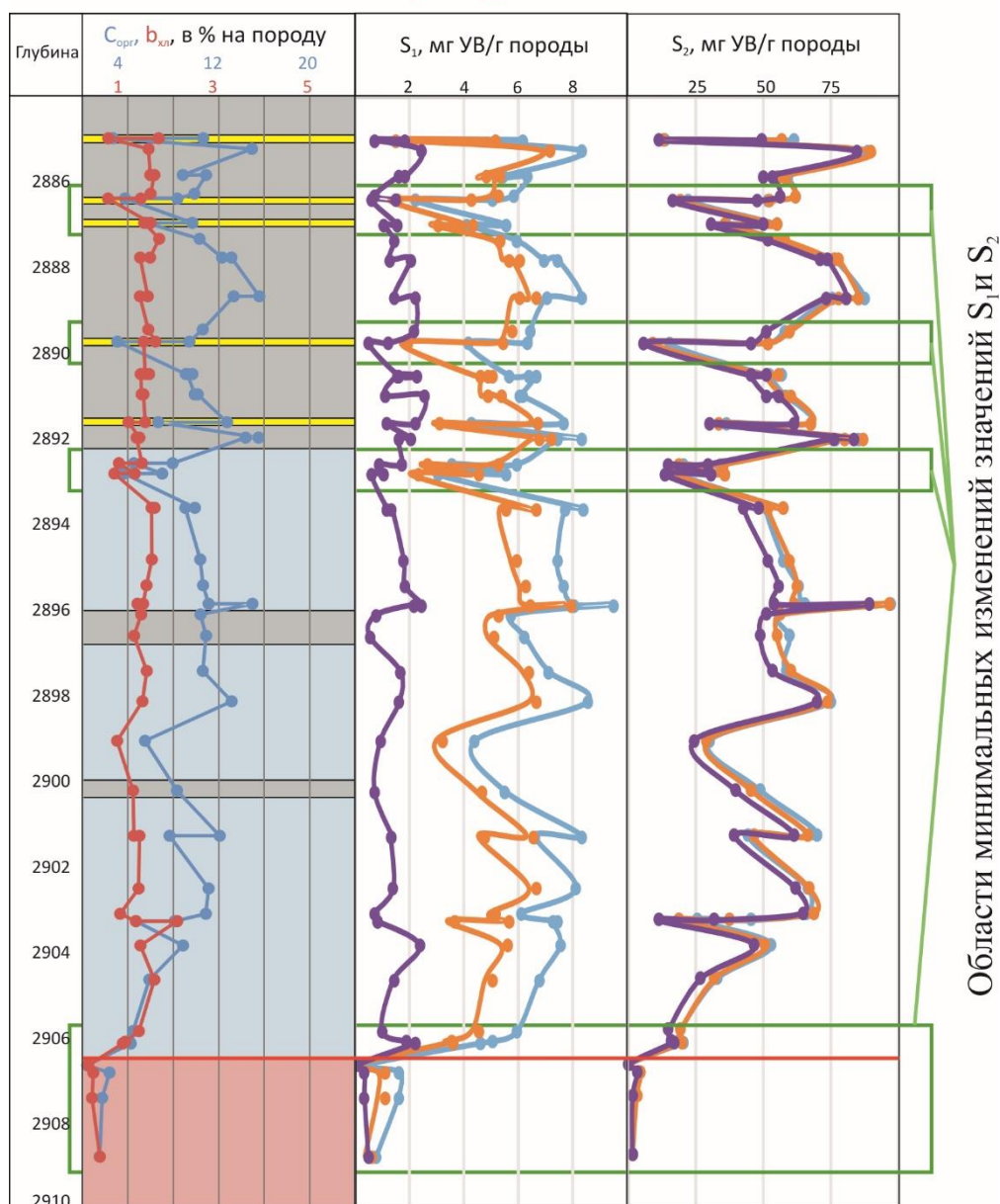


Рисунок 26 – Распределение содержания ОВ ($C_{орг}$, $b_{хл}$) и пиролитических характеристик S_1 и S_2 по разрезу баженовской свиты скв. Новоортьягунская-187.
Условные обозначения см. на рисунках 21 и 25.

После удаления битумоидов показатель S_2 также снижается, но по сравнению с S_1 в меньшей степени (см. рисунок 24). В основном изменения показателя S_2 отмечаются в верхней и средней частях разреза баженовской свиты – в микститах кероген-кремнистых и силицитах керогеновых (см. рисунки 25 и 26), в которых ΔS_2 может достигать 18 мг УВ/г породы. Такое изменение показателя S_2 до и после экстракции связывается с удалением из породы в составе экстрактов высокомолекулярных смолистых компонентов, входящих в пик S_2 [Дахнова и др., 2007], либо компонентов микронефти, сорбирующихся на поверхности керогена

и не отделившихся от него в процессе термического испарения, внося тем самым неконтролируемую добавку в пик S_2 [Козлова и др., 2015].

Анализ пиролитических параметров S_1 и S_2 до экстракции показал, что наибольших значений они достигают в обогащенных ОБ микститах (S_1 до 14 мг УВ/г породы, S_2 до 100 мг УВ/г породы), вниз по разрезу постепенно снижаются, минимальные значения – в силицитах и карбонатах (S_1 до 8 мг УВ/г породы, S_2 до 43 мг УВ/г породы), что в принципе повторяет тренд распределения $C_{орг}$ (см. рисунки 25 и 26). Коэффициент детерминации (R^2) для линейной зависимости S_2 от $C_{орг}$ равна 0,9, для зависимости S_1 от $C_{орг}$ равна 0,5. Значения показателя S_1 в большей степени зависят не от значений $C_{орг}$ ($R^2=0,5$), а от выхода хлороформенного битумоида ($b_{хл\ общ}$): R^2 в этом случае равен 0,7. Кроме того, анализ пиролитических результатов после последовательной экстракции из пород сначала битумоидов открытых пор, а затем битумоидов из закрытого порового пространства пород показал, что значения показателя S_1 , измеренные до и после удаления битумоидов (ΔS_1), тесно связаны с выходами битумоидов открытых и закрытых пор (Рисунок 27). Например, для коллекции образцов Повховской площади установлены линейные зависимости между:

- общим выходом хлороформенных битумоидов ($b_{хл\ общ}$) и изменением показателя S_1 до и после экстракции битумоидов ($\Delta S_{1\ д/э-ОМД}$), $R^2 = 0,88$;
- содержанием битумоидов открытых пор ($b_{хл\ ОГД}$) и изменением показателя S_1 до и после удаления из пород битумоидов открытых пор ($\Delta S_{1\ д/э-ОМД}$), $R^2 = 0,65$;
- содержанием битумоидов закрытых пор ($b_{хл\ ОМД}$) и изменением показателя S_1 до и после удаления из пород битумоидов закрытых пор ($\Delta S_{1\ ОГД-ОМД}$), $R^2 = 0,87$.

Сумма параметров пиролиза S_1+S_2 представляет является количественной оценкой суммарного генетического потенциала нефтематеринских отложений [Меленевский, 1991]. В изученной коллекции значения этого параметра достигают 120,3 мг УВ/г породы, что согласно классификации Ж. Эспиталье [Тиссо, Вельте, 1981] характеризует образцы баженовской свиты как материнские породы

с «превосходным» генетическим потенциалом.

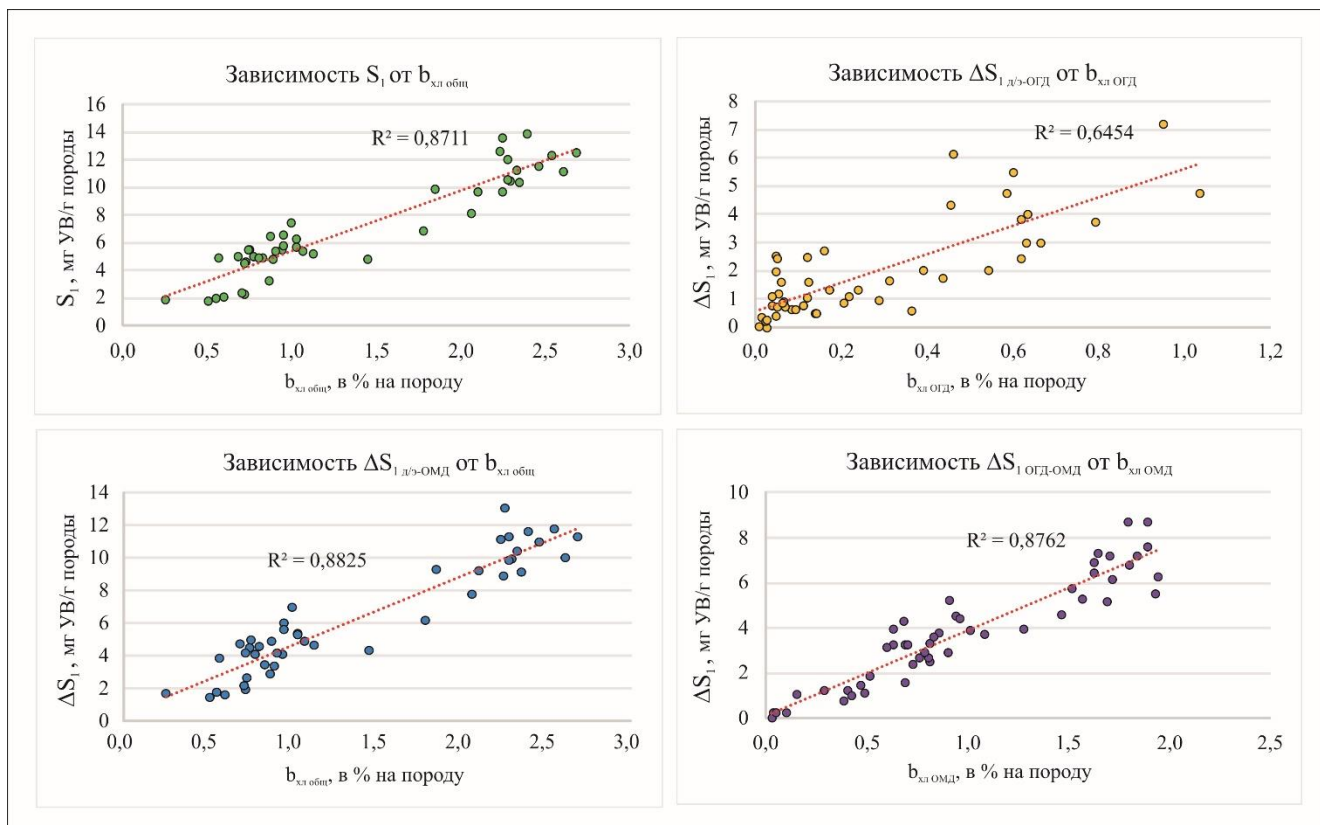


Рисунок 27 – Линейные зависимости значений пиролизического показателя S_1 от выходов битумоидов открытых и закрытых пор баженовской свиты скв. Повховская-70.

По соотношению показателей S_1 и S_2 косвенно можно оценить характер распределения наиболее подвижных нефтеподобных продуктов генерации ОВ в интервале баженовской свиты. Значения отношения S_1/S_2 в изученных образцах баженовской свиты варьируют от 0,05 до 0,5. На территории исследования повышенные значения S_1/S_2 отмечаются на Повховской площади - в среднем по разрезу в интервале баженовской свиты – 0,2, на остальных площадях – в среднем 0,1. Высокие значения S_1/S_2 характерны, в основном, для силицитов, распространенных преимущественно в подошве свиты на Повховской ($S_1/S_2 = 0,2-0,5$), Новоортьягунской ($S_1/S_2 = 0,1-0,3$) и Дружной ($S_1/S_2 = 0,2-0,4$) площадях. На Повховской площади высокие значения S_1/S_2 отмечаются также в прослое апорадиоляритовых карбонатов ($S_1/S_2 = 0,2-0,4$). На Южно-Ягунской площади повышенные значения S_1/S_2 (0,2-0,3) отмечаются в единичных карбонатных прослоях «кокколитовой пачки», силицитах и единичных карбонатах слоя КС.

В соответствии с S_1/S_2 ведут себя такие показатели, как индекс продуктивности (PI) и показатель $S_1/C_{орг}$. Их повышенные значения (до 0,33 и 250 мг УВ/г $C_{орг}$ соответственно), свидетельствующие об активно протекающих процессах перераспределения образованной микроневфти в баженовской свите, отмечены в силицитах и карбонатах, а также в единичных прослоях кремнистых и кремнисто-глинистых микститов (до 0,3 и 160 мг УВ/г $C_{орг}$). В остальных литотипах баженовской свиты PI не превышает 0,2, а показателя $S_1/C_{орг}$ - 110 мг УВ/г $C_{орг}$.

Степень зрелости ОВ, определяемая по пиролитическому показателю T_{max} , в основном соответствует зоне зрелого керогена начала «зоны нефтеобразования»: T_{max} изменяется от 429 до 449°C. Повышенные значения T_{max} (от 438 до 449°C при среднем 442°C) отмечаются в основном в образцах Повховской скважины. Максимальный разброс значений параметра T_{max} наблюдается в Южно-Ягунской скважине от 429 до 445°C (в среднем 439°C). В образцах Дружной и Новоортьягунской скважин значения T_{max} варьируют от 436 до 447°C (в среднем 440°C).

Водородный индекс (HI) в образцах баженовской свиты Северо-Сургутского района изменяется от 220 до 755 мг УВ/г $C_{орг}$. Для большей части образцов (80 % коллекции) характерны значения 400-600 мг УВ/г $C_{орг}$ (Рисунок 28), что типично для большинства нефтематеринских свит стратисферы и характеризует кероген II типа, образованный некромассой фито- и зоопланктона, а также бактерий, накапливавшейся в субаквальных восстановительных условиях [Лопатин, Емец, 1987].

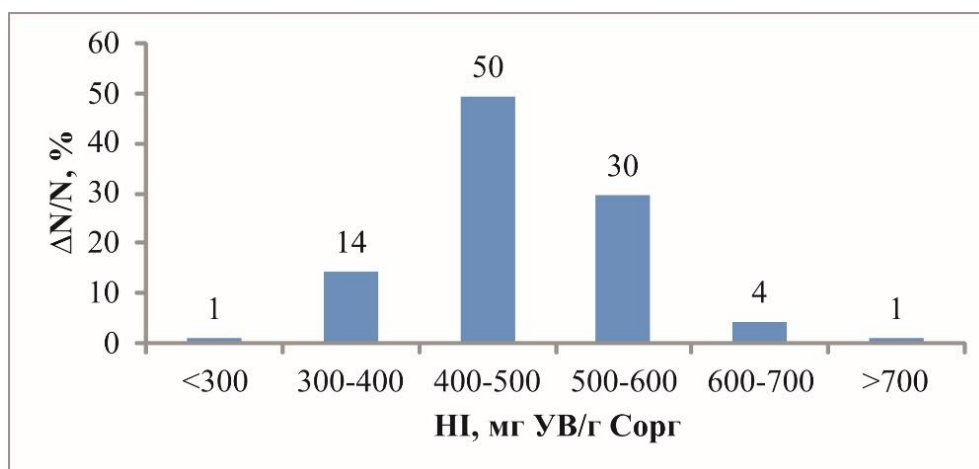


Рисунок 28 – Гистограмма распределения водородного индекса (HI) в баженовской свите Северо-Сургутского района.

На изученных площадях наибольшие значения водородного индекса (НІ) отмечаются в образцах баженовской свиты Новоортьягунской площади, в 70 % коллекции которой значения НІ варьируют в пределах 500-600 мг УВ/г $C_{орг}$, 22 % - 400-500 мг УВ/г $C_{орг}$ и 8 % - 600-700 мг УВ/г $C_{орг}$. В образцах Повховской, Дружной и Южно-Ягунской площадей на долю значения НІ=400-500 мг УВ/г $C_{орг}$ приходится соответственно 70, 60 и 55 % от всей коллекции образцов баженовской свиты. Среди литологических типов пород более низкий нефтегенерационный потенциал (≤ 590 мг УВ/г $C_{орг}$) отмечается среди микститов (Рисунок 29).

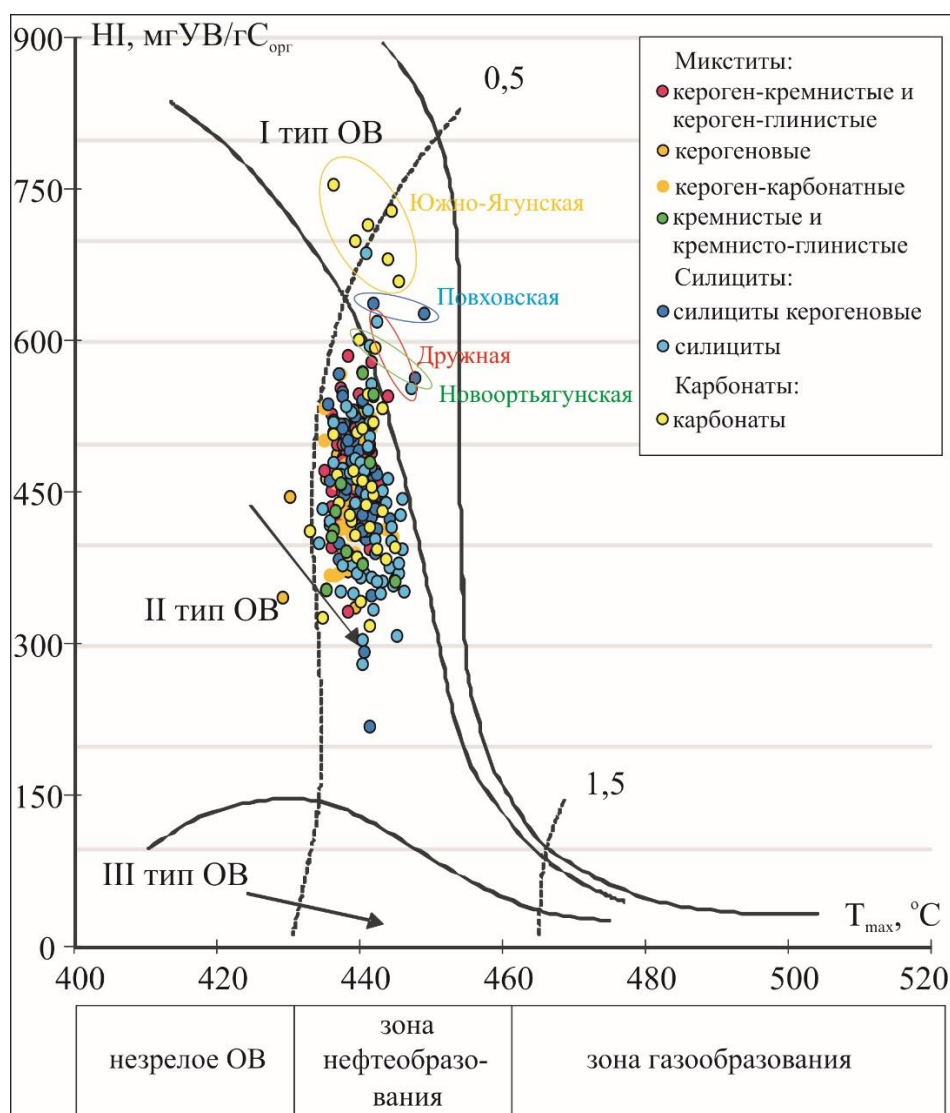


Рисунок 29 – Диаграмма НІ- T_{max} для баженовской свиты Северо-Сургутского района.

В кероген-глинистых микститах НІ изменяется от 410 до 550 мг УВ/г $C_{орг}$, в керогеновых микститах – от 340 до 550 мг УВ/г $C_{орг}$, в кероген-кремнистых микститах – от 330 до 590 мг УВ/г $C_{орг}$, в кероген-карбонатных микститах – от 370-570 мг

УВ/г $C_{орг}$, в микститах кремнисто-глинистых – от 380-550 мг УВ/г $C_{орг}$, в микститах кремнистых – 360-570 мг УВ/г $C_{орг}$. В керогеновых силицитах значения НІ варьируют от 220 до 640 мг УВ/г $C_{орг}$. В силицитах и карбонатах НІ повышен – от 280 до 715 мг УВ/г $C_{орг}$ в силицитах и от 320 до 755 мг УВ/г $C_{орг}$ в карбонатах.

Переходная зона от баженовской свиты к подачимовской толще

При переходе от баженовской свиты к вышележащей подачимовской толще выделяется переходная зона (переходная зона баженовской свиты и переходная зона подачимовской толщи) [Эдер и др., 2020], в которой фиксируется постепенное снижение содержания и качества ОВ.

В переходной зоне баженовской свиты, сложенной преимущественно глинистым микститом, значения $C_{орг}$ варьируют от 5 до 7 % на породу, в среднем – 6,3 %. Значения пиролитических показателей изменяются: S_1 - от 2,5 до 7 мг УВ/г породы (в среднем, 3,7), S_2 - от 20 до 30 мг УВ/г породы (в среднем 25,7). Генетический потенциал пород переходной зоны баженовской свиты – высокий, значения параметра S_1+S_2 изменяется преимущественно от 25 до 35 мг УВ/г породы. Значения отношения S_1/S_2 не превышают 0,15 на Южно-Ягунской площади и 0,25 - на Повховской, индекс продуктивности не превышает 0,2 (в основном, 0,1), а показатель $S_1/C_{орг}$ изменяется от 34 до 123 мг УВ/г $C_{орг}$, что, в целом, сопоставимо со средними значениями в баженовской свите. Водородный индекс в переходной зоне баженовской свиты варьирует от 370 до 485 мг УВ/г $C_{орг}$ и характеризует органическое вещество II типа (Рисунок 30).

В переходной зоне подачимовской толщи, представленной микститом глинистым и глинисто-кремнистым, значения $C_{орг}$ изменяются от 1 до 5 % на породу, в среднем 2,8 %. При этом в микститах глинистых содержание ОВ значительно выше, по сравнению с микститом глинисто-кремнистым: содержание $C_{орг}$, в среднем, 3,1 % и 1,07 % соответственно. Пиролитические характеристики ОВ в переходной зоне подачимовской толщи также значительно снижаются: значения показателя S_1 изменяется в пределах 0,7÷3,6 мг УВ/г породы (в среднем, 1,9), S_2 – 3÷24 мг УВ/г породы (в среднем, 11,2). Отношение S_1/S_2 и PI изменяются от 0,1 до 0,3 (в среднем, 0,15), показатель $S_1/C_{орг}$ – от 45 до 132 мг УВ/г $C_{орг}$ (в среднем, 75 мг/г).

Качество ОВ переходной зоны подачимовской толщи соответствует II типу керогена (см. рисунок 30): водородный индекс варьирует от 375 до 405 мг УВ/г $C_{орг}$ в глинистых микститах и от 306 до 355 мг УВ/г $C_{орг}$ в кремнисто-глинистых микститах.

Зрелость ОВ переходной зоны соответствует началу главной зоны нефтеобразования: значения T_{max} изменяются от 437 до 445°C.

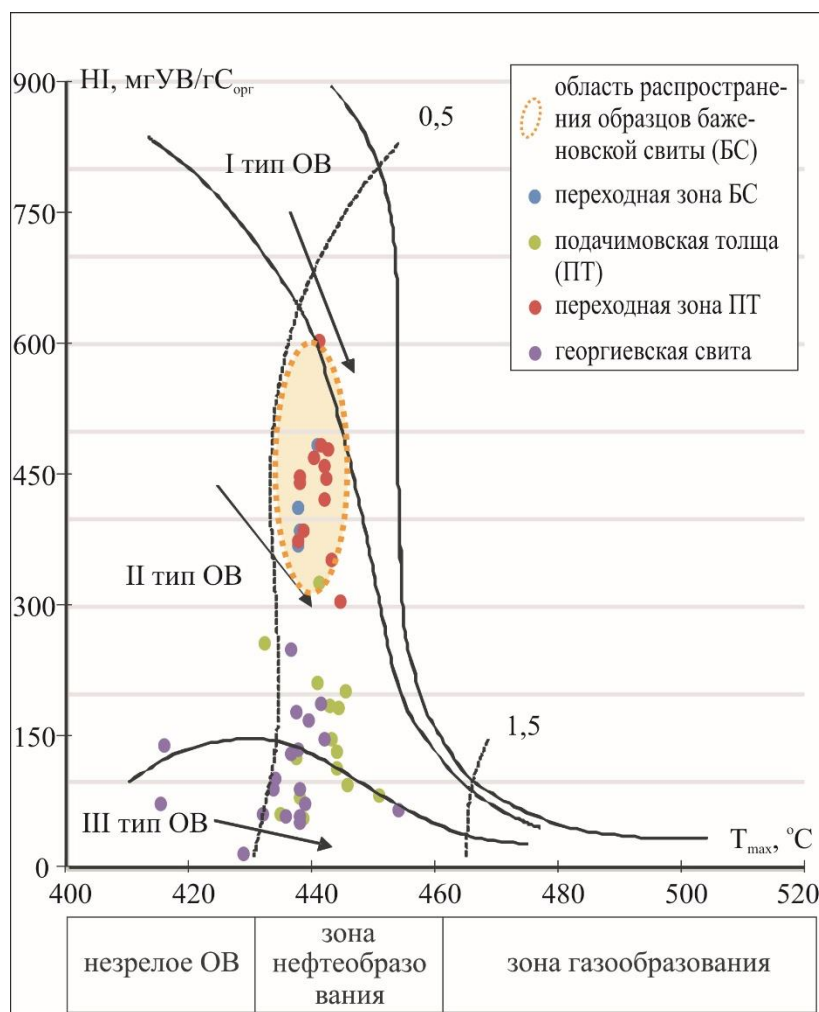


Рисунок 30 – Диаграмма HI- T_{max} для переходной зоны баженновской свиты, подачимовской толщи и георгиевской свиты Северо-Сургутского района.

Подачимовская толща

В подачимовской толще содержание $C_{орг}$ еще более низкое и не превышает 3,7% на породу, в среднем 0,9 %. Повышенные его концентрации отмечаются в микститах глинистых ($C_{орг}=0,5-1,7$ % на породу, в среднем 1,1 %) и кремнисто-глинистых ($C_{орг}=0,4-3,7$ % на породу, в среднем 1,1 %). В аргиллитах содержание

$C_{\text{орг}}$ изменяется от 0,4 до 0,9 % на породу, в среднем 0,6 %. Породы обладают умеренным нефтегенерационным потенциалом: значения пиролитических показателей S_1 и S_2 изменяются в пределах 0,1 ÷ 1,4 (в среднем, 0,4) и 0,3 ÷ 9,6 (в среднем, 1,7) мг УВ/г породы соответственно. Значения отношения S_1/S_2 высокие – от 0,1 до 0,5, в среднем 0,3. Индекс продуктивности PI – от 0,1 до 0,3 (в среднем, 0,2), $S_1/C_{\text{орг}}$ – от 19 до 57 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (в среднем, 41). Органическое вещество подачимовской толщи характеризуется более низким по сравнению с баженовской свитой и переходной зоной качеством: значения водородного индекса (HI) изменяются от 60 до 330 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, на модифицированной диаграмме Ван Кревелена (HI- T_{max}) образцы подачимовской толщи попадают в область распространения керогена II и III типа (см. рисунок 30). ОВ находится в главной зоне нефтеобразования: $T_{\text{max}} = 430$ до 450°C .

Георгиевская свита

Содержание ОВ в изученном интервале георгиевской свиты варьирует от 0,1 до 4,3% на породу, в среднем 1,2 %. Породы георгиевской свиты характеризуются умеренным нефтегенерационным потенциалом: значения S_1 варьируют от 0,01 до 2,8, в среднем, 0,7 мг УВ/г породы, S_2 – от 0,06 до 4,6, в среднем, 1,6 мг УВ/г породы. Значения отношения S_1/S_2 в некоторых образцах превышают 1 (до 1,8), в среднем, 0,6. Индекс продуктивности PI изменяется от первых сотых % до 0,6 (в среднем, 0,3), $S_1/C_{\text{орг}}$ – от 4 до 206 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (в среднем, 61 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$). Качество органического вещества георгиевской свиты соответствует II и III типу керогена (см. рисунок 30), HI = 20 ÷ 255 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. Катагенетическая преобразованность ОВ георгиевской свиты по данным пиролиза не отличается от зрелости ОВ в баженовской свите и подачимовской толще: T_{max} изменяется от 430 до 450°C .

3.2. Выхода хлороформенного битумоида и их групповой состав

Баженовская свита

Содержание хлороформенного битумоида в образцах баженовской свиты в районе исследования высокое и достигает 2-2,5 % на породу (в карбонатах ≤ 4 % на породу), в основном варьирует в пределах 1,0-1,5 % на породу (Рисунок 31).

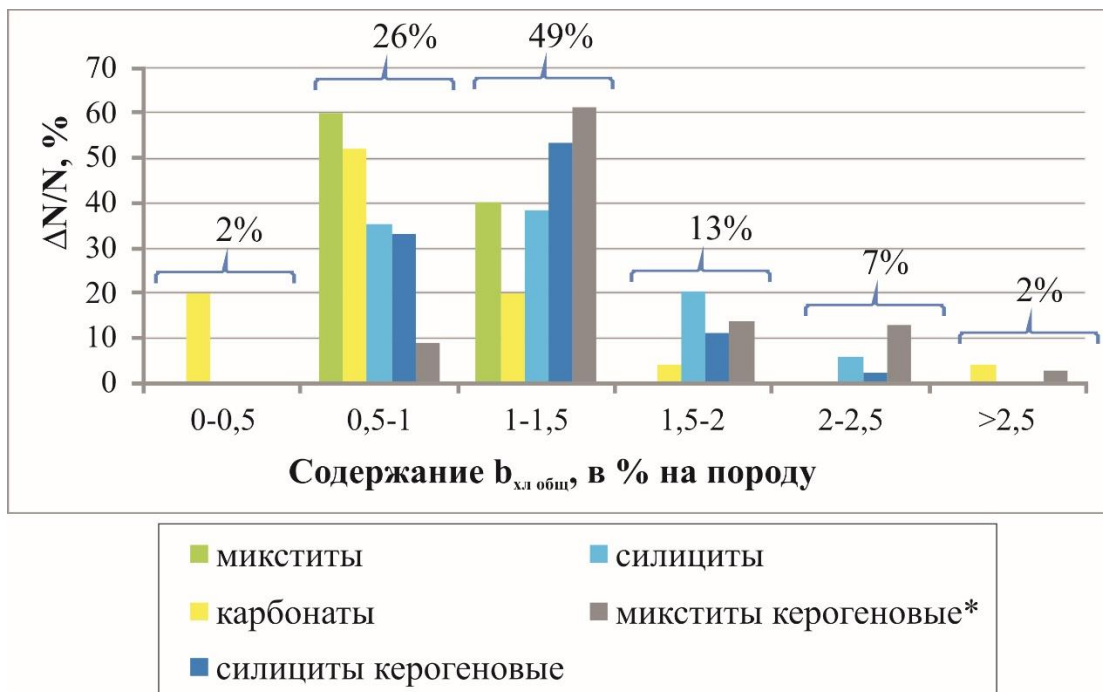


Рисунок 31 – Содержание $b_{\text{хл общ}}$ в литотипах баженовской свиты Северо-Сургутского района.

*микститы кероген-глинистые, кероген-кремнистые, кероген-глинисто-кремнистые, кероген-карбонатные и кероген-кремнисто-карбонатные.

На территории исследования наиболее обогащены битумоидами образцы Повховской и Южно-Ягунской площадей ($b_{\text{хл общ}}$ до 2,7%, в среднем 1,3-1,4 % на породу), наименее – образцы Дружной ($b_{\text{хл общ}}$ до 2,2 % на породу, в среднем 1,1%) и Новоортьягунской ($b_{\text{хл общ}}$ до 2,0 %, в среднем 1,2%) площадей. Максимальные концентрации $b_{\text{хл общ}}$ (до 2,7% на породу) отмечаются в керогеновых, кероген-кремнистых и кероген-карбонатных микститах при средних значениях 1,6; 1,5 и 1,35 % соответственно. В микститах кероген-глинистых, кремнистых, кремнисто-глинистых и глинистых $b_{\text{хл общ}}$ не превышает 1,8 % на породу, в среднем 1,2; 1,1; 0,9 и 0,8 % на породу соответственно. В силицитах и керогеновых силицитах $b_{\text{хл общ}}$ изменяется от 0,6 до 2,5%, в среднем 1,2 %, в карбонатах - от 0,2 до 4,2 %, в среднем – 0,9 % на породу. Таким образом, общее содержание хлороформенных

экстрактов ($b_{\text{хл общ}}$), в целом, по разрезу повторяет тренд распределения $C_{\text{орг}}$ (см. рисунок 22), что указывает на генетическую связь извлеченных битумоидов с органическим веществом баженовской свиты.

Совершенно другую картину показывает распределение по разрезу битумоидного коэффициента ($\beta_{\text{хл}}$): наиболее высокие значения которого отмечаются в силицитах (до 40%, в среднем 20%), карбонатах (до 70%, в среднем 30%). В остальных литотипах баженовской свиты $\beta_{\text{хл}}$ не превышает 20% (в среднем, 10-15%). Отчетливо проявляется так называемая «закономерность Успенского-Вассоевича»: обратная связь степени битуминизации ОВ с его концентрацией в породе (Рисунок 32).

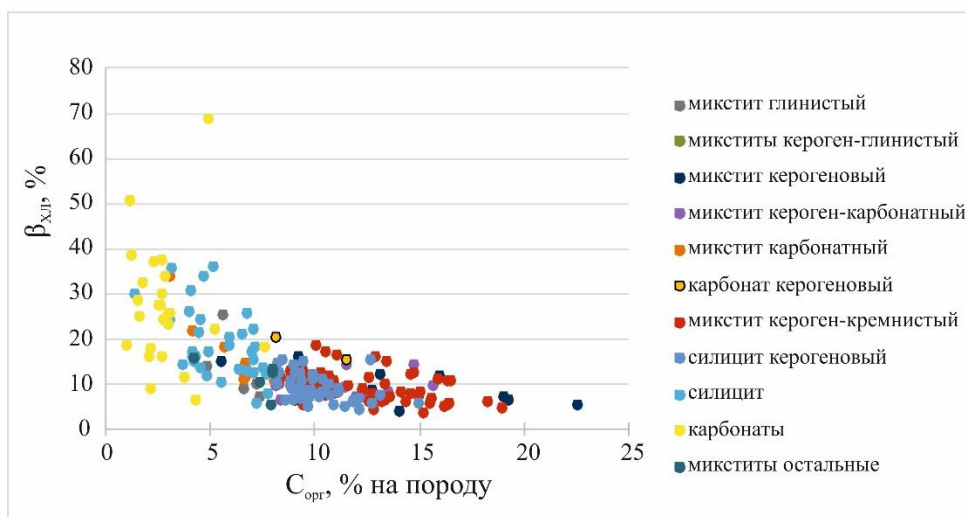


Рисунок 32 – Зависимость $\beta_{\text{хл}}$ от $C_{\text{орг}}$ (закономерность Успенского-Вассоевича) для баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Основной вклад (до 80 %) в общий выход хлороформенных битумоидов ($b_{\text{хл общ}}$) вносят экстракты из закрытого порового пространства пород (содержание $b_{\text{хл ОМД}}$ до 2,0 % на породу), в то время как содержание битумоидов в открытых порах ($b_{\text{хл ОГД}}$, $b_{\text{хл ОРФ}}$), не превышает 1,0 % на породу и составляет, как правило, около 20 % от $b_{\text{хл общ}}$ (Рисунок 33). Исключение составляют карбонатные породы, в которых доля битумоидов из открытого порового пространства может достигать 90 % (до 3,9 % на породу), а доля битумоидов закрытых пор – минимальна (до 1,1 %).

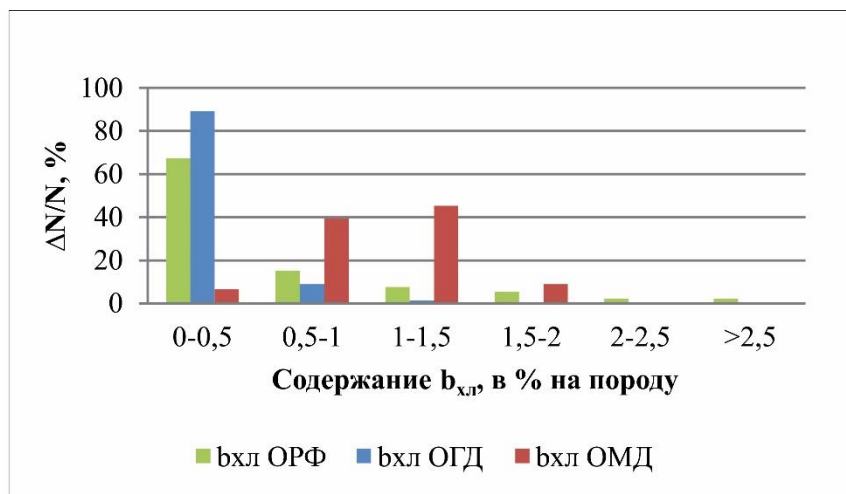
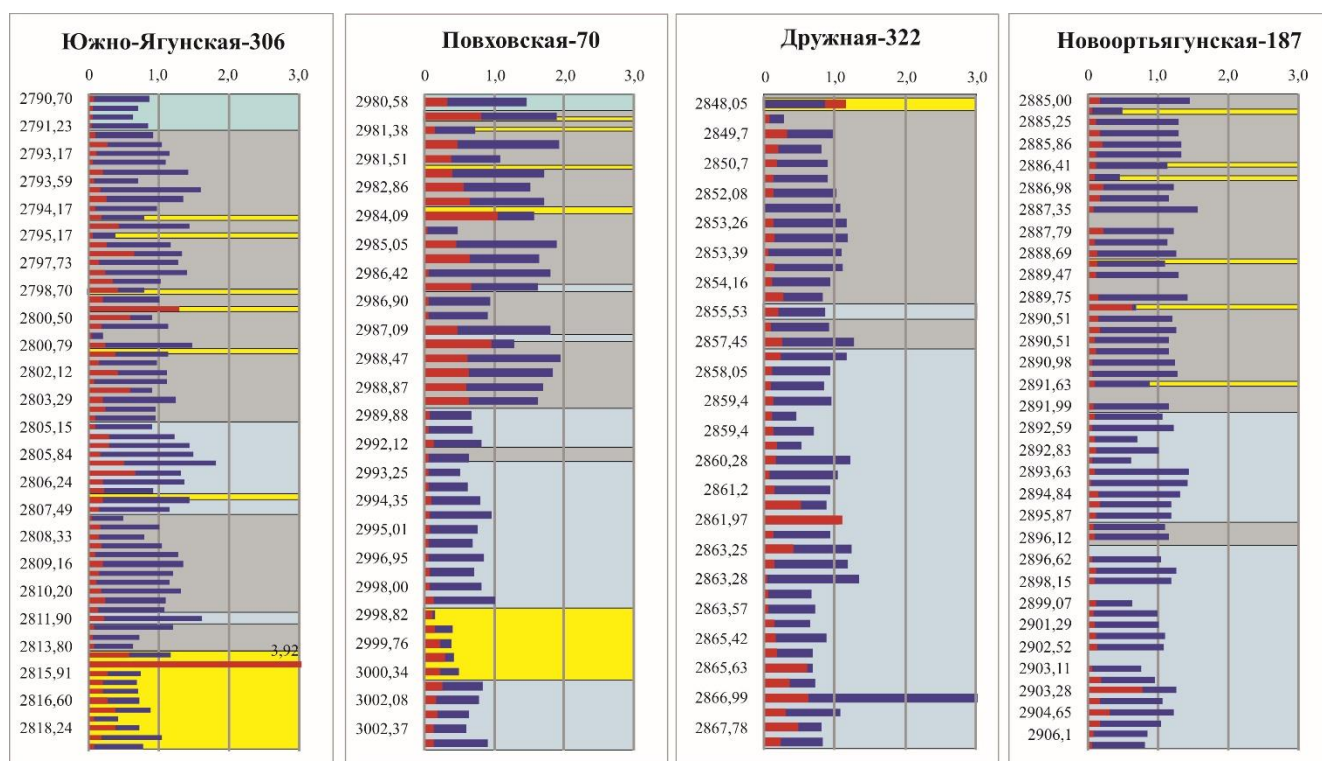


Рисунок 33 – Гистограммы распределения выходов хлороформенных битумоидов, извлеченных из открытого ($b_{хл}$ ОРФ и $b_{хл}$ ОГД) и закрытого ($b_{хл}$ ОМД) порового пространства пород баженовской свиты Северо-Сургутского района.

В проведенных исследованиях под битумоидами открытых пор подразумевается «свободная микронепть», т.е. экстракты битумоидов из недробленных пород (они названы образцами грубого дробления – ОГД), а под битумоидами закрытых пор – высвобождающиеся после разрушения пород в процессе дробления до 0,25 мм (образцы мелкого дробления – ОМД) автохтонные битумоиды, содержащие как нафтиды заблокированных пор, так и сорбированные на поверхности пород химически связанные молекулы углеводородов и гетероциклических соединений. Стоит отметить, что в представленной работе учитываются лишь нафтиды, оставшиеся в породе на момент проведения исследований. Поскольку баженовская свита является источником огромных запасов нефти в залежах верхнеюрского (горизонт Ю₁) и берриас-аптского комплексов [Конторович и др., 1967а, 1975; Трофимук, Конторович, 1965; Вышемирский и др., 1971; Peters et al., 1993; Kontorovich et al., 1993], нужно иметь в виду, что в результате первичной и вторичной миграции значительная часть битумоидов открытых пор покинула материнские породы и мигрировала в ловушки верхнеюрских и берриас-нижнеаптских резервуаров. Кроме того, часть летучих фракций, заполняющих поровое пространство, была утеряна при бурении и подъеме керна на поверхность.

По разрезу распределение содержания хлороформенных битумоидов, извлеченных из открытого (на примере $b_{хл}$ ОГД) и закрытого ($b_{хл}$ ОМД) порового пространства пород, повторяют тренды распределения по разрезу $C_{орг}$ и $b_{хл}$ общ (Рисунок 34).



Содержание битумоидов: ■ - в открытых порах ($b_{\text{хл ОГД}}$); ■ - в закрытых порах ($b_{\text{хл ОМД}}$)

Рисунок 34 – Распределение выходов хлороформных битумоидов, извлеченных из открытого (на примере $b_{\text{хл ОГД}}$) и закрытого ($b_{\text{хл ОМД}}$) порового пространства пород, по разрезу баженновской свиты Северо-Сургутского района.

Условные обозначения литотипов см. на рисунке 21.

Из рисунка 34 видно, что на Повховской площади наибольшее содержание битумоидов как в открытом, так и в закрытом поровом пространстве пород имеет место в верхней части баженновской свиты, в то время как на остальных площадях выхода $b_{\text{хл ОГД}}$ и $b_{\text{хл ОМД}}$ распределены по разрезу равномерно. Концентрации битумоидов открытых пор ($b_{\text{хл ОГД}}$) на Повховской площади наибольших значений (до 1,0 % на породу) достигают в кероген-карбонатных и кероген-кремнистых микститах (верхняя часть разреза), повышенных (до 0,3 % на породу) – в силицитах и карбонатах (нижняя часть разреза) и самых наименьших (до 0,1 % на породу) – в керогеновых силицитах (средняя часть разреза). На Южно-Ягунской площади высокие значения $b_{\text{хл ОГД}}$ отмечаются в «кокколитовой пачке» (до 0,6 % на породу, в единичном образце – 1,28 %) и карбонатном пласте КС (до 0,4 % на породу, в единичном образце – 3,92 %). На Дружной площади повышенные значения $b_{\text{хл ОГД}}$ (до 0,6 % на породу) наблюдаются в нижней части разреза, где имеет место переслаивание силицитов и керогеновых силицитов. На Новоортьягунской площади

распределение $b_{\text{хл ОГД}}$ относительно равномерно, отмечается небольшое повышение концентраций битумоидов открытых пор (до 0,3 % на породу, в единичном образце – 0,75 %) в подошве баженовской свиты, где распространены силициты.

Современное распределение битумоидов в поровом пространстве пород можно оценить путем сравнения величины отношения выходов битумоидов открытых ($b_{\text{хл ОГД}}$) и закрытых ($b_{\text{хл ОМД}}$) пор. Повышенные значения этого параметра отмечаются в керогеновых, кероген-кремнистых и кероген-карбонатных микститах (до 1,4 отн.ед.), силицитах (до 1,1 отн.ед.) и карбонатах (до 12,9 отн.ед.). В остальных литотипах значения отношения $b_{\text{хл ОГД}}/b_{\text{хл ОМД}}$ не превышают 0,35. Такое распределение свидетельствует об активно протекающих процессах перераспределения образованной микронефти в баженовской свите.

Групповой состав битумоидов закрытых пор характеризуется пониженным содержанием углеводов (от 40 до 60 % на битумоид), большим содержанием асфальтенов (до 20 %) по сравнению с битумоидами открытых пор, в которых содержание углеводов достигает 80 % на битумоид, а концентрация асфальтенов – около 10 % [Трофимук, Конторович, 1965, Неручев, Ковачева, 1965]. Групповой состав битумоидов, выделенных из открытого порового пространства ОРФ и ОГД, идентичен (Рисунок 35).

Групповой состав битумоидов открытых пор близок к нефтям по сравнению с битумоидами закрытых пор: содержание УВ выше, в среднем, в 1,3-1,4 раза, содержание смол ниже в 1,2-1,3 раза, а содержание асфальтенов ниже в 2-3,5 раза [Сотнич, Костырева, 2020; Сотнич и др., 2021]. Такое распределение битумоидных компонентов объясняется «хроматографическим эффектом» первичной миграции по А.Э. Конторовичу и А.А. Трофимуку [Трофимук, Конторович, 1965; Вышемирский и др., 1971; Конторович и др., 2018a], согласно которому углеводородами и другими подвижными компонентами обогащаются при эмиграции аллохтонные и параавтохтонные битумоиды, к которым относятся битумоиды открытых пор.

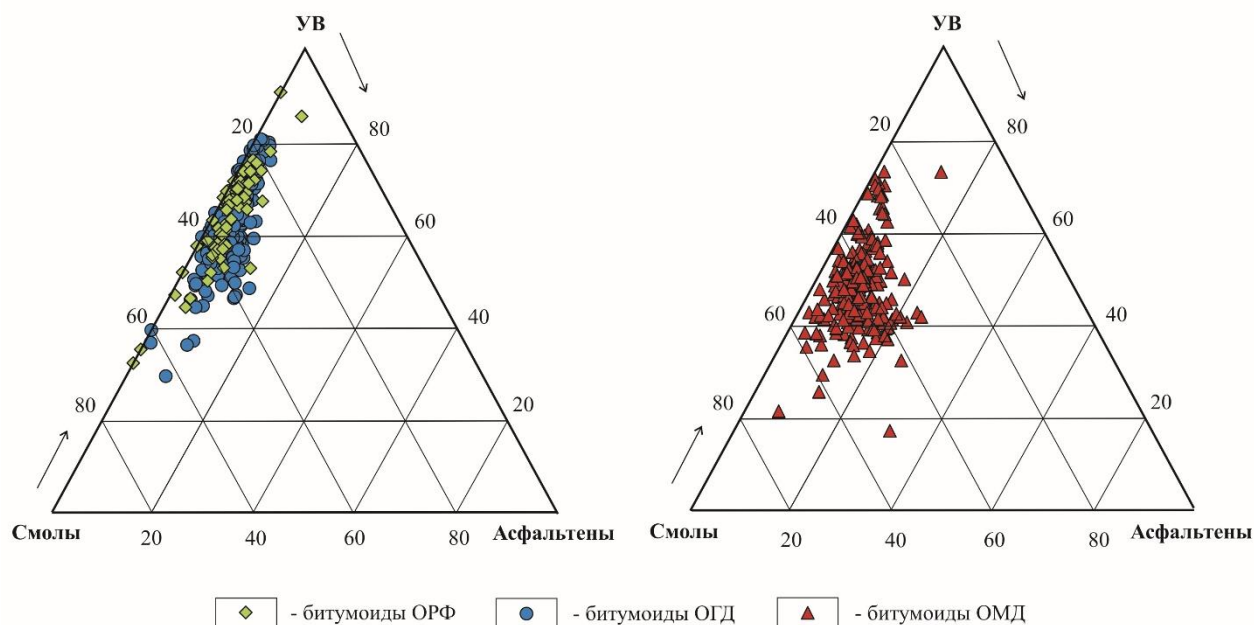


Рисунок 35 – Групповой состав битумоидов баженовской свиты, извлеченных из открытого (ОГД и ОРФ) и закрытого (ОМД) порового пространства пород

Информативными показателями перераспределения подвижных компонентов битумоидов в ходе адсорбционно-хроматографического фракционирования являются также отношение насыщенных (Me-Nn) УВ к ароматическим (Nn-Ar) и отношение смолы/асфальтены в битумоидах открытых и закрытых пор, при этом первый параметр дифференцируется и по территории. Соотношение Me-Nn/Nn-Ar в битумоидах открытых пор из образцов Новоортьягунской и Повховской площадей достигает 4-5, из Дружной и Южно-Ягунской площадей - значения Me-Nn/Nn-Ar не превышают 3. В битумоидах закрытых пор возрастает концентрация ароматических углеводородов, соотношение Me-Nn/Nn-Ar значительно ниже: в образцах Повховской площади < 3 , на остальных площадях < 2 [Сотнич, Костырева, 2020; Сотнич и др., 2021]. Таким образом, «утяжеление» углеводородного состава по территории исследования происходит в юго-западном направлении: усредненные значения отношения Me-Nn / Nn-Ar в Повховской, Новоортьягунской, Дружной и Южно-Ягунской площадей равны соответственно 1,8; 1,9; 0,9; 0,9 в битумоидах открытых пор и 1,1; 0,9; 0,7; 0,6 – в битумоидах закрытых пор. Соотношение

смолы/асфальтены в битумоидах открытых пор изменяется от 2,5 до 60, что в среднем, в 1,5-3 раза выше по сравнению с битумоидами закрытых пор, где значения этого параметра варьируют от 1 до 30.

Переходная зона от баженовской свиты к подачимовской толще

В микститах глинистых, слагающих переходную зону баженовской свиты, общее содержание хлороформенных битумоидов ($b_{\text{хл общ}}$) достигает 1,8 % на породу, в среднем $\sim 1,0$ %, что сопоставимо со средним содержанием по разрезу баженовской свиты. Содержание битумоидов в закрытых порах пород изменяется от 0,6 до 1,5 % на породу (в среднем, 0,9%), в открытых порах – выход битумоидов изменяется от первых сотых % до 0,3 (в среднем, 0,1 %). Значения соотношения выходов битумоидов в открытых и закрытых порах ($b_{\text{хл ОГД}}/b_{\text{хл ОМД}} \leq 0,1$), что значительно ниже, чем в баженовской свите. В групповом составе битумоидов преобладают углеводороды (до 70 % на битумоид в открытом поровом пространстве и до 50 % - в закрытом), содержание смол – до 30 и 40 % на битумоид соответственно в битумоидах открытых и закрытых пор, асфальтенов – до 4 и 12 % на битумоид соответственно.

В переходной зоне подачимовской толщи, общее содержание хлороформенных битумоидов значительно ниже и не превышает 0,7 % на породу. При этом, наиболее обогащены битумоидами микститы глинистые, в которых $b_{\text{хл общ}}$ изменяется от 0,4 до 0,7 % на породу (в среднем, 0,5%), в то время как в микститах кремнисто-глинистых содержание битумоидов 0,1 - 0,2 % на породу. Основной вклад в общий выход битумоидов вносят экстракты из закрытого порового пространства пород – до 0,6% на породу; содержание битумоидов открытых пор не превышает 0,1 % на породу. Значения отношения $b_{\text{хл ОГД}}/b_{\text{хл ОМД}}$ не превышают 0,1-0,2. В групповом составе битумоидов среди литотипов переходной зоны подачимовской толщи наблюдаются различия: в микститах глинистых отмечается высокое содержание углеводородов, доля которых составляет до 60-80% на битумоид в открытых порах и 50-70% на битумоид – в закрытых порах, содержание смол – 20-30 и 30-40% на битумоид соответственно, содержание асфальтенов – 2-6% на битумоид в обоих случаях. В микститах кремнисто-глинистых как в битумоидах открытых,

так и закрытых пор преобладают смолы – 50-60 % на битумоид, содержание УВ изменяется от 35 до 50% на битумоид, содержание асфальтенов – до 8 % на битумоид. Соотношение Me-Nn/Nn-Ar в битумоидах переходной зоны подачимовской толщи изменяется преимущественно в пределах значений $1 \div 1,5$, лишь в единичных образцах достигая 2-3.

Подачимовская толща

Содержание хлороформенных битумоидов в нижней части подачимовской толщи низкое: $b_{\text{хл общ}}$ изменяется от первых сотых % до 0,2 % на породу, в основном не превышая 0,1% на породу. Основной вклад в общий выход битумоидов вносят экстракты из закрытого порового пространства пород, в открытых порах содержание битумоидов ($b_{\text{хл ОГД}}$), как правило, не превышает 0,05 % на породу. Отношение выходов битумоидов открытых и закрытых пор ($b_{\text{хл ОГД}}/b_{\text{хл ОМД}}$) повышен в микститах кремнисто-глинистых – до 0,3-0,4 (до 0,7 в образцах Дружной площади), в микститах кремнистых $<0,3$, в аргиллитах и микститах глинистых 0,1-0,2. В групповом составе исследуемых битумоидов в микститах кремнистых и кремнисто-глинистых преобладают смолы (до 60 % на битумоид), микститы глинистые характеризуются более легким составом (преобладают углеводороды, до 65 % на битумоид), в аргиллитах содержание углеводородов и смол находится примерно в равных концентрациях. Асфальтенов, как правило, содержится 4-7% на битумоид, в единичных образцах (в кремнисто-глинистых микститах) достигает 30% на битумоид.

Георгиевская свита

Содержание хлороформенных битумоидов в георгиевской свите низкое, но выше, чем в подачимовской толще: $b_{\text{хл общ}}$ изменяется от первых сотых % до 0,4 % на породу. Содержание битумоидов открытом поровом пространстве пород изменяется преимущественно от 0,01 до 0,03 % на породу (в единичном образце – до 0,07%), в закрытом – 0,01÷0,3 % на породу. В групповом составе битумоидов открытых пор преобладают УВ (в основном, 50-80 % на битумоид), смол – 20-60 % на битумоид, асфальтенов – до 4 % на битумоид. В битумоидах закрытых пор содержание УВ и смол изменяются в диапазоне 30-60 % на битумоид, асфальтенов

– до 8-12 % на битумоид.

3.3. Углеводородный состав битумоидов

Среди метаново-нафтеновых углеводородов, идентифицированных в составе хлороформенных битумоидов как открытых, так и закрытых пор, методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии установлено наличие н-алканов состава C_{10} - C_{40} , изопренанов C_{13} - C_{25} , циклических УВ-биомаркеров стеранового (C_{21} - C_{22} и C_{27} - C_{30}) и терпанового (C_{19} - C_{35}) рядов. В составе ароматической фракции идентифицированы соединения фенантренового ряда (фенантрен, метилфенантрены, диметилфенантрены и триметилфенантрены), сероароматические соединения ряда дибензотиофенов (дибензотиофен, метил-, диметил- и триметилдибензотиофены), моно- и триароматические стероиды.

3.3.1. Определение фациально-генетического типа органического вещества

Таблица 6 – Молекулярные показатели генотипа органического вещества, основанные на распределении насыщенных и ароматических соединений.

Показатель		Использование	Источник
Насыщенные углеводороды			
	н-алканы C_{15} , C_{17} , C_{19}	Биологический предшественник – водоросли (морское ОВ)	Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984
	н-алканы C_{25} , C_{27} , C_{29} , C_{31}	Биологический предшественник – высшая наземная растительность (континентальное ОВ)	
	$\sum \text{н-}C_{13-15} / \sum \text{н-}C_{23-25}$	≥ 2 в аквагенном ОВ, < 1 в террагенном ОВ	Петров, 1985
	$\text{н-}(C_{15}+C_{17}) / \text{н-}C_{16}$	$\geq 1,2$ в аквагенном ОВ	Соболева, Гусева, 2002
Соотношение изопреноидных алканов состава C_{19} (пристан) и C_{20} (фитан) (Pr/Ph)		Источник – фотосинтезирующие растения; 0,5-1,5 в аквагенном ОВ, > 2 в террагенном ОВ	Тиссо, Вельте, 1981; Белоконь, Фрик, 1993
$(\text{Pr}+\text{Ph}) / \text{н-}(C_{17}+C_{18})$		0,2-1 в аквагенном ОВ, 0,1-0,2 в террагенном ОВ	Соболева, Гусева, 2002

Стерановый индекс (C_{29}/C_{27})	Преобладание C_{27} в аквагенном ОВ	Конторович и др., 1999; Петров, 1984
4-метилстераны	Источник – динофлагелляты, некоторые бактерии (озерное или морское ОВ)	Brassel et al., 1986; Wolff et al., 1986; Каширцев и др., 1999
Диастераны/стераны C_{27} - C_{30}	Сравнительно высокие концентрации перегруппированных стеранов (диастеранов) свидетельствуют о генерации этих УВ в терригенных (<i>глинистых</i>) породах	Rubinstein et al., 1975; Peters, Moldowan, 1993; Каширцев и др., 1999
Диностераны	Источник – динофлагелляты (морское ОВ с триаса и моложе)	Goodwin et al., 1988; Каширцев и др., 1999
Прегнан и гомопреган	Источник однозначно не установлен, свидетельствует о морских, лагунных обстановках с повышенной соленостью	Ten Haven et al., 1986
Трицикланы/терпаны	Высокие концентрации трицикланов – их происхождение за счет циклизации регулярных изопреноидов микробияльного и водорослевого происхождения	Philp, 1985; Каширцев, 1999 Конторович и др., 2004
Трициклановый индекс ($I_{tc} = 2 * \sum C_{19-20} / \sum C_{23-26}$)	< 1 в аквагенном ОВ, > 1 в террагенном ОВ	Конторович и др., 1991a; Конторович и др., 1999
Содержание тетрацикланов	Высокие концентрации - участие наземной растительности в формировании ОВ	Peters et al., 2005
Гаммацеран	Источники - Protozoa?, бактерии. Морские лагунные обстановки с повышенной соленостью	Moldowan et al., 1985
18 α (H)-олеонан	Источник – высшие растения, ангиоспермовые. Континентальное ОВ с мелового периода и моложе	Каширцев и др., 1999
Сквалан	Источник - Archaeobacteria	Ten Haven et al., 1986
Содержание моретанов	Высокие концентрации - окислительные условия осадконакопления	Peters et al., 2005

Содержание гопанов	Высокие концентрации - роль бактериального ОВ	Peters et al., 2005
Гопан C ₂₉ /гопан C ₃₀	Преобладание C ₂₉ свидетельствует о карбонатных и соленосных отложениях	Clark, Philp, 1989
Содержание гомогопанов	Аквагенные обстановки осадконакопления	Peters et al., 2005
Соотношение гомогопанов C ₃₅ /C ₃₄	Преобладание C ₃₅ – резко восстановительные условия осадконакопления	Peters, Moldowan, 1993; Каширцев, 1999
<i>Ароматические соединения</i>		
ТАС/МАС	Преобладание в аквагенном ОВ – ТАС, в террагенном - МАС	Конторович и др., 2004
Относительное распределение ТАС (C ₂₆ -C ₂₈)	Преобладание C ₂₇ в аквагенном ОВ	Колесников и др., 1991; Деревесникова и др., 2019
ДБТ/Ф, Σ МДБТ/Σ МФ	Повышенные концентрации ДБТ и МДБТ свидетельствуют о восстановительных условиях диагенеза морских осадков	Hughes, Holba, Dzou, 1995; Чахмахчев, Виноградова, 2003; Конторович и др., 2004
Распределение МДБТ	Преобладание 4-МДБТ в аквагенном ОВ	Schou, Myhr, 1988; Парфенова, 2017

Собственно баженовская свита

На хроматограммах общего ионного тока (Рисунок 36) для образцов баженовской свиты наблюдается типовое для аквагенного органического вещества одно-модальное распределение алканов нормального строения с максимумом на низкомолекулярных н-алканах C₁₇-C₁₉ (до 45 % от суммы н-алканов).

Соотношение нормальных алканов н-C₂₇/н-C₁₇, используемое в России в качестве показателя генетического типа ОВ вместо принятого за рубежом показателя $TAR = (н-C_{27} + н-C_{29} + н-C_{31}) / (н-C_{15} + н-C_{17} + н-C_{19})$ (terrigenous/aquatic ratio), изменяется от 0,05 до 0,4, в большинстве образцов (80 % коллекции битумоидов открытых пор, 70% коллекции битумоидов закрытых пор) – 0,1÷0,3.

Среди алканов изопреноидного строения преобладают изопренаны C_{18} , C_{19} (Pr) и C_{20} (Ph) с максимумом на C_{20} (до 40 % от суммы изопреноидных алканов). Соотношение пристана и фитана (Pr/Ph) в изученных битумоидах баженовской свиты как открытого, так и закрытого порового пространства пород в большинстве образцов (>80 % коллекции) отношение Pr/Ph изменяется от 0,8 до 1, за исключением Южно-Ягунской площади, в 50 % коллекции которой значения Pr/Ph < 0,8.

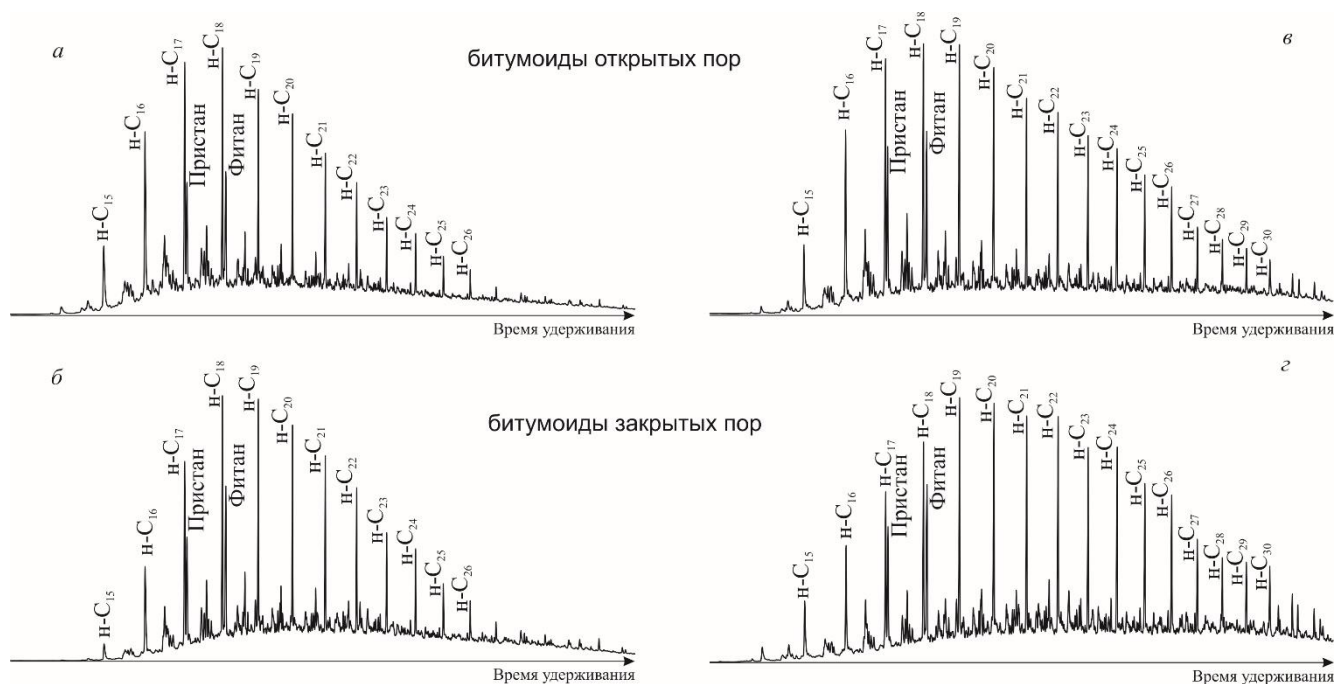


Рисунок 36 – Типовые хроматограммы (ТIC) битумоидов открытых (а, в) и закрытых (б, г) пор пород баженовской свиты Северо-Сургутского района Западной Сибири.

а-б – микстит кероген-кремнисто-карбонатный скв. Дружная-322 (Д-322-201а), в-г – карбонат скв. Повховская-70 (П-70-332)

Содержание изопреноидных алканов в баженовской свите в несколько раз ниже содержания н-алканов: отношение $\sum n-C_i / \sum \text{изо}-C_i$ в образцах баженовской свиты Южно-Ягунской и Новоортьягунской площадей изменяется в пределах значений 4÷5, для Дружной и Повховской площадей – 5÷7. Соотношение изопреноидных алканов C_{19} и C_{20} – пристана и фитана к соответствующим нормальным алканам C_{17} и C_{18} битумоидах открытых и закрытых пор пород баженовской свиты изменяется незначительно. Отношение $n-C_{17}/Pr$ в образцах Южно-Ягунской площади изменяется в пределах 0,5÷0,9, в Новоортьягунской – 0,4÷0,7, Дружной – 0,2÷0,5, Повховской – 0,3÷0,6. Отношение $n-C_{18}/Ph$ несколько выше в битумоидах закрытых пор, но в целом изменяется от 0,6 до 1,2 в образцах Южно-Ягунской

площади, $0,5 \div 0,8$ – в Новоортьягунской, $0,3 \div 0,7$ – в Дружной, $0,3 \div 0,8$ – в Повховской. Как видно из рисунка 37, все образцы битумоидов баженовской свиты попадают в область распространения морского органического вещества, накапливающегося в восстановительных условиях.

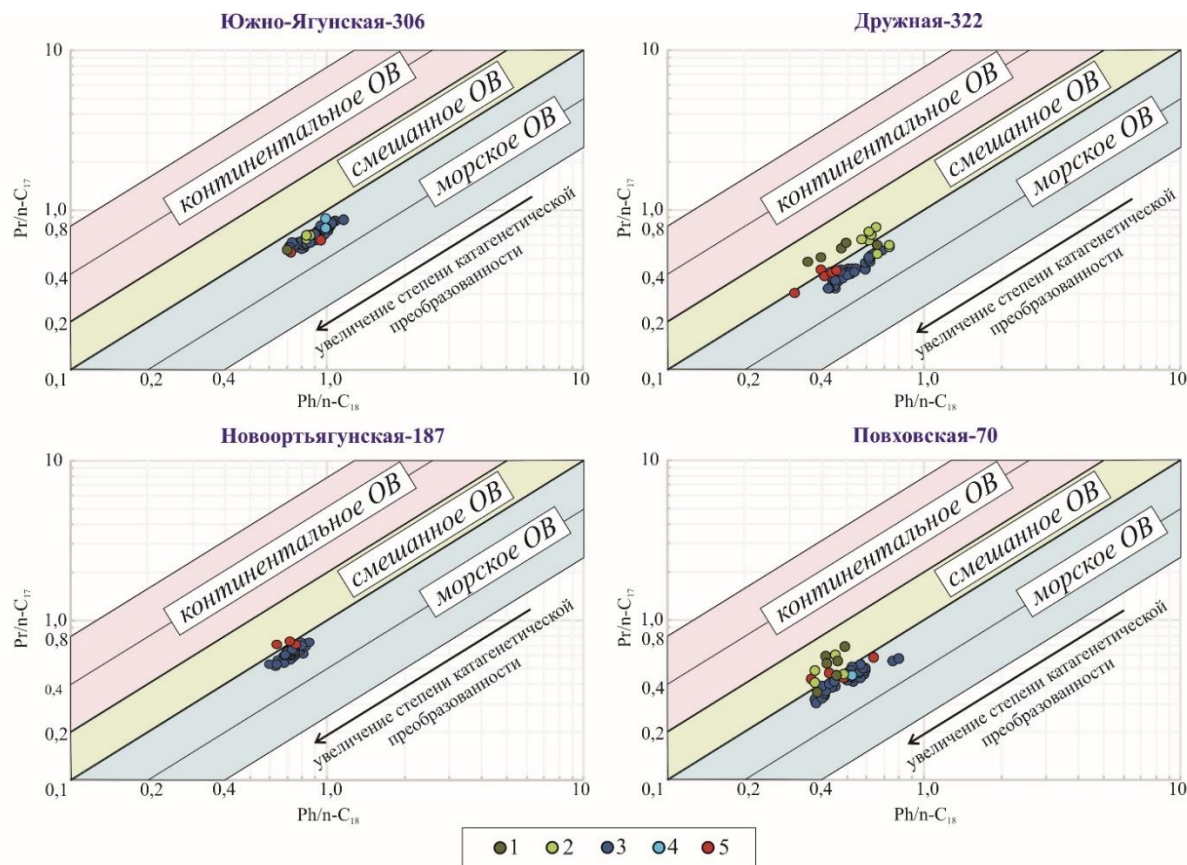


Рисунок 37 – Диаграмма зависимости отношений $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$ (диаграмма Кеннона-Кессоу) для битумоидов закрытых пор.

Битумоиды: 1 – подачимовской толщи, 2 – переходной зоны подачимовской толщи, 3 – баженовской свиты, 4 – переходной зоны баженовской свиты, 5 – георгиевской свиты

Биомаркеры, наследуемые от эукариот

Важной группой биомаркеров, идентифицируемых в насыщенной фракции битумоидов, являются тетрациклические углеводороды стеранового ряда состава $C_{27}-C_{30}$, предшественниками которых выступают непредельные стеролы хорошо соотносящиеся с существующими видами биопродуцентов органического вещества [Петров, 1984; Конторович и др., 1994; Peters et al., 2005]. На хромато-массфрагментограммах стерановых углеводородов (m/z 217) в битумоидах баженовской свиты основными компонентами являются регулярные стераны $C_{27}-C_{29}$ с $\alpha\beta$ -конфигурацией (Рисунок 38). Отмечается преобладание холестерина (C_{27}) над эрго-

(C₂₈) и стигмастаном (C₂₉), что указывает на ведущую роль морского фито- и зоопланктона в формировании ОБ.

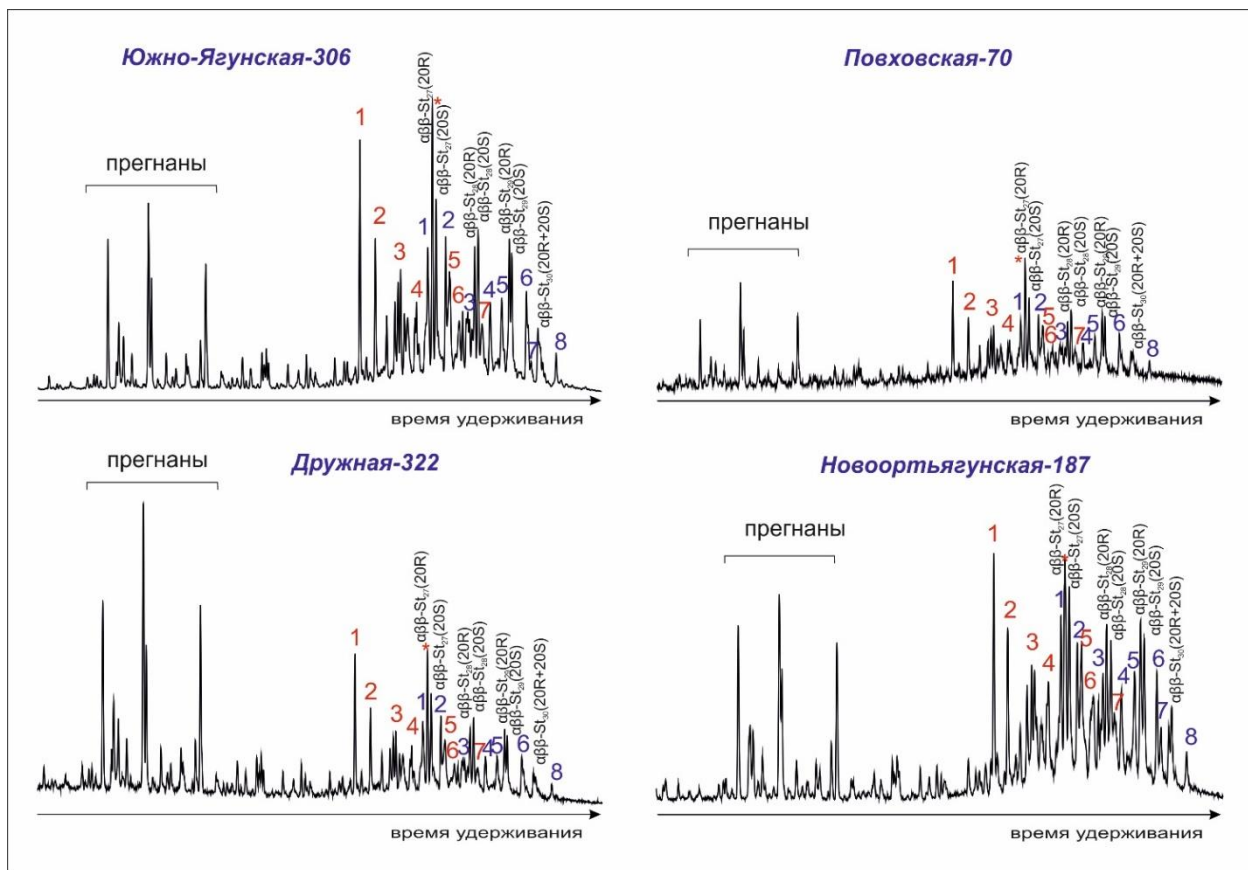


Рисунок 38 – Типовые хромато-масс-фрагментограммы стеранов (m/z 217) битумоидов баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Образцы: ЮЯ-306-274 (6341), П-70-278а (7972), Д-322-217 (6608), НО-187-131а (8303). Красным цветом обозначены диастераны (13 β ,17 α -конфигурация): 1-диахолестан 20S (St27), 2-диахолестан 20R (St27), 3-диаэргостан 20S (St28), 4-диаэргостан 20R (St28), *-St27+диастигмастан 20S (St29), 5-диастигмастан 20R (St29), 6-диа-24-н-пропилхолестан 20S (St30), 7-диа-24-н-пропилхолестан 20R (St30); фиолетовым – стераны с $\alpha\alpha\alpha$ -конфигурацией: 1-холестан 20S (St27), 2-холестан 20R (St27), 3-эргостан 20S (St28), 4-эргостан 20R (St28), 5-стигмастан 20S (St29), 6-стигмастан 20R (St29), 7-24-н-пропилхолестан 20S (St30), 8-24-н-пропилхолестан 20R (St30).

Концентрации холестанов (C₂₇) в битумоидах открытых пор баженовской свиты изменяется от 30 до 40 % от суммы стеранов C₂₇-C₃₀, в то время как в битумоидах закрытых пор – более узкий диапазон значений – 35-40% от суммы стеранов. Содержание эргостанов (C₂₈) в битумоидах баженовской свиты как в открытых, так и в закрытых порах, изменяется в пределах 25-30 % от суммы стеранов. Концентрации стигмастанов (C₂₉) в битумоидах баженовской свиты – 25-30 % (24-32% в битумоидах открытых пор), за исключением образцов Дружной площади,

где содержание стерана C_{29} – 20-25%. Содержание 24-н-пропил-холестана (стерана C_{30}) – 5-10 % от суммы стеранов. Соотношение стеранов C_{27} - C_{29} (в пересчете на их сумму) в битумоидах открытых (ОГД и ОРФ) и закрытых (ОМД) пор баженновской свиты проиллюстрировано на рисунке 39.

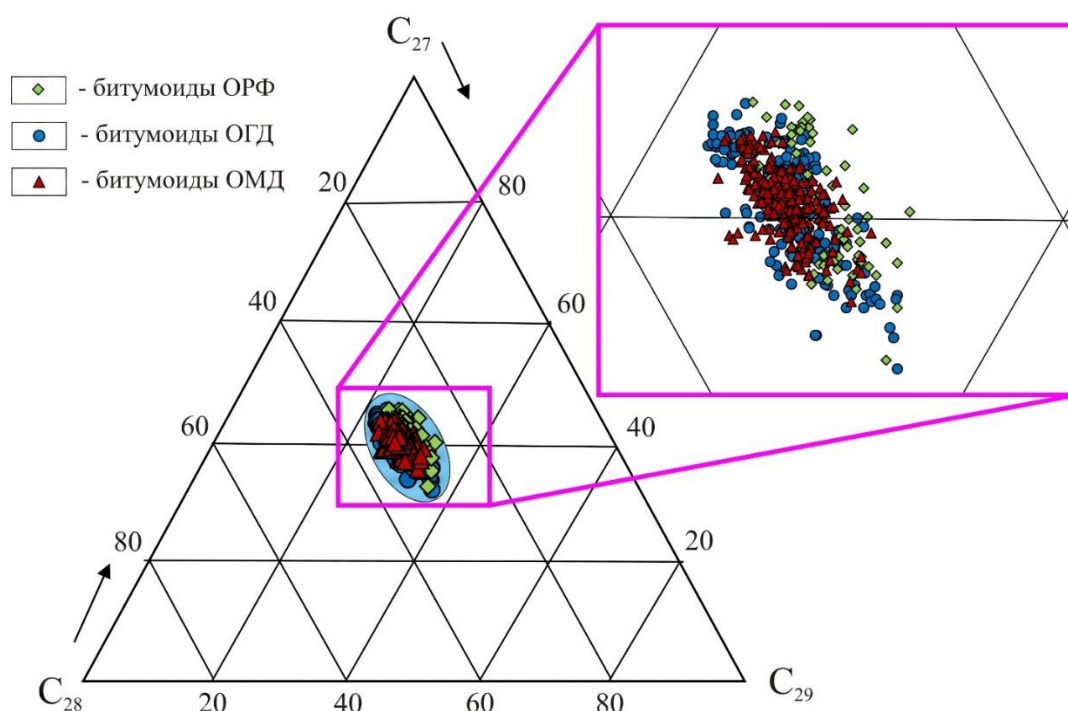


Рисунок 39 – Тригонограмма распределения стеранов C_{27} - C_{29} битумоидов баженновской свиты, извлеченных из открытого (ОРФ, ОГД) и закрытого (ОМД) порового пространства пород.

Стерановый индекс (C_{29}/C_{27}) в изученных образцах баженновской свиты изменяется от 0,5 до 1, большая часть коллекции (80%) попадает в диапазон значений $0,6 \div 0,8$. При этом, отмечаются различия в соотношении стеранов C_{29}/C_{27} на изученных площадях: в битумоидах Дружной площади значения отношения C_{29}/C_{27} не превышают 0,7, на Южно-Ягунской и Повховской – $0,6 \div 0,8$ (>80% образцов), на Новоортъягунской площади – $0,6 \div 1$. Кроме того, значения различаются в битумоидах открытых и закрытых пор. Так, на Дружной площади в битумоидах открытых пор значения C_{29}/C_{27} ниже (в 90% образцов $< 0,6$) по сравнению с битумоидами закрытых пор, в которых значения $0,5 \div 0,6$ в 52% образцов и $0,6 \div 0,7$ – в 48%. На Южно-Ягунской площади соотношение стеранов C_{29}/C_{27} практически не меняется. На Повховской площади в битумоидах открытых пор более половины образцов

приходится на значения $0,6 \div 0,7$, в битумоидах закрытых пор – $0,7 \div 0,8$. На Новоортьягунской площади, значения наоборот ниже в битумоидах закрытых пор ($0,6 \div 0,8$) по сравнению с битумоидами открытых пор ($0,7 \div 1$). На хромато-масс-фрагментограммах (m/z 217) идентифицируются также низкомолекулярные стераны состава C_{21} - C_{22} (прегнаны), потерявшие алкильный заместитель на 17-ом атоме углерода кольца D. Прегнаны, как видно из рисунка 38, находятся в довольно высоких концентрациях, всего в 2-4 раза ниже содержания стеранов. Значения отношения (стераны+прегнаны)/прегнаны в битумоидах баженовской свиты изменяется от 2 до 11. Наибольшие концентрации прегнанов отмечаются в образцах Дружной площади, в которых содержание стеранов превышает содержание прегнанов лишь в 1,5-2 раза (значения отношения (стераны+прегнаны)/прегнаны = 2-3 в битумоидах открытых пор, 2-3,5 в битумоидах закрытых пор). На Повховской площади значения отношения (стераны+прегнаны)/прегнаны в большинстве образцов (75-80% образцов) изменяется от 3,5 до 4,5, в единичных образцах до 7. На Южно-Ягунской и Новоортьягунской площадях значения отношения в основном (80-90 % образцов) варьируют в пределах 3,5-6.

Биомаркеры, наследуемые от прокариот (бактерий)

Среди терпановых углеводородов насыщенной фракции битумоидов (m/z 191) идентифицированы гомологические ряды гопанов (C_{27} - C_{30}), гомогопанов (C_{31} - C_{35}), моретанов (C_{29} - C_{32}), три- (C_{19} - C_{31}) и тетрацикланов (C_{24} - C_{27}). Из них в наибольших концентрациях наблюдаются гопаны и гомогопаны (Рисунок 40), сумма которых достигает 50-80 % от суммы терпанов.

Значительные концентрации гопанов в битумоидах баженовской свиты указывают на значительную роль бактериального живого вещества в составе ее исходного органического вещества. Наличие гомогопанов в битумоидах свидетельствуют об аквагенных обстановках осадконакопления. Значения соотношения гомогопанов C_{35}/C_{34} , используемое в качестве индикатора окислительно-восстановительной обстановки в диагенезе, в основном варьирует в пределах $0,7 \div 1$, что указывает на восстановительные условия в морских осадках. Несколько менее

восстановительные условия осадконакопления отмечаются для образцов Повховской площади (C_{35}/C_{34} преимущественно $0,7 \div 0,9$), затем Новоортьягунская и Дружная площади (C_{35}/C_{34} $0,8 \div 0,9$ и $0,8 \div 1$ соответственно), относительно более восстановительные – на Южно-Ягунской площади (в основном $0,9-1$).

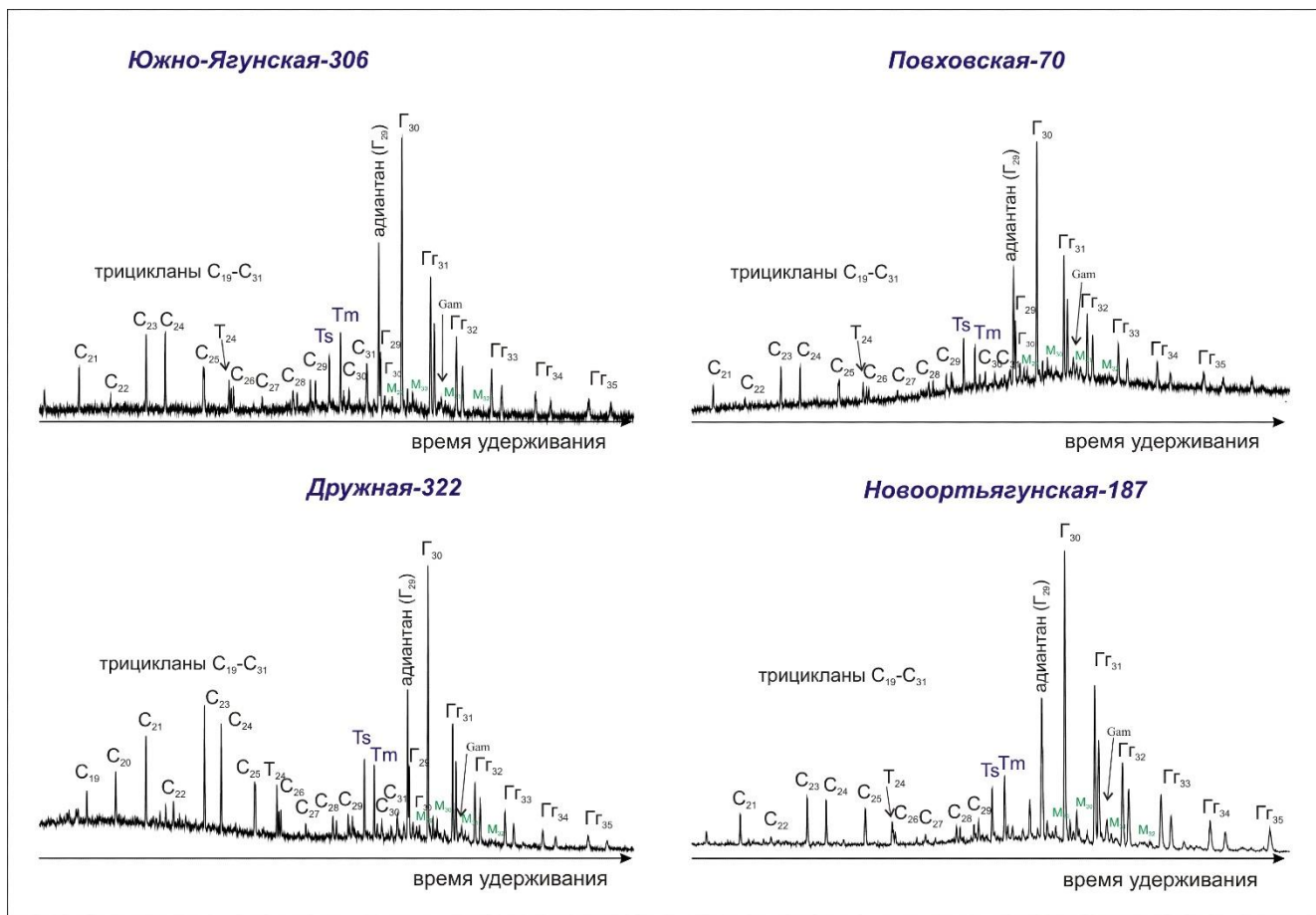


Рисунок 40 – Типовые хромото-масс-фрагментограммы терпанов (m/z 191) битумоидов баженновской свиты Северо-Сургутского района.

Образцы: ЮЯ-306-274 (6341), П-70-278a (7972), Д-322-217 (6608), НО-187-131a (8303).

Отмечается повышенное содержание трицикланов – до 30 % от суммы терпанов (до 40 % в образцах Дружной площади), причем определяется их полный гомологический ряд от C_{19} до C_{31} с «провалами» в концентрациях на C_{22} , C_{27} , C_{32} (см. рисунок 40), что указывает на микробальное вещество водорослевого происхождения [Philp, 1985; Каширцев, 1999]. Соотношение концентраций трицикланов и гопанов (отношение гопаны/трицикланы) в битумоидах баженновской свиты изменяется от 0,8 до более 2, и отличается как по площадям, так и в открытом и закрытом поровом пространстве пород. На Южно-Ягунской площади значения отношения гопаны/трицикланы в основном $1,0 \div 1,2$, за исключением карбонатов слоя КС

в подошве свиты, где значения этого отношения повышены ($1,4 \div 2,4$ в битумоидах открытых пор, $1,3 \div 1,5$ в битумоидах закрытых пор). На Дружной площади, значения отношения гопаны/трицикланы в битумоидах открытых и закрытых пор изменяется от 0,8 до 1, причем $0,8 \div 0,9$ – в «кокколитовой пачке» и кероген-кремнистых микститах верхней части разреза баженовской свиты и $0,9 \div 1$ – в силицитах и керогеновых силицитах средней и нижней части разреза. На Повховской площади значения отношения сильно разнятся в битумоидах открытых (в основном $>1,5$) и закрытых (до 1,2) пор, при этом повышенные значения отмечаются в силицитах и керогеновых силицитах (>1 в ОГД и >2 в ОМД). На Новоортьягунской площади значения отношения также отличаются в открытых ($>1,5$) и закрытых (в основном $1,1 \div 1,5$) порах, однако зависимости от литологических типов пород выявить не удалось. Трициклановый индекс ($I_{tc} = 2 * \Sigma \text{трицикланов } C_{19-20} / \Sigma \text{трицикланов } C_{23-26}$ согласно [Конторович и др., 1999]) в битумоидах баженовской свиты изменяется от $0,2 \div 0,6$: в образцах Южно-Ягунской и Новоортьягунской площадей – $0,2 \div 0,4$, на Повховской – преимущественно $0,2 \div 0,5$ (более 80% образцов), на Дружной – наиболее высокие значения, до 0,6 (Рисунок 41). По литотипам пород отличий в значениях трицикланового индекса не наблюдается.

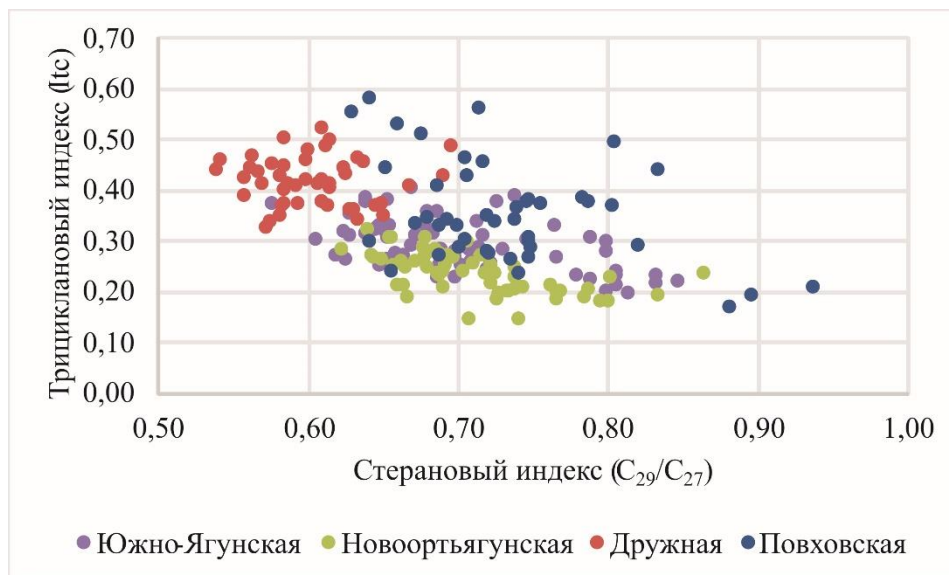


Рисунок 41 – Зависимость трицикланового индекса ($I_{tc} = 2 * \Sigma C_{19-20} / \Sigma C_{23-26}$) от стеранового (C_{29}/C_{27}) для битумоидов баженовской свиты.

Для подтверждения и уточнения данных, полученных в результате исследований насыщенных фракций битумоидов, были изучены состав и распределение

полициклических ароматических углеводородов (трициклические ароматические углеводороды фенантренового ряда, моно- и триароматические стероиды), а также сероароматических соединений (бензо- и дибензотиофены). Первые исследования ароматических соединений битумоидов и нефтей баженовской свиты начались еще в 1960-70-е гг., в то время для их изучения (определения структурно-группового состава) применялся метод молекулярной спектроскопии в ультрафиолетовой области, позволяющий определять содержание катааннелированных (нафталин, фенантрен, антрацен, хризен и их алкилгомологи) и периконденсированных (УВ ряда дифенила, пирена, перилена) полиядерных ароматических углеводородов, причем вторых в составе рассеянного органического вещества значительно меньше, чем первых [Конторович и др., 1967а; 1973; 1975]. Было установлено, что в составе аквагенного органического вещества, fossilized в морских относительно глубоководных осадках, среди ароматических УВ преобладают би- и трициклические соединения (нафталины и фенантрены). В настоящее время для определения состава и строения ароматических соединений используется метод хромато-масс-спектрометрии, который подтверждая старые результаты, позволяет идентифицировать в составе нафтидов более широкий комплекс индивидуальных УВ, включая соединения, структуры которых содержат ≥ 3 циклов [Ludwig et al., 1981; Radke et al., 1982; Alexander et al., 1986; Cassini et al., 1988; Schou, Myhr, 1988; Чахмахчев А.В., Чахмахчев В.А., 1995; Budzinski et al., 1995; Borrego et al., 1997; и др.].

В составе фенантронов, составляющих 40-60% от суммы всех ароматических соединений, идентифицированы голоядерный фенантрен, метилфенантрены, диметилфенантрены и триметилфенантрены (Рисунок 42).

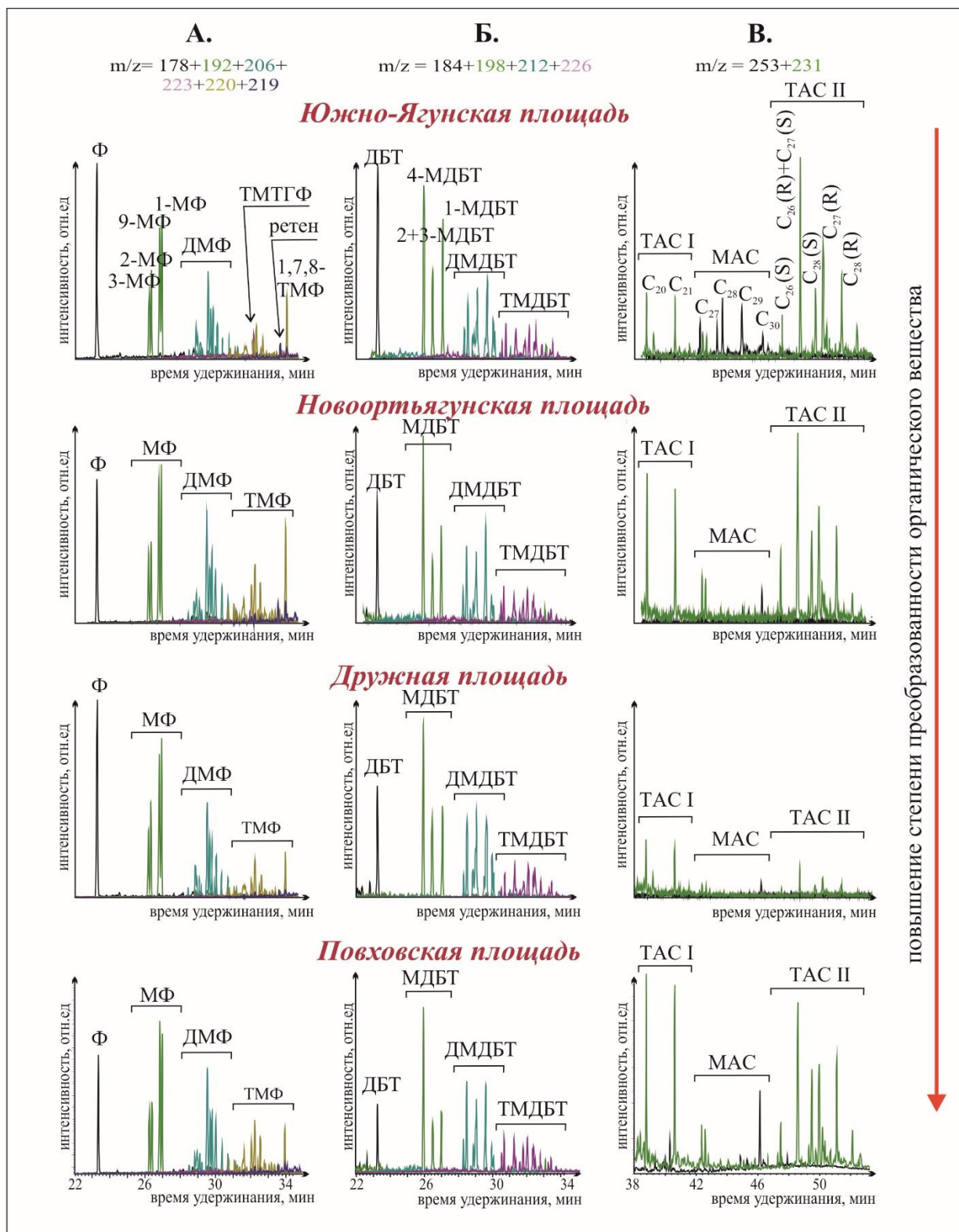


Рисунок 42 – Типовые хромото-масс-фрагментограммы ароматических соединений в хлороформенных битумоидах баженовской свиты.

А - трициклические ароматические углеводороды фенантренового ряда: Ф – фенантрен, МФ – метилфенантрены, ДМФ – диметилфенантрены, ТМФ- триметилфенантрены, ТМТГФ – тетрагидрофенантрен; Б – сероароматические соединения ряда дибензотиофена: ДБТ – дибензотиофен, МДБТ – метилдибензотиофен, ДМДБТ – диметилдибензотиофен, ТМДБТ – триметилдибензотиофен; В – ароматические стероиды: MAC – моноароматические стероиды состава C₂₇-C₃₀; ТАС I – триароматические стероиды состава C₂₀-C₂₁, ТАС II – триароматические стероиды состава C₂₆-C₂₈.

Среди них на Повховской и Новоортьягунской площадях преобладают метил- и диметилфенантрены, в то время как фенантрены варьируют в широком диапазоне – от почти полного отсутствия, до концентраций на уровне метилфенантронов. Концентрации метилфенантронов увеличиваются в ряду 3-МФ < 2-МФ < 1-МФ < 9-МФ, при этом содержание 9-МФ составляет около 30-50 % от суммы метилфенантронов, 1-МФ – 25-30 %, а содержания 2- и 3-МФ не превышают 20 %. На Дружной и Южно-Ягунской площадях в наибольших концентрациях присутствуют фенантрены и метилфенантрены при доминировании в большинстве образцов фенантронов. Подобное распределение соединений фенантренового ряда также было отмечено в верхнеюрско-нижнемеловых нефтях Колтогорского прогиба [Белицкая и др., 2008].

В составе ароматических соединений ряда фенантрена обращают на себя внимание 1,2,8-триметилфенантрен и 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен (ТМТГФ), имеющие родственную структуру [Killops, 1991; Borrego et al., 1997; Каширцев и др., 2018; Бурдельная и др., 2018]. В образцах баженовской свиты Северо-Сургутского района на всех площадях отмечаются высокие концентрации 1,7,8- (или 1,2,8-) триметилфенантрена (см. рисунок 42), который согласно исследованиям [Killops, 1991; Budzinski et al., 1995; Borrego et al., 1997] всегда является преобладающей формой среди триметилзамещенных производных и обнаруживается во всех типах ОВ.

Высокое содержание 1,7,8-ТМФ в баженовской свите может быть объяснено его происхождением из бактерий путем деградации гопаноидов [Killops, 1991]. На Южно-Ягунской площади в изученных битумоидах идентифицирован также 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен - до 3,5% от суммы всех соединений фенантренового ряда. Повышенные концентрации ТМТГФ, по данным В. А. Каширцева с соавторами [Каширцев и др., 2018], наряду с высокими концентрациями 1,7,8-триметилфенантрена, свидетельствуют о планктонно-водорослево-бактериальном составе исходного ОВ. На Южно-Ягунской и Новоортьягунской площадях было также идентифицировано соединение 1-метил,7-изопропил-фе-

нантрен (ретен) - до 2,5% от суммы всех соединений фенантренового ряда. Присутствие ТМТГФ и ретена ранее уже отмечалось в нефтях меловых и юрских отложений Западной Сибири [Белицкая и др., 2008].

В составе изученных ароматических соединений отмечается повышенное (до 45% и выше) содержание сероароматических соединений ряда дибензотиофенов (голаядерный дибензотиофен ($C_{12}H_8S$), его метил-, диметил- и триметилзамещенные гомологи) (см. рисунок 42). По мнению А.Э. Конторовича и Е.А. Белицкой с соавторами, такое повышенное содержание САС в ОВ и нефтях баженовского горизонта может быть свидетельством сероводородного заражения придонных вод Западно-Сибирского морского бассейна в волжское время [Конторович и др., 2004, Белицкая и др., 2008].

Метилдибензотиофены, которые в изученных битумоидах баженовской свиты преобладают над остальными гомологами, представлены 1-, 2-, 3- и 4-метилзамещенными изомерами, их содержание в битумоидах увеличивается в ряду 2,3-МДБТ < 1-МДБТ < 4-МДБТ (в пропорциях, в среднем, 20:30:50), что также характерно для аквагенного ОВ [Schou, Myhr, 1988; Парфенова, 2017].

Распределение моноароматических стероидов в битумоидах баженовской свиты изменяется незакономерно. Их концентрации варьируют в широких пределах, от довольно значительных до почти полного отсутствия (см. рисунок 42). Отношение ТАС/МАС в изученной коллекции битумоидов всегда превышает 2.

Среди триароматических стероидов идентифицированы как высокомолекулярные (ТАС II) в составе C_{26} - C_{28} , так и низкомолекулярные (ТАС I) с отсутствующим метильным заместителем (C_{20} - C_{21}). Повышенные концентрации ТАС I отмечаются на Дружной (40-60 % от суммы ТАС) и Повховской (30-50 %) площадях, на Южно-Ягунской и Новоортъягунской преобладают ТАС II (более 70 % от суммы ТАС). Среди высокомолекулярных триароматических стероидов C_{26} - C_{28} во всех битумоидах в наибольших концентрациях присутствует C_{26} , что согласуется с представлениями о механизме образования ароматического стероида C_{26} из предшествующего ему стерана C_{27} [Колесников и др., 1991; Деревесникова и др.,

2019]. Триароматические стероиды C_{27} и C_{28} находятся примерно в равных концентрациях.

Таким образом, анализ генетических молекулярных параметров, основанных на распределении УВ-биомаркеров (одномодальное распределение нормальных алканов с максимумом на низкомолекулярных $n-C_{16}$ - $n-C_{18}$, отношение $Pr/Ph \leq 1$, преобладание холестанов в составе стеранов ($C_{29}/C_{27} = 0,6-0,8$), трициклановый индекс $I_{tc} = 0,2-0,6$, отношения гомогепанов $C_{35}/C_{34} = 0,7-1$) и ароматических соединений (высокие концентрации дибензотиофенов, повышенные значения отношения ТАС/МАС, повышенные концентрации триароматических стероидов C_{26}) надежно определяет аквагенную природу исходного органического вещества, высоко-восстановительную обстановку в осадках в диагенезе и подтверждает генетическое единство битумоидов открытых и закрытых пор баженовской свиты.

Переходная зона от баженовской свиты к подачимовской толще

Переходная зона от баженовской свиты к подачимовской толще характеризуется постепенной сменой высоко-восстановительных условий осадконакопления на умеренно-восстановительные. Образцы переходной зоны, как видно по распределению нормальных и изопреноидных алканов (см. рисунок 37), частично попадают в область распространения аквагенного, частично – смешанного органического вещества. На хроматограммах общего ионного тока наблюдается одномодальное распределение n -алканов с преобладанием низкомолекулярных $n-C_{17}$ - C_{18} , в некоторых образцах максимум смещен на $n-C_{20}$ - C_{22} . Значения отношения $n-C_{27}/n-C_{17}$ в переходной зоне баженовской свиты $0,2-0,3$, в переходной зоне подачимовской толщи возрастают до $0,6$. Значения отношения Pr/Ph в переходной зоне баженовской свиты $0,6-0,9$, в переходной зоне подачимовской толщи $0,7-1,3$. Стерановый индекс (C_{29}/C_{27}) в переходной зоне баженовской свиты равен $0,6-0,7$, в переходной зоне подачимовской толщи – $0,6-1,3$ (Рисунок 43). Содержание трицикланов при переходе от баженовской свиты к подачимовской толще снижается: отношение гопаны/трицикланы в переходной зоне баженовской свиты $1-2$, в переходной зоне подачимовской толщи – до 4 . Трициклановый индекс в переходной зоне баженовской свиты не отличается от собственно баженовской свиты ($I_{tc} =$

0,2-0,6), в переходной зоне подачимовской толщи – возрастает до 1,25.

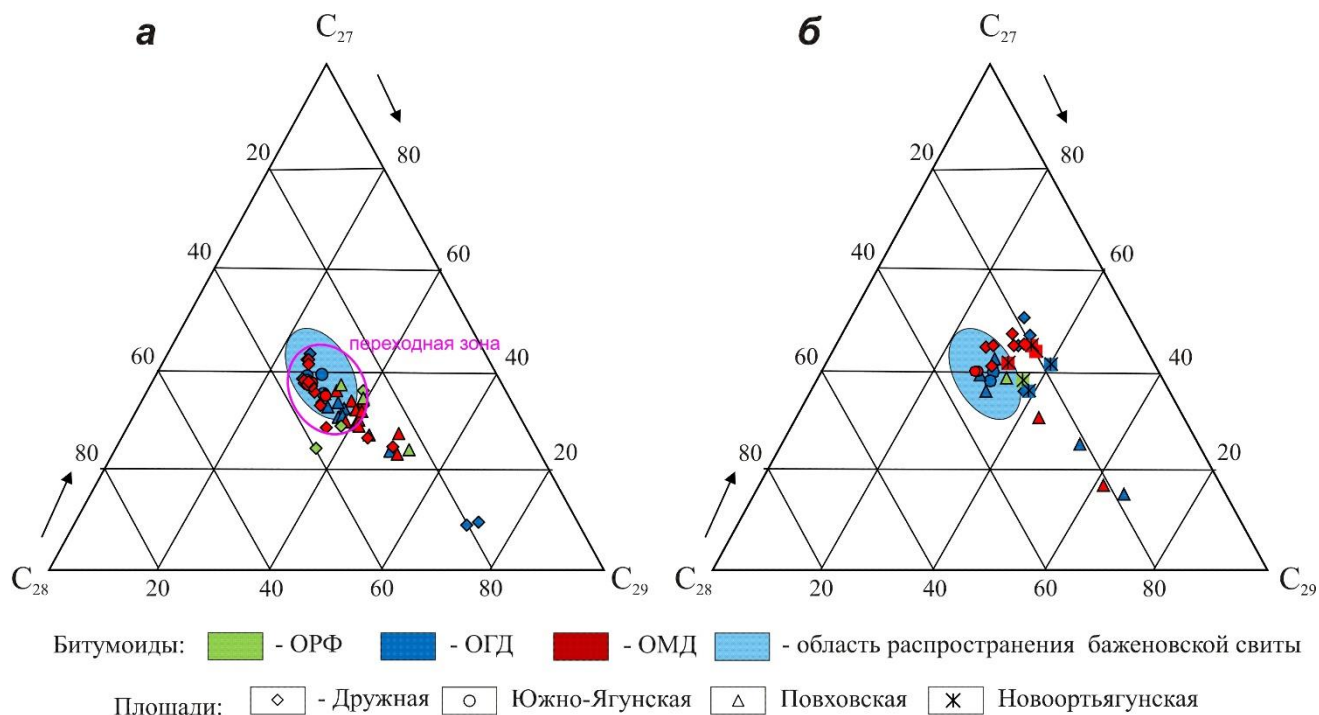


Рисунок 43 – Тригонограммы распределения стеранов C_{27} - C_{29} битумоидов подачимовской толщи (а) и георгиевской свиты (б), извлеченных из открытого (ОРФ и ОГД) и закрытого (ОМД) порового пространства пород.

Подачимовская толща

Подачимовская толща характеризуется смешанным органическим веществом, накапливающимся в умеренно-восстановительных обстановках (см. рисунки 37 и 43). Значения отношения $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17}$ в подачимовской толще изменяются от 0,3 до 1,6 (до 5 в единичных образцах битумоидов открытых пор). Отношение $Pr/Ph = 0,8\text{-}1,7$ (в битумоидах открытых пор до 2). Стерановый индекс (C_{29}/C_{27}) изменяется от 0,8 до 2,2 (в единичных битумоидах открытых пор Дружной площади до 7), в основном 1-2. Значения отношения гопаны/трицикланы 1-5, трициклановый индекс изменяется от 0,5 до 2,5 (и выше в битумоидах открытых пор Дружной площади).

Георгиевская свита

Органическое вещество георгиевской свиты имеет аквагенный генезис, однако накапливалось в менее восстановительной по сравнению с баженовской свитой обстановке и при большем поступлении в бассейн террагенного материала (см. рисунки 37 и 43). Это находит свое отражения и в геохимических параметрах:

отношение $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$ изменяется от 0,1 до 0,8 (в единичных образцах >1), $\text{Pr}/\text{Ph} = 0,4\text{--}1,5$, стерановый индекс $0,7\text{--}1$ (в единичных образцах, до 4), трициклановый индекс $0,2\text{--}2,7$. Содержание трицикланов относительно гопанов в георгиевской свите в битумоидах открытых пор значительно ниже ($\sim$ в 2 раза) по сравнению с битумоидами закрытых пор: значения отношения гопаны/трицикланы $1\text{--}3$ (в единичных образцах до 7) и $0,5\text{--}1,5$ (в единичных образцах до 4) соответственно.

3.3.2. Определение катагенетической преобразованности (зрелости) органического вещества

Катагенетическая преобразованность (зрелость) органического вещества баженовской свиты Северо-Сургутского района по данным отражательной способности витринита (значениями $R^{\circ}_{\text{vt}} = 0,67 \div 0,78$, определения А.Н. Фомина) это грация катагенеза МК_1^2 , что соответствует степени преобразованности ОВ в кровле верхнеюрских отложений Западно-Сибирского мегабассейна [Конторович и др., 1967а, 1971а, 1975; Фомин, 2011]. Для подтверждения и уточнения этих данных были рассчитаны молекулярные показатели зрелости ОВ, основанные на распределении как насыщенных, так и ароматических соединений (Таблица 7).

Таблица 7 – Молекулярные показатели зрелости органического вещества, основанные на распределении насыщенных и ароматических соединений.

Показатель	Формула / Использование	Источник
<i>Насыщенные углеводороды</i>		
Carbon Preference Index (CPI)	$0,5 * ((C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}) / (C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32}) + (C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}) / (C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}))$	↑ Bray, Evans, 1961; Тиссо, Вельте, 1981
Соотношение низко- и высокомолекулярных n-алканов	$\sum n\text{-C}_{\leq 20} / \sum n\text{-C}_{\geq 21}$	↑ Изосимова, Чалая, 1989; Чахмахчев, 1989
	$\sum n\text{-C}_{13-15} / \sum n\text{-C}_{23-25}$	↑ (≥ 2) Петров, 1985; Белоконов, Фрик, 1993; Соболева, Гусева, 2002
Изопреноидный коэффициент (K_i)	$(\text{Pr} + \text{Ph}) / (n\text{-C}_{17} + n\text{-C}_{18})$	↓ Гончаров, Рыльков, 1982 Гончаров, 2004; Фомин, 2011

Изомеры стеранов C ₂₉	$\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R$	↓	Peters et al., 2005
	20S/20R	↓	
	20S/(20R+20R)	↓	
Коэффициент созревания стерана C ₂₉ (K ₂)	$(\beta\beta 20S+20R)/\alpha\alpha 20R$	↑	Петров, 1984; Чахмахчев, 1989
Соотношение C ₂₇ гопанов Ts/Tm	Tm - 17 α (H)22,29,30-трисноргопан, Ts - 18 α (H)22,29,30-триснорнеогопан	↑	Петров, 1984; Peters et al., 2005; Фомин, 2011
<i>Ароматические соединения</i>			
Methylphenanthrene ratio, MPR	2МФ/1МФ	↑	Radke et al., 1982; Radke, 1988; Farrington et al., 1988; Чахмахчев и др., 1995
Methylphenanthrene Index, MPI	$1,5*(2МФ+3МФ)/(0,69*Ф+1МФ+9МФ)$	↑	Radke et al., 1982; Radke, 1988; Farrington et al., 1988; Чахмахчев, 1989
MPI-1	$(1,89*(2МФ+3МФ))/(P + 1,26*(1МФ+9МФ))$	↑	Cassani et al., 1988
MPI-2	$(2МФ+3МФ)/(Ф+1МФ + 9МФ)$	↑	Колесников и др., 1991
Phenanthrene parameter, PP-1	$1МФ/(2МФ+3МФ)$	↑	Alexander et al., 1986
PP-1 _{modified}	$(1МФ+9МФ)/(2МФ+3МФ)$	↑	Cassani et al., 1988; Gallango, Cassani, 1992; Чахмахчев и др., 1995
Фенантреновый индекс, ФИ	2МФ/Ф	↑	Конторович и др., 2004
Methyldibenzothiophene ratio, MDR	4-МДБТ/1-МДБТ	↑	Radke, 1988; Чахмахчев А.В., Чахмахчев В.А., 1995; Гончаров и др., 2005
MDR'	$4-МДБТ/(1-МДБТ + 4-МДБТ)$	↑	Santamaria-Orozco et al., 1998;

			Kruge, 2000
MDR ₁ , MDR ₄	MDR ₁ = 1-МДБТ/ДБТ MDR ₄ = 4-МДБТ/ДБТ	↑	Schou, Myhr, 1988; Santamaria-Orozco et al., 1998
MDR _{2,3} или ДБТИ (дибензотиофено- вый индекс)	(2+3МДБТ)/ДБТ	↑	Schou, Myhr, 1988; Santamaria-Orozco et al., 1998; Конторович и др., 2004
Триароматический стерановый индекс, ТАСИ	ТАС I/(ТАС I+ТАС II)	↑	Чахмахчев, 1989; Колесников и др., 1991; Kruge, 2000; Конторович и др., 2004

Одним из основных показателей катагенетической преобразованности органического вещества общепризнанно считается коэффициент нечетности *n*-алканов (CPI). В зрелом органическом веществе преобладание нечетных *n*-алканов должно быть либо незначительным, либо близко к 1, чаще всего 0,9-1,3 [Фомин, 2011]. Значения индекса CPI в битумоидах баженовской свиты как открытых, так и закрытых пор варьируют от 0,8 до 1,2, причем 85% всей исследуемой выборки попадает в диапазон значений 0,9-1,0, что свидетельствует о преобразованности органического вещества начала главной фазы нефтеобразования.

Для диагностики уровня зрелости нафтидов в некоторых случаях считаются информативными соотношения *n*-алканов и изопреноидов, например, пристан/*n*-C₁₇, фитан/*n*-C₁₈, изопреноидный коэффициент (K_i), которые с ростом катагенеза снижаются для всех типов ОВ [Фомин, 2011]. Для удобства представления материала вместо K_i нами считался обратный ему параметр - 1/K_i. В битумоидах баженовской свиты значения параметра 1/K_i изменяются от 1 до 3,5, наибольших значений достигая в битумоидах открытых пор Повховской и Дружной площадей (>2,5). В битумоидах закрытых пор значения 1/K_i на этих площадях снижаются до 2-2,5 (Рисунок 44). Для образцов Новоортьягунской и Южно-Ягунской площадей значения показателя 1/K_i изменяются в основном в пределах 1-1,5 в битумоидах закрытых пор и 1-2 в битумоидах открытых пор.

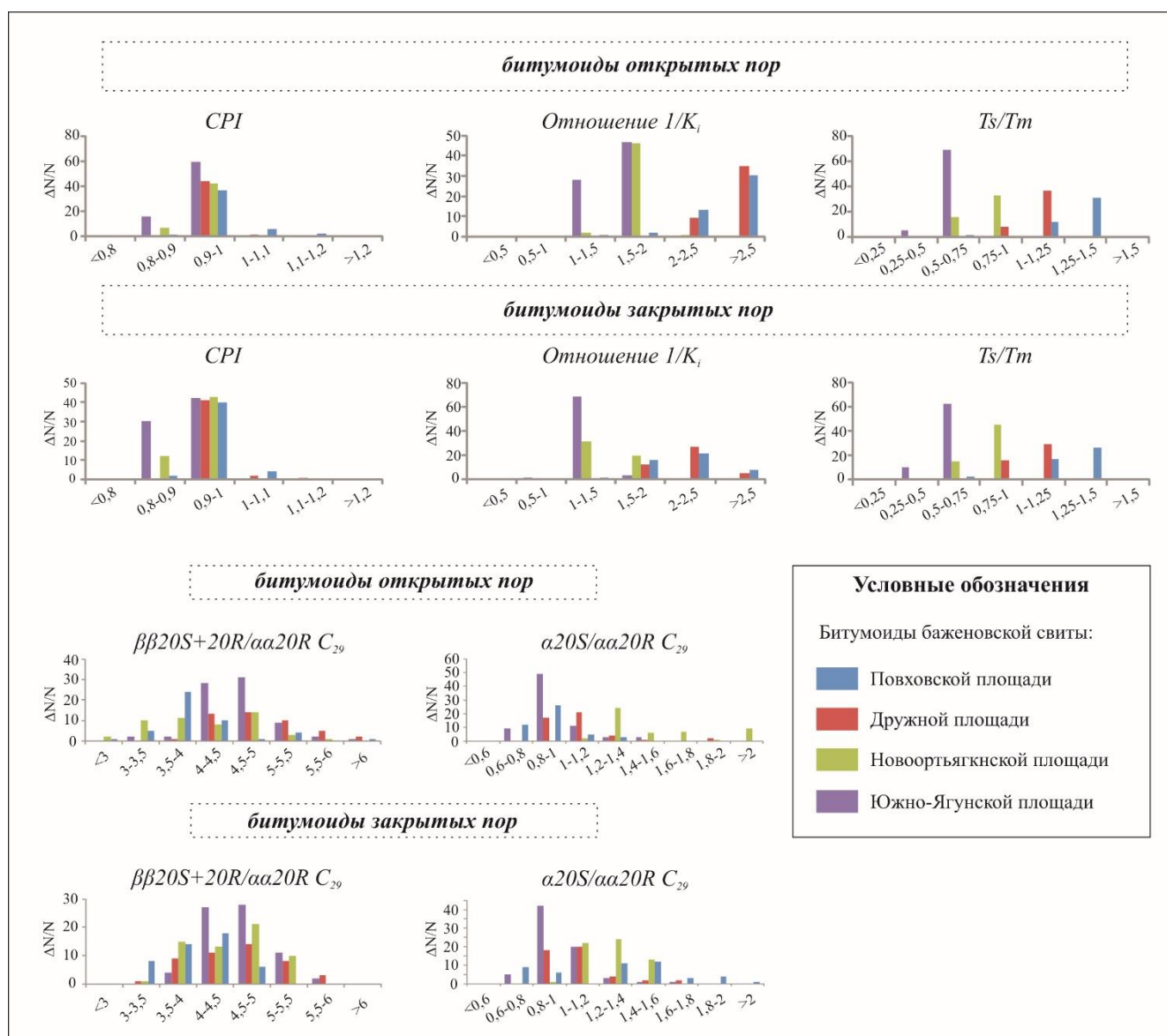


Рисунок 44 – Значения показателей зрелости ОБ баженовской свиты, рассчитанных по основным биомаркерным параметрам насыщенной фракции битумоидов открытых и закрытых пор.

Соотношения стеранов также являются важными и общепринятыми показателями преобразованности ОБ, в частности соотношение исходных биологических стеранов ($\alpha\alpha 20R$) к геологическим ($\beta\beta 20R/S$) для C_{29} . Значения соотношения изомеров стеранов C_{29} ($\beta\beta 20S+20R$)/ $\alpha\alpha 20R$ в изученной коллекции варьируют от 3,0 до 5,5, при этом дифференциации по территории не наблюдается.

Помимо различий биологических и геологических (нефтяных) структур стеранов в конфигурации асимметричных атомов конденсированных колец (атомы углерода 5, 14, 17), существует конфигурация асимметричных атомов углерода вне кольцевой структуры (20R- и 20S-эпимеры). Высокий уровень эпимеризации $\alpha\alpha$ -стеранов C_{29} $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R$ благодаря повышенной стабильности эпимера 20S по

сравнению с 20R также может служить критерием выделения зрелого ОБ [Фомин, 2011]. Значения этого параметра в образцах баженовской свиты Повховской площади изменяются преимущественно от 0,6 до 1, в образцах Дружной и Южно-Ягунской – от 0,8 до 1,2, в образцах Новоортьягунской площади – от 1 до 1,6. В битумоидах закрытых пор по сравнению с битумоидами открытого порового пространства отмечается тенденция снижения значений этих параметров (см. рисунок 44).

Терпаны, как и стераны, в ходе катагенетической преобразованности претерпевают изменения исходных биологических структур, связанные, главным образом, с эпимеризацией одного или нескольких хиральных центров. Помимо соотношений биогопанов ($\beta\beta$), моретанов ($\beta\alpha$) и нефтяных гопанов ($\alpha\beta$), а также соотношений их R-и S-эпимеров, в нефтяной геохимии часто используется соотношение диметилированных гопанов (норгопанов) – Ts и Tm. Считается, что Tm (17 α ,22,29,30-трисноргопан) – биологически образованная структура, а Ts (18 α ,22,29,30-триснорнеогопан) образовался из него в процессе диагенетических и катагенетических изменений [Peters et al., 2005, Петров, 1984; Фомин, 2011]. Соотношение трисноргопанов Ts/Tm довольно хорошо разграничивает коллекцию битумоидов на изучаемой территории, при этом битумоиды открытого и закрытого порового пространства пород характеризуются близкими значениями. Так, среди образцов Повховской площади 76% выборки попадает в область значений Ts/Tm = 1,25-1,5, 82% образцов Дружной площади попадают в диапазон 1,0-1,25, значения Ts/Tm в 67% образцов Новоортьягунской площади варьируют в пределах 0,75-1, а на Южно-Ягунской площади 92% коллекции попадает в область значений Ts/Tm = 0,5-0,75. Средние значения этого параметра в образцах Повховской, Дружной, Новоортьягунской и Южно-Ягунской площадей составляют 1,3; 1,0; 0,8 и 0,6 соответственно.

В процессе эволюции нафтидов в структурах фенантрена и дибензотиофена интенсивно проходят процессы алкилирования и изомеризации с перегруппировкой метильных радикалов в термодинамически более устойчивое положение [Radke et al., 1982; Radke, 1988; Чахмахчев, 1989; Чахмахчев А.В., Чахмахчев В.А.,

1995; Budzinski et al., 1995], что позволяет применять метилфенатреновые и метилдибензотиофеновые отношения в качестве показателей термической зрелости ОВ (см. таблицу 7).

Фенантреновый индекс (ФИ) в битумоидах баженовской свиты на всех площадях изменяется преимущественно от 0,3 до 0,5, однако повышенные значения (0,6-1,0) отмечаются в образцах Повховской и Новоортъягунской площадей битумоидов открытых пор (Рисунок 45).

Метилфенантреновые индексы (MPI, MPI-1 и MPI-2) в битумоидах баженовской свиты изменяются в основном в пределах значений 0,4-0,6. В битумоидах открытых пор значения этих параметров выше, чем в закрытых (см. рисунок 45). Для битумоидов Повховской и Новоортъягунской площадей характерны повышенные значения этих параметров (до 1,0), что указывает на их большую преобразованность по сравнению с битумоидами Дружной и Южно-Ягунской площадей.

Метилфенантреновое отношение (PP-1) варьирует в основном от 0,8 до 1,0 на всех площадях. Значения этого параметра в битумоидах закрытых пор по сравнению с открытыми увеличивается на Дружной площади, уменьшается на Повховской и Новоортъягунской (см. рисунок 45). В отличие от PP-1, значения модифицированного параметра PP-1_{modified} остаются постоянными (см. рисунок 45). В южно-ягунских и дружных битумоидах разброс значений PP-1_{modified}, как правило, 1,5-2,0, а в новоортъягунских и повховских битумоидах - 2,0-4,0.

Метилдибензотиофеновые отношения (MDR, ДБТИ) считаются высокоинформативными при оценке зрелости продуктов преобразования как морского, так и континентального ОВ [Чахмахчев А.В., Чахмахчев В.А., 1995; Schou, Myhr, 1988]. В ряде работ И.В. Гончарова и его коллег [Гончаров и др., 2004; 2005; 2013] четко отражена эффективность работы отношения 4-/1-МДБТ именно для ОВ баженовской толщи, причем, как указывают авторы, этот показатель меньше всего зависит от литологических и минеральных особенностей пород.

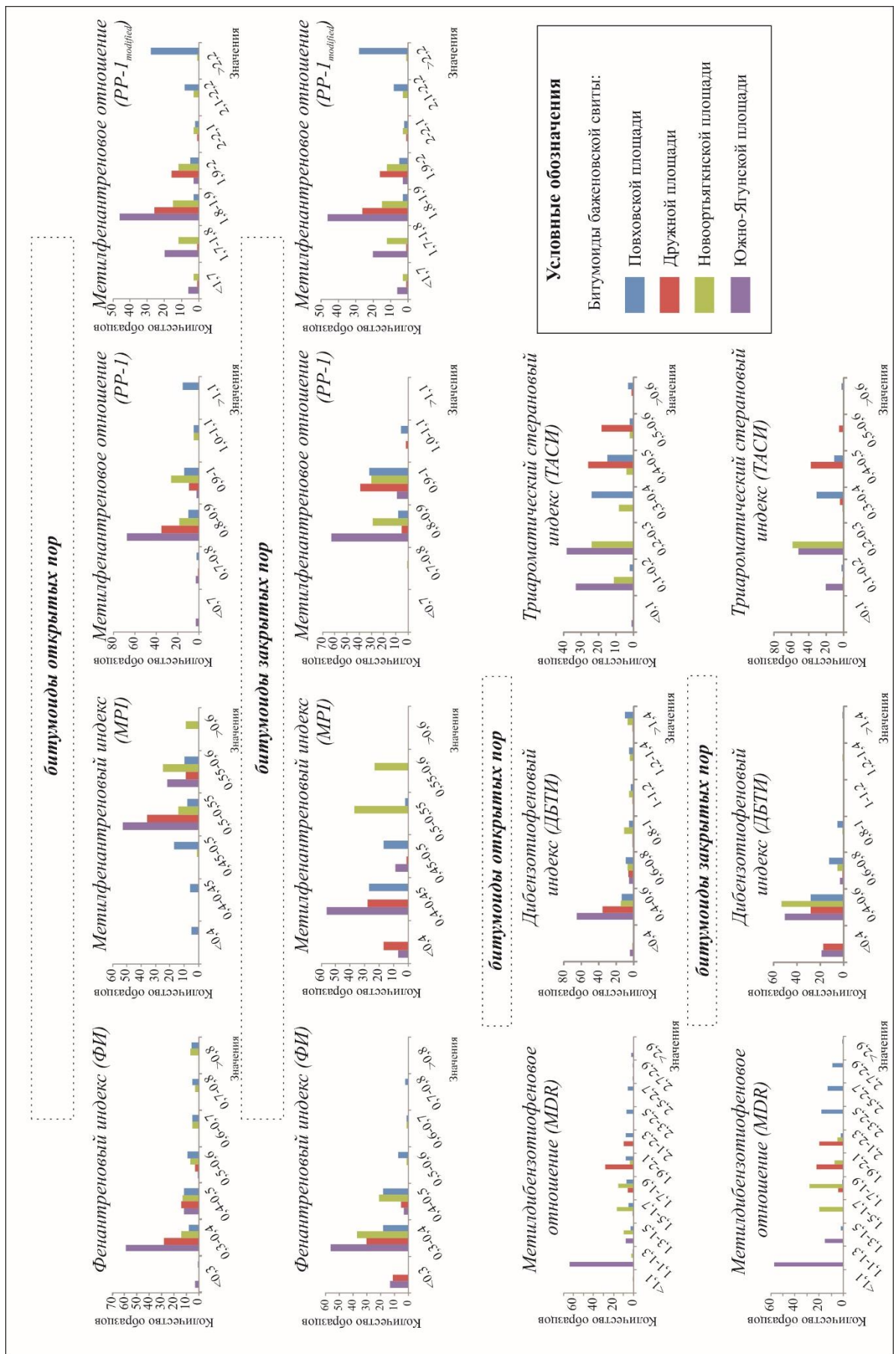


Рисунок 45 – Значения показателей зрелости ОБ баженовской свиты, рассчитанных по соединениям ароматической фракции битумоидов открытых и закрытых пор [Сотнич, Костырева, 2021].

Значения отношения 4-/1-МДБТ в битумоидах закрытых пор баженовской свиты дифференцируются по площадям: Южно-Ягунская ($1,1 \div 1,5$, при среднем $1,3$) $\rightarrow$ Новоортьягунская ($1,5 \div 2,3$, при среднем $1,8$) $\rightarrow$ Дружная ($1,7 \div 2,3$, при среднем $2,0$) $\rightarrow$ Повховская ($2,1 \div 2,9$, при среднем $2,5$) (см. рисунок 45). Для битумоидов открытых пор тенденция сохраняется, но менее контрастно [Сотнич, Костырева, 2021].

Значения дибензотиофенового индекса (ДБТИ до 4,0) подтверждают, что наиболее преобразованным является органическое вещество баженовской свиты Повховской и Новоортьягунской площадей, при этом в битумоидах закрытых пор этот параметр снижается - до 1.0 (см. рисунок 45). Для южно-ягунских и дружных битумоидов этот параметр не изменяется для открытых и закрытых пор – 0,3-0,6 [Сотнич, Костырева, 2021].

Распределение высших и низших гомологов триароматических стероидов в битумоидах баженовской свиты свидетельствует о большей преобразованности органического вещества Дружной и Повховской площадей по сравнению с Южно-Ягунской и Новоортьягунской. Значения ТАСИ во всех битумоидах Повховской, Дружной площадей варьируют преимущественно от 0,3 до 0,6, в Новоортьягунской и Южно-Ягунской – от 0,1 до 0,3. Таким образом, преобразованность ОВ баженовской свиты на изучаемой территории, согласно молекулярным параметрам зрелости ($CPI=0,8-1,2$; изомерное отношение стеранов $(\beta\beta 20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ $C_{29} = 3,5-4,5$; $Ts/Tm = 0,5-1,5$, 4-МДБТ/1-МДБТ = 1-3; и др.) соответствует главной фазе нефтеобразования. При этом несмотря на близкое территориальное расположение изучаемых площадей, отчетливо видно уменьшение преобразованность ОВ в западном направлении: от Повховской площади, приуроченной к Южно-Надымской мегамоноклизе, к Дружной (собственно Хантейская гемиантеклизы) и Новоортьягунской (зона сочленения Южно-Надымской мегамоноклизы и Хантейской гемиантеклизы) площадям, и затем к Южно-Ягунской площади (Сургутский свод) [Сотнич, Костырева, 2021].

По информативности использования показатели, характеризующие степень зрелости ОВ, можно разделить на информативные и слабоинформативные

(Рисунок 46). К первым относятся Ts/Tm , $1/K_i = (n-C_{17}+n-C_{18})/(Pr+Ph)$, MDR, ДБТИ и ТАСИ, к последним – CPI, отношения стеранов $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R C_{29}$ и $(\beta\beta 20S+20R)/\alpha\alpha 20R C_{29}$, фенантреновые индексы MPI, MPI-1, MPI-2, PP-1 (за исключением может быть PP-1_{modified}) [Сотнич, Костырева, 2021].

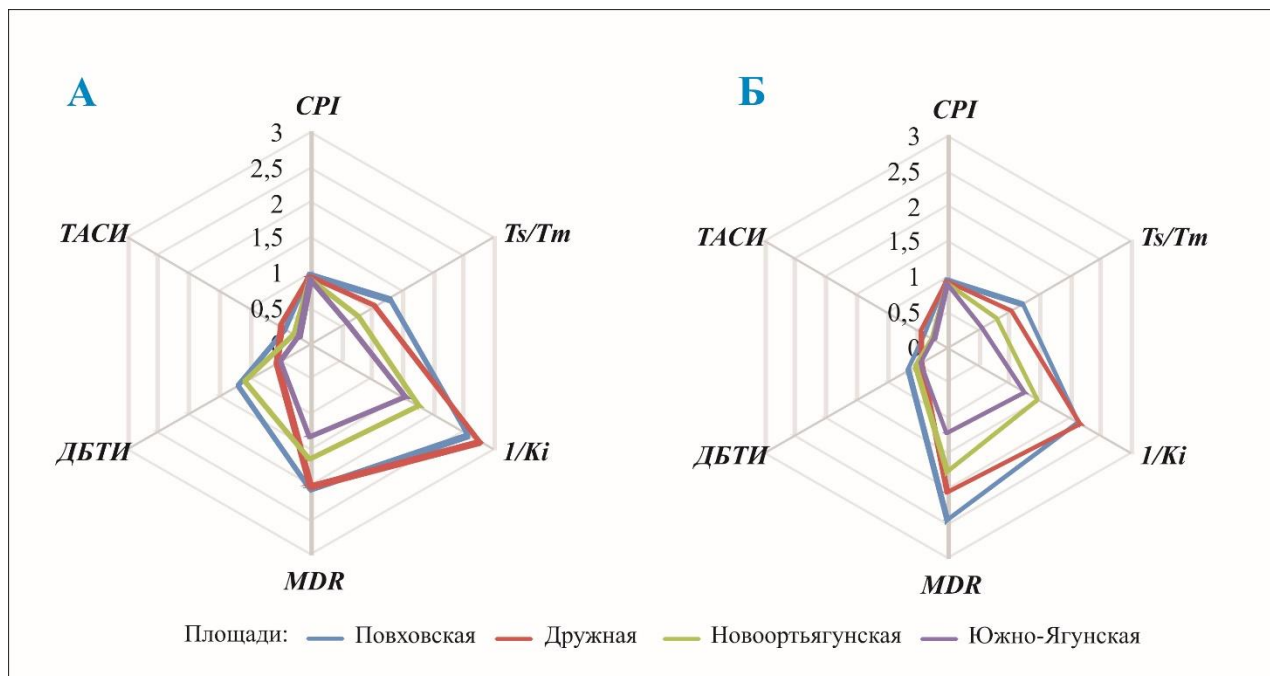


Рисунок 46 – Преобразованность ОВ бажендовской свиты в битумоидах из открытого (А) и закрытого (Б) порового пространства пород [Сотнич, Костырева, 2021].

Вторая группа показателей свидетельствует о зрелости изученного органического вещества, однако не позволяют выявить более детальную зависимость зрелости от территориальной приуроченности. По-видимому, это связано с влиянием типа ОВ на значения перечисленных показателей. Так, например, фенантреновые параметры зрелости показывают наилучшую информативность для континентального ОВ (III тип керогена) [Radke et al., 1982; Cassini et al., 1988; Farrington et al., 1988; Kruge, 2000].

Кроме того, значения некоторых показателей (ФИ, MPI, PP-1, MDR, ДБТИ, $1/K_i$, $(\beta\beta 20S+20R)/\alpha\alpha 20R C_{29}$, $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R C_{29}$) отличаются в битумоидах, извлеченных из открытого и закрытого порового пространства пород. Замечена отчетливая тенденция к снижению и выравниванию значений этих параметров в битумоидах закрытых пор по сравнению с битумоидами из открытого порового про-

странства [Сотнич, 2019; Сотнич, Костырева, 2021]. Ранее такой эффект был отмечен при сравнении «связанного» и «легкорастворимого» битумоидов баженовской свиты Салымского месторождения [Снимщикова и др., 1989]. Поскольку процессы катагенетического преобразования ОВ в одинаковой мере влияют на битумоиды из открытого и закрытого порового пространства пород, то отмечаемые в них различие значений показателей зрелости ОВ объясняются влиянием миграционных процессов, которые в первую очередь сказываются на битумоидах открытых пор [Белецкая, Боровая, 1977]. По мнению Костенко О.В., различие преобразованности битумоидов открытых и закрытых пор может объясняться многостадийностью процессов генерации: УВ, находящиеся в открытых порах, являются результатом более раннего этапа генерации микронефти, чем УВ закрытых пор [Костенко, 2014]. По мнению Гордадзе Г.Н. и Русиновой Г.В., истинная степень зрелости ОВ в течение геологического времени может «затушевываться» из-за постоянной подпитки термодинамически менее устойчивыми новообразованными УВ, и при прочих равных условиях степень зрелости ОВ коррелирует с групповым составом нефтей (и битумоидов) [Гордадзе, Русинова, 2003].

Глава 4. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ СЕВЕРО-СУРГУТСКОГО РАЙОНА

Баженовская свита на территории Северо-Сургутского района Западной Сибири, как показал анализ литературных источников (глава 1) и материалов диссертационной работы, соответствует основным критериям качественного прогноза ее нефтеносности, таким как:

- 1) значительная (не менее 15 м) толщина баженовской свиты [Ф.Г. Гурари, 1984],
- 2) высокая концентрация органического вещества в породах [Конторович и др., 1967а, 1975; Нестеров, 1979, Ф.Г. Гурари, 1984; и др.],
- 3) катагенез органического вещества в породах баженовской свиты, отвечающий второй половине главной зоны нефтеобразования (конец $МК_1^2$, $МК_2$) [Конторович и др., 1967а, 1975, 2018; Фомин, 2011],
- 4) наличие выше и ниже баженовской свиты мощных пачек глинистых пород, изолирующих нефтепроизводящие породы [Ф.Г. Гурари, 1984],
- 5) высокие современные температуры пород [Конторович и др., 1967а, 1975, 2021; Гурари и др., 1972; Нестеров и др., 1982; Курчиков, 1992],
- 6) развитие седиментационной микрослоистости («листоватость») пород, приводящее к образованию коллекторов («баженитов») [Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф., 1974; Гурари, 1981, 1984; Нестеров, 1979; Конторович и др., 1967а, 1975, 2018б; Бурштейн и др., 2021].

На территории исследования баженовская свита характеризуется достаточными для нефтеносности толщинами (20 - 35 м), перекрыта глинистыми отложениями подачимовской толщи, от нижележащих отложений отделяется глинистой георгиевской свитой; породы баженовской свиты на территории исследования (микститы в верхней и средней частях разреза) обладают микрослоистой структурой и высоким содержанием органического вещества ($C_{орг}$ до 20 % на породу и выше), органическое вещество находится в главной зоне нефтеобразования (градация $МК_1^1$ - $МК_1^2$).

Согласно результатам проведенных геохимических исследований органического вещества баженовской свиты (глава 3), повышенные концентрации органического вещества (ОВ) и нефтегенерационного потенциала отмечаются в верхней части разреза баженовской свиты, где распространено тонкое переслаивание кероген-глинистых, кероген-кремнистых, кероген-глинисто-кремнистых, кероген-карбонатных и кероген-кремнисто-карбонатных микститов и карбонатных линз-прослоев. Вниз по разрезу содержание ОВ и его нефтегенерационный потенциал постепенно снижаются. Битуминозность ОВ ($\beta_{\text{хл}}$) на изучаемой территории в большей части пород составляет 10-20 %, в силицитах и карбонатах – до 40 % (в единичных образцах – до 70%). Как показали исследования [Конторович и др., 2018а; Сотнич и др., 2021], около 80 % оставшихся в баженовской свите нефтидов находится в закрытом поровом пространстве пород. Открытое поровое пространство пород баженовской свиты заполнено «свободной микронепфтью», состоящей из наиболее подвижных фракций битумоидов [Конторович и др., 2018б; Сотнич и др., 2021]. Следует отметить, что речь в данном случае идет о нефтидах (битумоидах), оставшихся в баженовской свите, т.е. о той части образованных нефтидов, которая не эмигрировала из баженовской свиты в вышележащие берриас-нижнеаптские резервуары и не была утеряна при бурении и подъеме керна на поверхность.

Повышенное содержание битумоидов открытых пор отмечается в карбонатах и силицитах, а также в кероген-кремнистых микститах и в «кокколитовой» пачке, характеризующейся переслаиванием кероген-глинистых, кероген-кремнисто-глинистых, кероген-карбонатных микститов с многочисленными прослоями карбонатных микститов и керогеновых карбонатов, содержащих реликты кокколитофоридовых водорослей [Костырева, Сотнич, 2017; Эдер и др., 2019; Сотнич и др., 2021].

Залежи нефти в баженовской свите контролируются наличием или отсутствием коллектора [Гурари, 1979; Елисеев и др., 1978; Дорофеева и др., 1979, 1983; Краснов и др., 1981; Ефремов и др., 1988; Зубков, 1989; Славкин и др., 2007], поэтому специалистами [Конторович и др., 2014а, 2018б, 2021; Временное..., 2017;

Скворцов и др., 2019; Волков, 2019, 2020, Бурштейн и др., 2021; и др.] было предложено оценку начальных геологических ресурсов нефти в ней осуществлять объемным методом (4)

$$Q_{\text{геол}} = F * h * K_{\text{п}} * K_{\text{н}} * \rho_{\text{нефти}} * \theta, \quad (4)$$

где F – площадь, h – нефтенасыщенная толщина, $K_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости (общей пустотности пород), $K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности пород, $\rho_{\text{нефти}}$ – плотность нефти в атмосферных условиях, θ – пересчетный коэффициент. Формально, такой подход представляется правильным, но при этом в документах нет четких и регламентированных методик определения открытой пористости и нефтенасыщенности коллекторов в баженовской свите.

Открытая пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты Северо-Сургутского района были определены по разработанной в ИНГГ СО РАН методике [Конторович и др., 2018б]. Согласно государственным стандартам (ГОСТ 26450.0-85, 26450.1-85), образцы пород правильной геометрической (регулярной) формы (ОРФ), рекомендуемые для определения открытой пористости пород, должны быть высушены, проэкстрагированы, затем методом жидкостенасыщения (водой, гелием, гептаном и т.д.) определяется пористость пород. В методике ИНГГ СО РАН стандартная схема была несколько изменена [Геологическая..., 2014-2016ф]. После сушки пористость пород образцов ОРФ была сначала (до экстракции битумоидов) замерена (по гептану) ($K_{\text{п}}^{\text{д/э}} = 0,1 \div 10,2 \%$), далее образцы подвергались экстракции, снова высушивались, затем проводились повторные измерения пористости ($K_{\text{п}}^{\text{п/э}} = 0,1 \div 15,6 \%$). После извлечения битумоидов, занимаемый ими объем порового пространства, должен освободиться, соответственно, значение открытой пористости должно увеличиться. Однако, как показал анализ изменения значений открытой пористости пород, после экстракции битумоидов в части образцов ($\sim 20 \%$ коллекции) она либо осталась на том же уровне, либо уменьшилась, что свидетельствует о сокращении порового пространства породы при удалении флюида [Геологическая..., 2014-2016ф]. Это объясняется тем, что пустотное пространство пород баженовской свиты (как пустотность по всей матрице, так и седиментогенно-катагенетическая трещиноватость (сланцеватость,

«листоватость») [Булынникова и др., 1978; Конторович и др., 2014а, 2018б, 2021]), плохо закреплено каркасом породы и частично или полностью «схлопывается» при потере породой флюидов и уплотнении под действием геостатического давления [Конторович и др., 2018б]. Таким образом, определения пористости пород баженовской свиты традиционными методами не являются достоверными. Единственный способ достоверно установить пористость пород баженовской свиты, согласно методике ИНГГ СО РАН, – это определять пористость по насыщению пород естественным природным флюидом – битумоидом [Геологическая..., 2014-2016ф; Конторович и др., 2018б]. Объем открытых пор оценивается по объему порового пространства, занимаемому «свободной микронефтью», т.е. битумоидами открытых пор [Конторович и др., 2018б]. Высокое содержание битумоидов в породах баженовской свиты делает их гидрофобными, поэтому поровая вода (седиментогенная, кристаллическая, «возрожденная», элизионная вода, а также вода, образующая при катагенезе из органического вещества) при уплотнении не задерживается и быстро покидает баженовскую свиту. Принимая, что поровое пространство баженовской свиты не содержит остаточной воды и полностью заполнены битумоидами (нефтью), можно по их массе и плотности битумоидов открытых пор определить объем, который они занимали в породе (5) и по этой величине определить пористость пород [Геологическая..., 2014-2016ф]:

$$m_{\text{откр.}} = 100 \cdot \alpha \cdot b_{\text{хл}}^{\text{ОГД}} / \rho_{\text{пл.}} \cdot V_{\text{обр}}, \quad (5)$$

где $b_{\text{хл}}^{\text{ОГД}}$ – масса (выход) извлеченного из открытых пор битумоида, характеризующего «свободную микронефть», $\rho_{\text{пл.}}$ – плотность нефти баженовской свиты в пластовых условиях, $V_{\text{обр}}$ – объем образца, который определяется процедурой приготовления образцов. При этом необходимо иметь в виду, что экстрагируемый из открытых пор битумоид по массе и объему отличается от нафтидов, заполнявших открытые поры в природных условиях. Это происходит по двум причинам: 1) при бурении и подъеме керна на поверхность происходит дегазация флюидов и потеря ими конденсатных низкокипящих фракций жидких углеводородов (усадка нефти); 2) при экстракции битумоидов из образцов, отгонке растворителей и сушке битумоида в значительной степени или полностью теряются углеводороды, кипящие

при температуре ниже 270°C [Геологическая..., 2014-2016ф]. Поэтому в аналитически определенную массу битумоида открытых пор, согласно методике ИНГГ СО РАН, необходимо сначала ввести поправку за аналитические потери, а затем поправку за коэффициент усадки нефти.

Поправка за аналитические потери определяется исходя из фракционного состава нефти, поскольку в составе хлороформенного экстракта идентифицируются углеводороды, начиная с $n\text{-C}_{15}$ ($t_{\text{кип}}=270,6^\circ\text{C}$), а в пробах поверхностных нефтей обычно идентифицируются все углеводороды, начиная с $n\text{-C}_6$ ($t_{\text{кип}}=68,7^\circ\text{C}$). Коэффициент усадки нефти рассчитывается по данным глубинных проб нефтей, таким как: количество газа, выделившегося при дегазации нефти (газовый фактор), фракционный состав газа, плотности нефти и газа в стандартных условиях (при 20°C и 0,1 МПа), поправки за сжимаемость и температурное расширение с учетом пластовой температуры и давления.

Нефти баженовской свиты на территории исследования характеризуются средней плотностью (843,3-857,6 кг/м³, в среднем 847,3 кг/м³), низкой вязкостью (от 5,89 до 10,96 мм²/с при температуре 20°C), высоким содержанием легких фракций, выкипающих до 200°C (24-32 % на нефть, температура начала кипения – 50-60°C) [Геологическая..., 2014-2016ф]. В составе исследованных нефтей углеводороды составляют 85-90 % на нефть, смолы – 8-12 % на нефть, асфальтены – 0,3-1,2 % на нефть. Среди углеводородов метано-нафтеновые (Me-Nn) преобладают над ароматическими (Nn-Ar): значения отношения Me-Nn/Nn-Ar изменяются в диапазоне 1,6 – 2,1 [Геологическая..., 2014-2016ф]. Плотность нефти в пластовых условиях принята равной 700 кг/м³.

Как видно из рисунков 47-50, пористость пород ($m_{\text{откр}}$), рассчитанная по методике ИНГГ СО РАН, изменяется от 0,1 до 12,4 % (в среднем, 2,1%). При этом, как показал сравнительный анализ, распределения литологического состава, характеристик органического вещества и открытой пористости пород по разрезу баженовской свиты на Повховской, Новоортьягунской, Дружной и Южно-Ягунской площадях крайне изменчиво [Сотнич, Костырева, 2022].

На Повховской площади (см. рисунок 47) повышенные значения $m_{\text{откр}}$

(> 2 %) зафиксированы как в верхней части разреза баженовской свиты (интервалы 2980,38-2981,51; 2982,86-2984,09; 2985,05-2986,06; 2986,42-2986,66; 2987,09-2989,29 м), представленной высокообогащенными органическим веществом микститами ($C_{\text{орг}}$ до 16 % на породу, S_1 до 14 мг УВ/г породы, $m_{\text{откр}}$ до 11 %), так и в карбонатах нижней части разреза (2999,76-3000,34 м), где содержание $C_{\text{орг}}$ < 2 %, $m_{\text{откр}}$ = 2-3 %, но отмечаются процессы перераспределения свободной микронефти (отношение $S_1/C_{\text{орг}}$ до 200 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$). Суммарная толщина пород с повышенной пористостью составляет 6,3 м (5,7 и 0,6 м соответственно в верхней и нижней частях разреза), общая плотность геологических ресурсов нефти в них – 270,8 тыс.т/км².

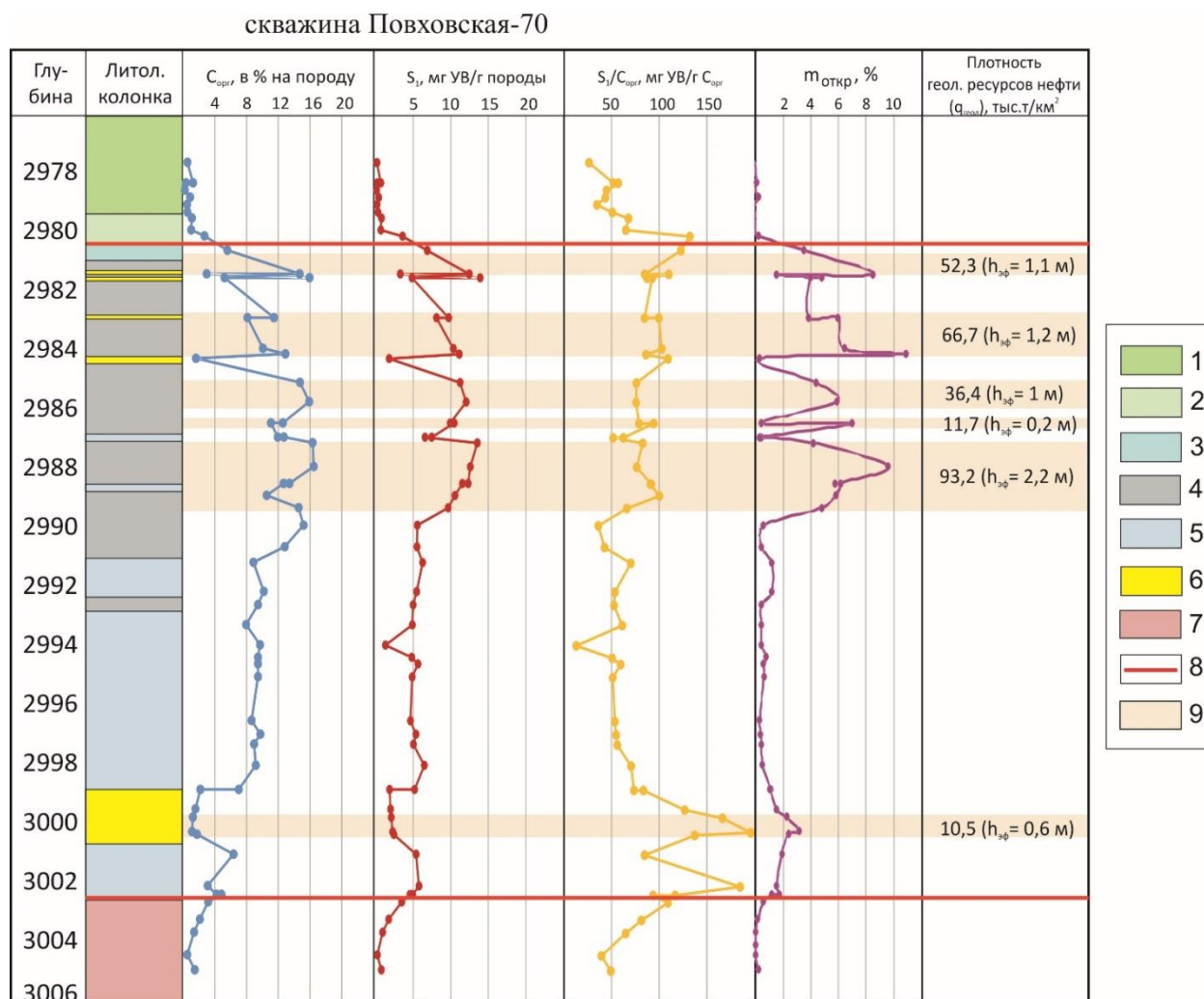


Рисунок 47 – Нефтенасыщенные интервалы в разрезе баженовской свиты Повховской площади.

Условные обозначения: $C_{\text{орг}}$ – содержание органического углерода, S_1 – пиролитический показатель, отвечающий за выход УВ, находящихся в свободном и адсорбированном состоянии; $m_{\text{откр}}$ – нефтенасыщенная пористость; цветовые обозначения: 1 - нижняя часть подачимовской

пачки; 2 - переходная зона подачимовской пачки; 3 - переходная зона баженовской свиты; 4 - микститы баженовской свиты: керогеновые, кероген-кремнистые, кероген-глинисто-кремнистые, кероген-карбонатные; 5 - силициты и керогеновые силициты; 6 - карбонаты; 7 - георгиевская свита; 8 - граница баженовской свиты; 9 – прослой с повышенными значениями открытой пористости.

На Дружной площади (см. рисунок 48) прослой с повышенной пористостью отмечаются в следующих интервалах: 1) 2848,05-2848,75 м, керогеновый микстит, $h_{эф} = 0,7$ м, $C_{орг} = 13$ %, $S_1/C_{орг} = 60$ мг УВ/г $C_{орг}$, $m_{откр} = 12,5$ %; 2) 2861,9-2863,25 м, переслаивание силицитов и керогеновых силицитов, $h_{эф} = 1,4$ м, $C_{орг} = 8$ %, $S_1/C_{орг} = 50-80$ мг УВ/г $C_{орг}$, $m_{откр}$ до 11,5%; 3) 2865,63-2867,78 м, силициты, $h_{эф} = 2,1$ м, $C_{орг} = 4-8$ %, $S_1/C_{орг}$ до 150 мг УВ/г $C_{орг}$, $m_{откр} = 4-7$ %. Суммарная толщина нефтенасыщенных интервалов составляет 4,2 м, суммарная плотность геологических ресурсов – 190,8 тыс.т/км².

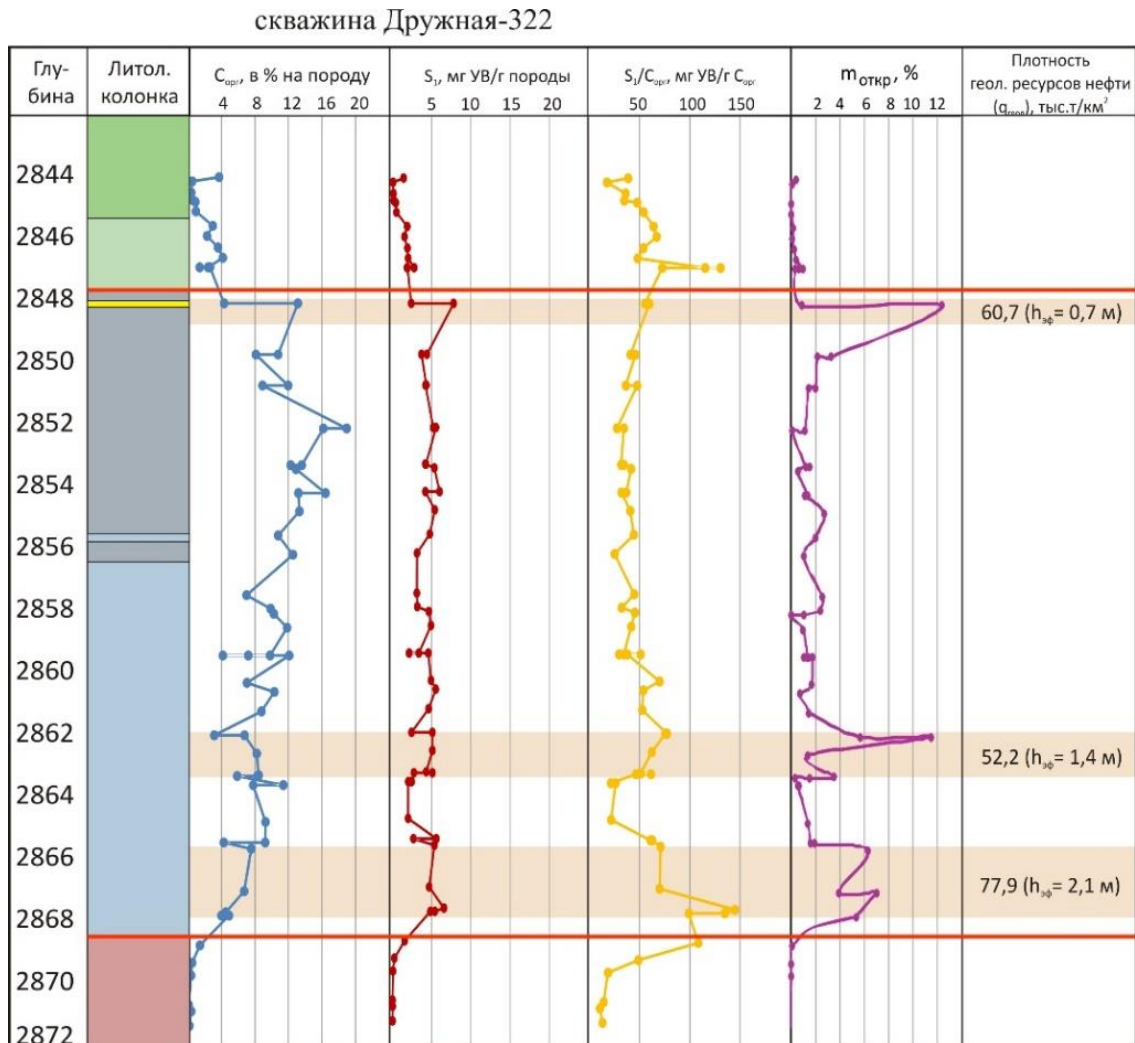


Рисунок 48 – Нефтенасыщенные интервалы в разрезе баженовской свиты Дружной площади.

Условные обозначения см. на рисунке 47.

На Южно-Ягунской площади (см. рисунок 49) выделено также 3 нефтенасыщенных интервала: 1) 2799,5-2800,5 м ($h_{эф}=1,0$ м), в верхней части разреза баженовской свиты - переслаивание кероген-кремнистого микстита, кероген-карбонатного микстита и керогенового карбоната с высоким содержанием $C_{орг}$ (до 15 %), высокой пористостью ($m_{откр}=6$ %), но низким значением $S_1/C_{орг} = 40-50$ мг УВ/г $C_{орг}$; 2) интервал 2805,84-2806,24 м в силицитах средней части разреза ($h_{эф}=0,4$ м), в котором содержание $C_{орг} = 6-9\%$, $S_1/C_{орг} = 60-70$ мг УВ/г породы, $m_{откр} =$ до 7 %; 3) 2814,3-2815,5 м ($h_{эф}=1,2$ м) - в кровле карбонатного слоя «КС», выделяемого в подошве баженовской свиты: содержание $C_{орг}$ достигает 8 % на породе, $S_1/C_{орг}$ до 170 мг УВ/г $C_{орг}$, открытая пористость достигает 18,4 %.

скважина Южно-Ягунская-306

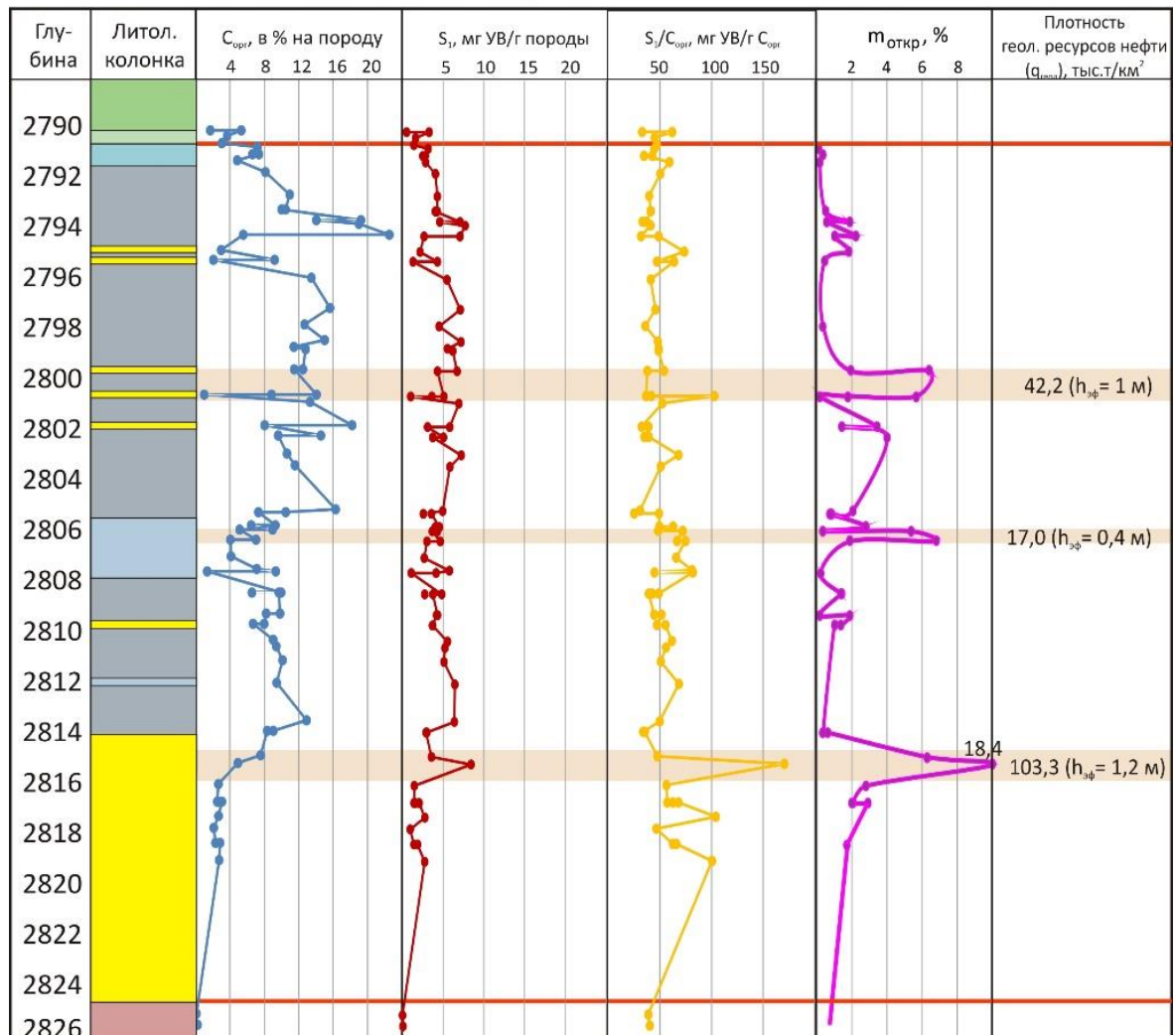


Рисунок 49 – Нефтенасыщенные интервалы в разрезе баженовской свиты Южно-Ягунской площади. Условные обозначения см. на рисунке 47.

Общая толщина нефтенасыщенных интервалов в разрезе Южно-Ягунской площади составляет 2,6 м, суммарная плотность геологических ресурсов в них – 162,5 млн т/км².

На Новоортьягунской площади (см. рисунок 50) выделяются 2 нефтенасыщенных прослоя: один, толщиной 0,4 м, - в интервале 2889,75-2890,13 м, представленном карбонатным микститом ($C_{орг}=3\%$ на породу, $S_1/C_{орг} = 135$ мг УВ/г $C_{орг}$, $m_{откр} = 8\%$), второй, толщиной 2,1 м, – в силицитах нижней части разреза (интервал 2903,28-2905,36 м, $C_{орг}=4-10\%$ на породу, $S_1/C_{орг}$ до 150 мг УВ/г $C_{орг}$, $m_{откр}$ до 8%). Суммарная толщина пород с повышенной пористостью на Новоортьягунской площади составляет 2,5 м, плотность геологических ресурсов в них - 132,6 тыс.т/км².

скважина Новоортьягунская-187

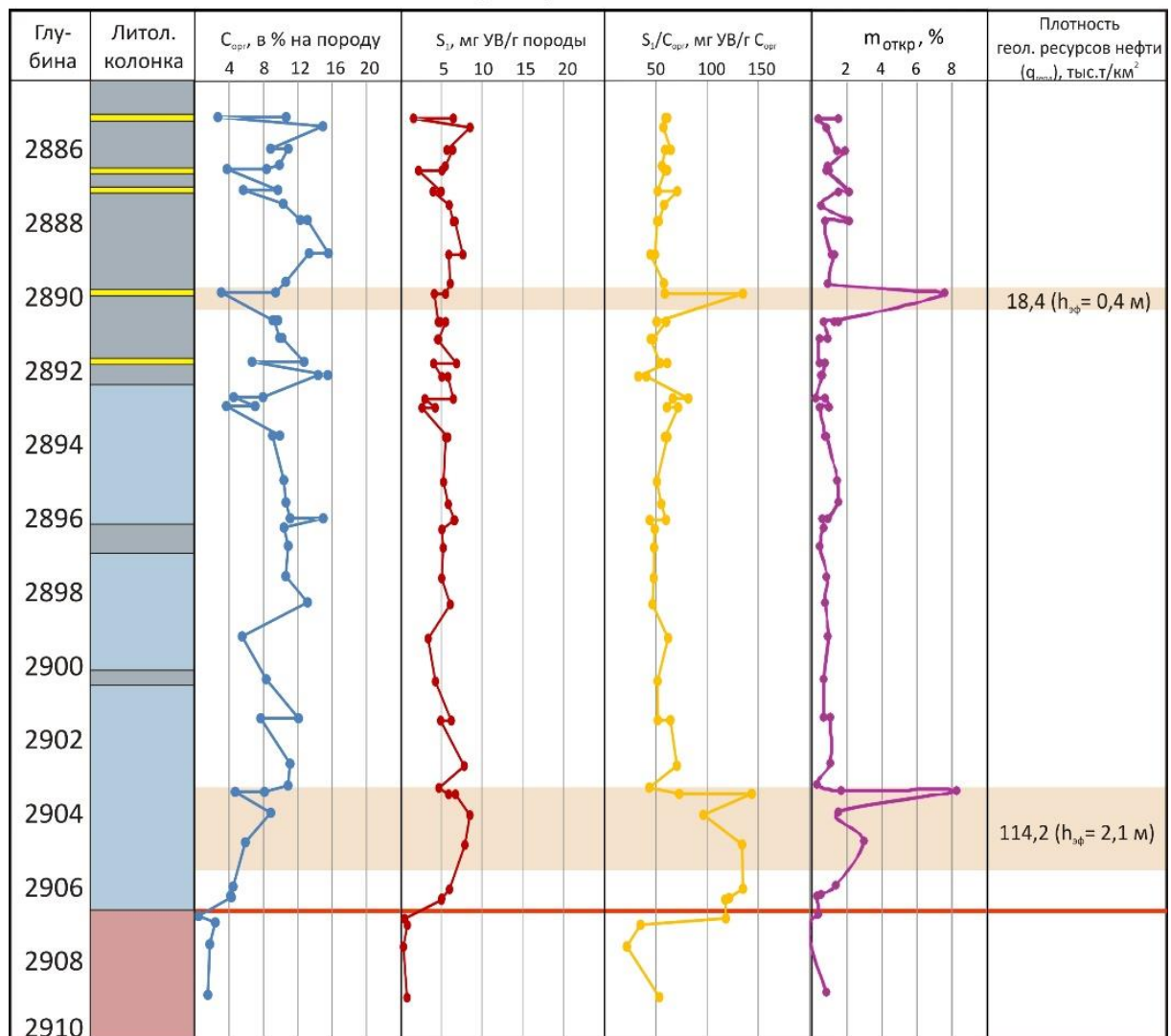


Рисунок 50 – Нефтенасыщенные интервалы в разрезе баженовской свиты Новоортьягунской площади. Условные обозначения см. на рисунке 47.

По результатам выполненной оценки была построена схематическая карта плотности геологических ресурсов нефти баженовской свиты на территории исследования (Рисунок 51). Границы участка проведены на расстоянии 10 км от изучаемых скважин, общая площадь территории составила 7800 км². Количество геологических ресурсов нефти баженовской свиты на территории участка оценивается в 1,5 млрд т., средняя плотность геологических ресурсов составляет 193 тыс. т/км².

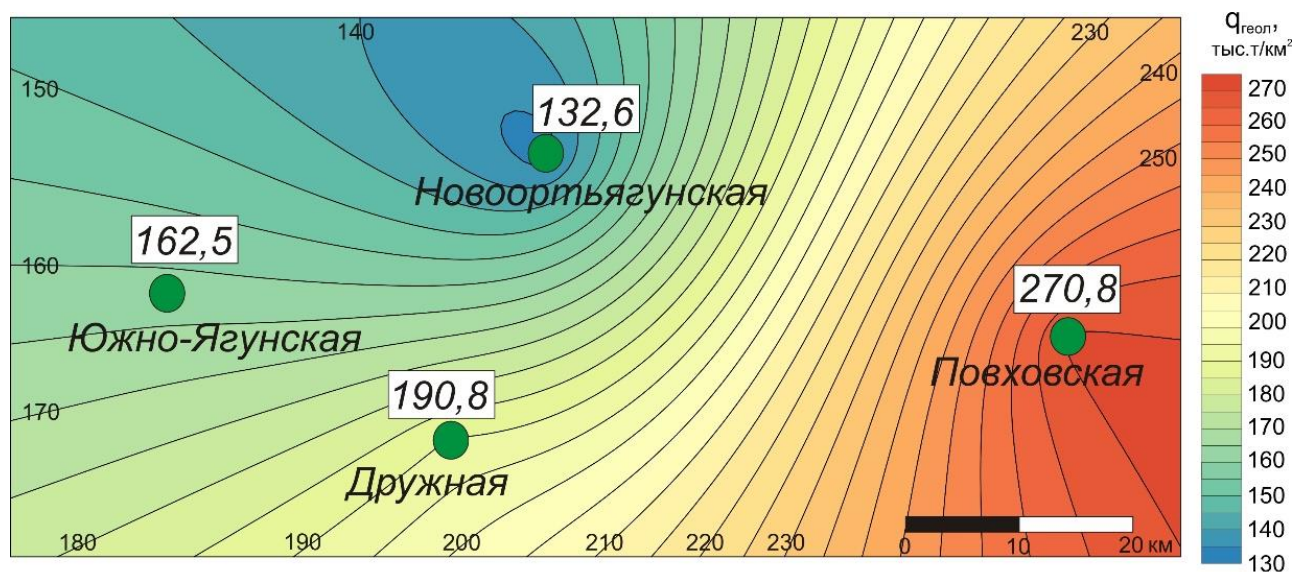


Рисунок 51 – Схематическая карта распределения плотности геологических ресурсов нефти баженовской свиты на территории Северо-Сургутского района Западной Сибири.

Такая оценка, в целом, согласуется со схематической картой перспектив нефтегазоносности баженовского горизонта центральных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, опубликованной сотрудниками ИНГГ СО РАН в 2019 г. [Конторович и др., 2019], на которой плотность геологических ресурсов на территории исследования варьирует в пределах 100-300 тыс. т/км².

Таким образом, при коэффициенте извлечения нефти 0,1, оценка начальных извлекаемых ресурсов нефти баженовской свиты на изучаемой участке равна 150 млн тонн, что позволяет отнести территорию Северо-Сургутского района Западной Сибири к категории высоко перспективных для поисков нефти. Высокая латеральная и вертикальная неоднородность баженовской свиты, наблюдаемая на изучаемой территории, которая составляет менее 0,01% от всей площади распро-

странения свиты требует увеличения количества скважин для его изучения современными аналитическими методами, что повысит достоверность оценки геологических ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования геохимии органического вещества баженовской свиты в разрезах скважин Повховская-70, Дружная-322, Южно-Ягунская-306, Новоортьягунская-187, показали, что органическое вещество (ОВ) баженовской свиты накапливалось в обстановке относительно глубоководного морского бассейна с сероводородным заражением. В настоящее время ОВ находится в главной зоне нефтеобразования (градация катагенеза $МК_1^1$ - $МК_1^2$), однако в изученных разрезах преобразованность ОВ несколько различается – наиболее зрелым является ОВ Повховской площади, наименее – Южно-Ягунской площади. Промежуточное положение по уровню преобразованности органического вещества баженовской свиты занимают Дружная и Новоортьягунская площади.

По разрезу баженовской свиты органическое вещество распределено неравномерно, что объясняется цикличностью процесса осадконакопления: концентрации fossilized в породах органического вещества растут по мере увеличения биологической продуктивности баженовского палеоморя (археи, бактерии, радиолярии, «кокколитофоридовые водоросли, акритархи и т.д.). В прямой зависимости от содержания ОВ в породах находятся и пиролитические нефтегенерационные характеристики пород (S_1 , S_2 , HI), и содержание битумоидов (нафтидов) в породах.

Как показали пиролитические и битуминологические исследования, основная часть (около 80 %) оставшихся на сегодняшний день в баженовской свите нафтидов на территории исследования находится в закрытом поровом пространстве пород и может быть высвобождена только после механического разрушения пород. В открытом поровом пространстве пород в виде «свободной микронефти» находится лишь 20 % содержащихся в баженовской свите нафтидов. Этот факт существенно сказывается при оценке геологических ресурсов нефти в баженовской свите. Применение разработанной в ИНГГ СО РАН методики для комплексного исследования обогащенных органическим веществом керн баженовской свиты позволило провести такую оценку объемным методом. Геологические ре-

сурсы нефти баженовской свиты на изучаемом участке площадью 7800 км² оцениваются в 1,5 млрд тонн, извлекаемые ресурсы при коэффициенте извлечения, по осторожности принятым равным 0,1, оцениваются в 150 млн тонн, что позволяет отнести территорию Северо-Сургутского района Западной Сибири к категории высоко перспективных для поисков нефти.

Результаты исследования рекомендуется использовать при бассейновом моделировании процессов генерации жидких и газообразных углеводородов баженовской свиты Северо-Сургутского района Западной Сибири и планировании поисково-оценочных работ.

Перспективы дальнейшей разработки темы лежат в области углубленного изучения молекулярного состава битумоидов баженовской свиты и создания электронной библиотеки индивидуальных соединений, характерных для аквагенного органического вещества баженовской свиты.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ГЖХ – газожидкостная хроматография

ГИС – геофизические исследования скважин

ЗС – Западная Сибирь

K_n – коэффициент нефтенасыщенности породы

K_n – коэффициент пористости породы, $K_n^{д/э}$ – до экстракции битумоидов из породы, $K_n^{п/э}$ – после экстракции битумоидов из породы

$m_{откр}$ – коэффициент пористости породы, рассчитанный по методике ИНГГ СО РАН

MK_1^1 – градация мезокатагенеза, соответствующая интервалу значений отражательной способности витринита $R_{vt}^0 = 0,5 \div 0,65$ % (по углемарочной шкале длиннопламенная стадия)

MK_1^2 – градация мезокатагенеза, соответствующая интервалу значений отражательной способности витринита $R_{vt}^0 = 0,65 \div 0,85$ % (по углемарочной шкале газовая стадия)

НГР – нефтегазоносный район

ОВ – органическое вещество

ОГД – образцы грубого дробления (размерность 0,5 см)

ОМД – образцы мелкого дробления (размерность 0,25 мм)

ОРФ – образцы регулярной формы (кубики и цилиндры)

$C_{орг}$ – содержание органического углерода в породе, единица измерения в % на породу

УВ – углеводороды

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ

УВС ЭТС ГКЗ – секция углеводородного сырья Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ХМАО - Ханты-Мансийский автономный округ

ХМС – хромато-масс-спектрометрия

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства пород

$b_{\text{хл}}$ – содержание хлороформенного битумоида в породе, единица измерения в % на породу

$\beta_{\text{хл}}$ – битумоидный коэффициент, рассчитанный по формуле $\beta_{\text{хл}} = b_{\text{хл}}/\text{ОВ} \cdot 100$, единица измерения в %.

HI – водородный индекс (Hydrogen Index) – пиролитический показатель, рассчитанный по формуле $\text{HI} = S_2/C_{\text{орг}} \cdot 100$, единица измерения в мг УВ/г $C_{\text{орг}}$

m/z – отношение массы иона к заряду иона

Me-Nn – метано-нафтеновая фракция битумоида

Nn-Ar – нафтено-ароматическая фракция битумоида

NIST - библиотека индивидуальных углеводородов Национального института стандартов (National Institute of Standards and Technology)

PI – индекс продуктивности (Production Index) – пиролитический показатель, рассчитанный по формуле $\text{PI} = S_1/(S_1+S_2)$, единица измерения в отн.ед.

S_1 – пиролитический показатель, фиксирующий газы и жидкие углеводороды, высвобождающиеся при нагреве пород до температур 300-400°C, единица измерения в мг УВ/г породы

S_2 – пиролитический показатель, фиксирующий углеводороды и гетероатомные соединения нефтяного ряда, образованные в процессе деструкции керогена при нагреве пород до температур 550°C, единица измерения в мг УВ/г породы

T_{max} – температура максимального выхода УВ при крекинге керогена

TIC – хроматограмма по общему ионному току (total ion chromatogram)

Условные обозначения индивидуальных соединений битумоидов

ДБТ - дибензотиофен

ДМДБТ – диметилдибензотиофены

ДМФ – диметилфенантрены

изо-Ci – алкан изопреноидного строения, содержащий i атомов углерода

МАС – моноароматические стероиды

МДБТ – метилдибензотиофены

МФ – метилфенантрены

н-Ci – алкан нормального строения, содержащий i атомов углерода

TAC – триароматические стероиды

ТМДБТ – триметилдибензотиофены

ТМФ – триметилфенантрены

ТМТГФ – 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен

Ф – фенантрен

Pr – пристан – изопреноидный алкан состава C19

Ph – фитан – изопреноидный алкан состава C20

Tm – 17 α (H)22,29,30-трисноргопан

Ts – 18 α (H)22,29,30-триснорнеогопан

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев, А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме / А.Д. Алексеев // *Rogtec*. – 2013. – № 34. – С. 15-39.
2. Амон, Э.О. К вопросу о разнообразии микрофоссилий баженовского горизонта Западной Сибири (поздняя юра – ранний мел) / Э.О. Амон, В.С. Вишневская, Ю.А. Гатовский, Е.А. Жегалло // *Георесурсы*. – 2022. – Т. 23. – № 3. – С. 118-131.
3. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины м-ба 1:5 000 000 / ред. И.И. Нестеров // *Труды ЗапСибНИГНИ*. – Выпуск 93. – Тюмень, 1976. – 24 с.
4. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа - Югры. В 2-х томах / ред. В.А. Волков, А.В. Шпильман // Тюмень, Ханты-Мансийск: НАЦ РН им. В. И. Шпильмана, 2013. – Т. 1. – С. 146-156; Т. 2. – С. 39-91.
5. Байков, Н.М. Перспективы разработки месторождений сланцевой нефти (часть 1) / Н.М. Байков, Е.Н. Байкова // *Нефтяное хозяйство*. – 2013а. – № 5. – С. 120-123.
6. Байков, Н.М. Перспективы разработки месторождений сланцевой нефти (часть 2) / Н.М. Байков, Е.Н. Байкова // *Нефтяное хозяйство*. – 2013б. – № 7. – С. 131-135.
7. Балущкина, Н.С. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти / Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков, Т.А. Кирюхина, Н.И. Коробова, Д.В. Корост, Е.В. Соболева, А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Р.А. Хамидуллин, Т.А. Шарданова // *Геология нефти и газа*. – 2013. – № 3. – С. 48-61.
8. Балущкина, Н.С. Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их пустотного пространства / Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков, В.С. Белохин, Р.А. Хамидуллин, Д.В. Корост // *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*. – 2014. – № 2. – С. 35-43.

9. Балущкина, Н.С. Структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород баженовской и абалакской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна / Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков, Н.И. Коробова, Т.А. Шарданова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – №5. – С. 69-77.
10. Баженова, Т.К. Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России / Т.К. Баженова // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 37-50.
11. Баранова, Т.Э. Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков / Т.Э. Баранова, С.Н. Белецкая, С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова, Е.А. Розина, А.А. Трофимук, С.С. Филатов, Е.К. Барановская, А.Р. Беликова, Л.С. Беляева, Г.М. Боровая, А.И. Горская, А.Е. Гребень, А.В. Жукова, Е.Ф. Кадунене, Л.Н. Капченко, Л.Е. Козлова, А.Х. Махмудов, И.А. Половникова, Е.М. Файзуллина, А.И. Шапиро, Ю.М. Шуменкова. Ред. А.А. Трофимук, С.Г. Неручев // Труды ИГиГ, ВНИГРИ. – Выпуск 330. – Новосибирск, 1976. – 201 с.
12. Белецкая, С.Н. Экспериментальное изучение механизма первичной миграции нефти в однофазной рассеянных битумоидов из осадочных пород в однофазном состоянии / С.Н. Белецкая // Генезис нефти и газа. – М.: Недра, 1967. – С. 420-427.
13. Белецкая, С.Н. Изучение распределения рассеянных битумоидов в поровой системе пород в связи с вопросами оценки состояния миграционных процессов / С.Н. Белецкая // Геология нефти и газа. – 1972. – № 1. – С. 39-45.
14. Белецкая, С.Н. Изучение распределения рассеянных битумоидов в поровой системе пород в связи с вопросами оценки состояния миграционных процессов / С.Н. Белецкая, Г.М. Сырова // Геология нефти и газа. – 1972. – № 3. – С. 44-52.
15. Белецкая, С.Н. Закономерности распределения подвижных компонентов рассеянного органического вещества в поровой системе пород / С.Н. Белецкая, Г.М. Боровая // Тезисы докладов VIII Международного конгресса по органической геохимии. – 1977. – Т.1. – С. 90-96.
16. Белицкая, Е.А. Нефти Колтогорского прогиба и прилегающих районов (Западная Сибирь). Особенности состава ароматических соединений / Е.А. Белицкая,

О.В. Серебренникова, П.Б. Кадычаров // Нефтехимия. – 2008. – Т. 48. – № 4. – С. 262-270.

17. Белоконь, Т.В. Применение биомаркеров в нефтегазовой геологии / Т.В. Белоконь, М.Г. Фрик // Труды КамНИИКИГС. – Выпуск 9. – Москва: МГП «Геоинформмарк», 1993. – 47 с.

18. Билибин, С.И. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты / С.И. Билибин, Г.А. Калмыков, Д.И. Ганичев, Н.С. Балущкина // Геофизика. – 2015а. – № 3. – С. 5-14.

19. Билибин, С.И. Статистический анализ результатов исследования керна баженовской свиты по Салымской группе месторождений / С.И. Билибин, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова, Д.И. Ганичев // Геофизика. – 2015б. – № 3. – С. 23-27.

20. Брадучан, Ю.В. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю.В. Брадучан, А.В. Гольберт, Ф.Г. Гурари, В.А. Захаров, С.П. Булынникова, И.Г. Климова, М.С. Месежников, Н.П. Вячкилева, Г.Э. Козлова, А.И. Лебедев, Т.И. Нальняева, А.С. Турбина // Труды ИГиГ. – Выпуск 649. – Новосибирск, 1986. – 217 с.

21. Брадучан, Ю.В. Стратиграфия и условия образования битуминозных отложений верхней юры-неокома европейской части СССР и Западной Сибири / Ю.В. Брадучан, В.А. Захаров, М.С. Месежников // Осадочная оболочка Земли в пространстве и времени. Стратиграфия и палеонтология. – М.: Наука, 1989. – С. 108-115.

22. Бридзинский, А.М. Салымский нефтеносный район / А.М. Бридзинский, И.И. Нестеров, Г.Р. Новиков, Ф.К. Салманов, А.В. Тян, И.Н. Ушатинский // Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 41. – Тюмень, 1970. – 314 с.

23. Богородская, Л.И. Химический состав рассеянного в осадочных породах органического вещества и пути его классификации / Л.И. Богородская, А.Э. Конторович // «Седикахиты на разных этапах литогенеза». VI Всесоюзный семинар: материалы семинара. – Москва, 1982. – С. 49-59.

24. Борисова, Л.С. Комплекс химических и физических методов получения и исследования компонентов органического вещества пород и нефтидов (учебно-

методическое пособие) / Л.С. Борисова, Е.А. Фурсенко, Е.А. Костырева, И.Д. Тимошина // Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – 84 с.

25. Борисова, Л.С. Геохимическая характеристика состава органического вещества (керогена) юрских отложений северных районов Среднего Приобья / Л.С. Борисова, А.Н. Фомин, Е.С. Ярославцева // Георесурсы. – 2020. – Т.22. – № 3. – С. 21-27.

26. Боровая, Г.М. Об особенностях состава битумоидов, генерированных сапропелевым и смешанным рассеянным органическим веществом (по результатам изучения битумоидов закрытых пор) / Г.М. Боровая, С.Н. Белецкая, С.Г. Сылко // Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков. – М.: Наука, 1978. – С. 197-202.

27. Булынникова, С.П. Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неомских отложений Западно-Сибирской плиты / С.П. Булынникова, А.В. Гольберт, И.Г. Климова, А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, М.А. Решетникова, А.С. Турбина // Труды СНИИГГиМСа. – Выпуск 248. – Москва, 1978. – 86 с.

28. Бурдельная, Н.С. 1,2,8-триметилфенантрен в составе битумоида и нефтей доманика Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Н.С. Бурдельная, Д.А. Бушнев, А.А. Деревесникова // "Перспективные материалы с иерархической структурой для новых технологий и надежных конструкций" и "Химия нефти и газа". Международные конференции в рамках международного симпозиума "Иерархические материалы: разработка и приложения для новых технологий и надежных конструкций": материалы конференций. – Томск, 2018. – С. 671.

29. Бурштейн, Л.М. К методике количественной оценки ресурсов углеводородов баженовской свиты юго-восточных районов Западно-Сибирского бассейна [Электронный ресурс]. / Л.М. Бурштейн, А.Э. Конторович, С.В. Рыжкова, Е.А. Костырева, Е.В. Пономарева, П.И. Сафронов, И.С. Сотнич // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2021. – Т.16 – № 3 – 22 с. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/2021/26_2021.html.

30. Важенина, О.А. Особенности палеогеографии и карбонатакопления в баженовской и абалакской свитах Широкого Приобья (Западная Сибирь) / О.А. Важенина // Вестник Томского государственного университета. – 2009. – № 327. – С. 218-223.
31. Вассоевич, Н.Б. Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных ископаемых осадков / Н.Б. Вассоевич // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. – М.: Наука, 1973. – С. 11-59.
32. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещиноватых и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4 (67). – С. 70-100.
33. Виноградова, Т.Л. Геохимические критерии литолого-фациальных условий накопления органического вещества и типов его исходной биомассы / Т.Л. Виноградова, С.А. Пуланова, В.А. Чахмахчев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 5. – С. 46-51.
34. Волков, В.А. Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири / В.А. Волков, Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд, А.А. Сидоров // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 3. – С. 79-98.
35. Волков, В.А. О необходимости учета геохимических данных при оценке объемным методом запасов и ресурсов нефти в баженовской свите / В.А. Волков // Недропользование XXI век. – 2019. – № 3 (79). – С. 138-143.
36. Волков, В.А. Еще раз об оценке пористости пород баженовской свиты / В.А. Волков // Недропользование XXI век. – 2020. – № 2 (85). – С. 102-107.
37. Выписка из протокола заседания секции углеводородного сырья Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых от 28.06.2019.
38. Вышемирский, В.С. Миграция рассеянных битумоидов / В.С. Вышемир-

ский, А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Труды ИГиГ. – Выпуск 143. – Новосибирск, 1971. – 168 с.

39. Гайдебурова, Е.А. Типы разрезов доманикитов Западной Сибири / Е.А. Гайдебурова // Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМСа, 1982. – С. 23-32.

40. Галимов, Э.М. Нефтематеринские свойства баженовской свиты на Салымской площади Западной Сибири / Э.М. Галимов, Н.В. Лопатин, Ж. Эспиталье // Геохимия. – 1988. – № 4. – С. 467-478.

41. Геология нефти и газа Сибирской платформы. / ред. А.Э.Конторович, В.С.Сурков, А.А. Трофимук. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

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

43. Гольберт, А.В. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене / А.В. Гольберт, Л.Г. Маркова, И.Д. Полякова, В.Н. Сакс, Ю.В. Тесленко. – М.: Наука, 1968. – 152 с.

44. Гончаров, И.В. Изопреноидные углеводороды нефтей баженовской свиты Салымского месторождения / И.В. Гончаров, А.В. Рыльков // Молекулярная геохимия нефтегазоносных отложений Западной Сибири. – Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 174. – Тюмень, 1982. – С. 52-56.

45. Гончаров, И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири / И. В. Гончаров. – М.: Недра, 1987. – 181 с.

46. Гончаров, И.В. Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженовской свиты Томской области / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Носова // Геология нефти и газа. – 2004. – № 5. – С. 53-60.

47. Гончаров, И.В. Способ определения зрелых нефтематеринских пород / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, С.В. Носова, Н.В. Обласов // Патент № 2261438 РФ,

МПК7 G 01 N 30/02, G 01 V 9/00. Заявитель и патентообладатель ОАО «ТомскНИИ-Пинефть»; заявл. 07.06.2004; опубл. 27.09.05. – 2005. – № 2004117234/28.

48. Гончаров, И.В. Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 32-37.

49. Гордадзе, Г.Н. Достоверность оценки степени зрелости органического вещества по углеводородам-биомаркерам / Г.Н. Гордадзе, Г.В. Русинова // «Химия нефти и газа»: материалы V Международной конференции. – Томск: ИХН СО РАН, 2003. – С. 127-129.

50. Гордадзе, Г.Н. Углеводороды нефти и их анализ методом газовой хроматографии (учебное пособие) / Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц, В.Н. Кошелев. – М.: МАКС Пресс, 2010. – 240 с.

51. Государственная геологическая карта Российской федерации (третье поколение). Западно-Сибирская серия, Р-43 (Сургут). Масштаб 1:1000000 / Л.И. Рубин, Т.Е. Горелина, Я.Э. Файбусович; под ред. Е.К. Ковригина. – СПб: ФГУП «ВСЕГЕИ», ФГУП «ЗапСибНИИГГ», картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2012.

52. Григорьева, Г.Ф. Геохимическая характеристика нефтей и рассеянного органического вещества юрских и нижнемеловых отложений Сургутского свода / Г.Ф. Григорьева, А.В. Рыльков, Л.Е. Свинтицких, В.А. Шишкина // Геохимия нефтей и битумов верхнеюрских и нижнемеловых отложений Тюменской области (Сургутский свод). – Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 34. – Тюмень, 1970. – С. 58-142.

53. Гурари, Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья / Ф.Г. Гурари. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 174 с.

54. Гурари, Ф.Г. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности / Ф.Г. Гурари // Труды СНИИГГиМС. – Выпуск 17. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – С. 15-31.

55. Гурари, Ф.Г. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР / Ф.Г. Гурари, В.П. Казаринов, Ю.К. Миронов,

В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, Т.И. Осыко, Л.И. Ровнин, Н.Н. Ростовцев, М.Я. Рудкевич, Т.Н. Симоненко, В.Н. Соколов, А.А. Трофимук, Н.Г. Чочиа, Ю.Г. Эрвье; под ред. Н.Н. Ростовцева, А.А. Трофимука. – Новосибирск: СО АН СССР, 1963. – 201 с.

56. Гурари, Ф.Г. Термодинамические факторы дифференциального размещения нефтяных и газовых залежей Западной Сибири / Ф.Г. Гурари, Ю.Г. Зимин, Ю.Н. Карогодин // Доклады АН СССР. – 1972. – Т. 203. – № 2. – С. 453-455.

57. Гурари, Ф.Г. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири / Ф.Г. Гурари, И.Ф. Гурари // Геология нефти и газа. – 1974. – №5. – С. 36-40.

58. Гурари, Ф.Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири / Ф.Г. Гурари // Труды СНИИГГиМСа. – Выпуск 271. – Новосибирск, 1979. – С. 153-160.

59. Гурари, Ф. Г. Доманикиты и их нефтегазоносность / Ф.Г. Гурари // Советская геология. – 1981. – № 11. – С. 3-12.

60. Гурари, Ф.Г. Новые данные об условиях образования бажеовской свиты / Ф.Г. Гурари, А.В. Гольберт, В.А. Захаров // Новые данные по стратиграфии и палеогеографии нефтегазоносных бассейнов Сибири. – Новосибирск: СНИИГ-ГиМС, 1983. – С. 5-17.

61. Гурари, Ф.Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах / Ф.Г. Гурари // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 1-5.

62. Гурари, Ф.Г. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф.Г. Гурари, Э.Я. Вайц, В.Н. Мелененвский, В.И. Москвин, Г.Н. Перозио, Е.А. Предтеченская, Д.И. Рудницкая, О.Ф. Стасова, В.Х. Фролов, Л.А. Фролова; под ред. Ф.Г. Гурари. – М.: Недра, 1988. – 199 с.

63. Гурова, Т.И. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью / Т.И. Гурова, В.П. Казаринов. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 297 с.

64. Гусева, А.Н. Практикум по геохимии горючих ископаемых: учебное пособие / А.Н. Гусева, Е.В. Соболева. – М.: МГУ, 1989. – 136 с.

65. Гутман, И.С. Методические подходы к подсчету запасов и оценке ресурсов баженовской свиты / И.С. Гутман, Г.Н. Потемкин, А.В. Постников, О.В. Постникова, Е.В. Козлова, А.Д. Алексеев, И.А. Карпов // Нефтяное хозяйство. – 2017а. – № 3. – С. 28-32.
66. Гутман, И.С. Методические приемы уточнения пиролитических параметров для объективной оценки геологических ресурсов нефти в баженовской свите Западной Сибири / И.С. Гутман, Г.Н. Потемкин, И.Ю. Балабан, Е.В. Козлова, М.Ю. Спасенных, А.В. Постников, О.В. Постникова, И.А. Карпов, А.Д. Алексеев // Нефтяное хозяйство. – 2017б. – № 10. – С. 80-85.
67. Дахнова, М.В. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широтного Приобья / М.В. Дахнова, Е.С. Назарова, В.С. Славкин, В.Н. Колосков, А.Д. Алексеев // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С. 39-43.
68. Дахнова, М.В. Методы органической геохимии в связи с изучением проблемы нефтегазоносности доманикитно-доманикоидных толщ / М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 108-113.
69. Дахнова, М.В. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров / М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова, И.Л. Пайзанская // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55-61.
70. Деревесникова, А.А. Ароматические биомаркеры стеранового и гопанового рядов в верхнедевонских нефтях и битумоидах доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна / А.А. Деревесникова, Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2019. – № 5. – С. 3-12.
71. Дорофеева, Т.В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения. / Т.В. Дорофеева, Б.А. Лебедев, Т.В. Петрова // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 20-23.
72. Дорофеева, Т.В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Т.В. Дорофеева, С.Г. Краснов, Б.А. Лебедев, Г.В. Петрова, Б.В. Позиненко. – Л.: Недра, 1983. – 131 с.

73. Елисеев, В.Г. Перспективы нефтеносности глинистых отложений баженовской свиты / В.Г. Елисеев, И.И. Нестеров // Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 130. – Тюмень, 1978. – С. 155-157.
74. Ефремов Е.П. Методика оценки перспектив нефтегазоносности баженовских отложений Западной Сибири / Е. П. Ефремов, М. Ю. Зубков, Ф. Я. Боркун и др. // Энергия и механизм первичной миграции углеводородов. М.: Наука. 1988. С. 152-161.
75. Замирайлова, А.Г. Литолого-геохимическая характеристика георгиевской, баженовской и куломзинской свит на Арчинской площади (Нюрольская впадина, Томская область) / А.Г.Замирайлова, Е.А. Костырева, В.Г. Эдер, С.В. Рыжкова, И.С. Сотнич // Геология нефти и газа. – 2019. – №3. – С. 99-113.
76. Занин, Ю.Н. О двух вещественно-генетических типах черных сланцев баженовской свиты / Ю.Н. Занин, А.Г. Замирайлова, В.Н. Меленевский, Д.Ю. Давыдов // Доклады академии наук. – 1999. – Т.368. – №1. – С.91-94.
77. Запивалов, Н.П. Геолого-геохимическая характеристика мезозойских отложений и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья: автореф. дис. канд.-та геол.-минерал. наук./ Н.П. Запивалов. – Новосибирск, 1961. – 23 с.
78. Зарипов, О.Г. Региональная перспективность отложений баженовской свиты Западной Сибири / О.Г. Зарипов, В.П. Сонич, М.Ю. Зубков // Исследования в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1982. – С. 132-144.
79. Захаров, В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии / В.А. Захаров // Эволюция биосферы и биоразнообразие. К 70-летию А.Ю. Розанова. – М.: КМК, 2006. – 600 с.
80. Захаров, В.А. Первая находка следов жизнедеятельности в высокоуглеродистых черных сланцах баженовской свиты Западной Сибири / В.А. Захаров, Ю.Н. Занин, А.Г. Замирайлова // Геология и геофизика. – 1998. – Т.39. – № 3. – С. 402-405.

81. Захаров, В.А. Баженовское (волжско-берриасское) море Западной-Сибири / В.А. Захаров, В.Н. Сакс // Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. – М., Наука, 1983. – С. 5-32.
82. Зубков, М.Ю. Генерация битумоидов и формирование ёмкостного пространства в отложениях баженовской свиты / М.Ю. Зубков, В.А. Ершов, И.А. Прямоносова, А.Х. Шакирова // Научно-технический прогресс при поисках и освоении нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 63. – Тюмень, 1984. – С. 16-21.
83. Зубков, М.Ю. Исследование битуминозных отложений баженовской свиты термическими методами / М.Ю. Зубков, И.А. Прямоносова // Интенсификация добычи нефти на новом этапе освоения месторождений Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. – С. 23-25.
84. Зубков, М.Ю. Геологические и литолого-геохимические критерии промышленной нефтеносности отложений баженовской свиты Западной Сибири / М.Ю. Зубков, В.П. Сонич, О.Г. Зарипов // Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. – Москва: ИГиРГИ, 1986. – С. 5-14.
85. Зубков, М.Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты / М.Ю. Зубков // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 5. – С. 26-30.
86. Зубков, М.Ю. Литолого-стратиграфическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода / М.Ю. Зубков, К.М. Мулявин, А.И. Чуйко // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности. – Тюмень, 1998. – С.138-158.
87. Зубков, М.Ю. Литолого-петрофизическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков // Геология и геофизика. – 1999. – Т.40. – № 12. – С. 1821-1836.
88. Зубков, М.Ю. Состав, строение и условия образования пород баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков // Литология и полезные ископаемые. – 2001., – № 1. – С. 3-48.

89. Зубков, М.Ю. Типы коллекторов и акустические свойства пород, слагающих отложения баженовской и абалакской свит (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков // Горные ведомости. – 2013. – № 12 (115). – С. 32-49.
90. Зубков, М.Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза / М.Ю. Зубков // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 58-72.
91. Зубков, М.Ю. Оценка нефтегенерационных свойств пород баженовской свиты (Западная Сибирь) методом материального баланса на основе данных пиролиза / М.Ю. Зубков, С.Н. Репетов, Е.О. Галенко // Горные ведомости. – 2018. – № 4. – С. 20-44.
92. Зубков, М.Ю. Типы коллекторов в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и их генезис / М. Ю. Зубков // Геология нефти и газа. – 2019. – № 4. – С. 59-78.
93. Иванцова, В.В. О составе битумоидов глинистых пород Западно-Сибирской низменности / В.В. Иванцова, Е.А. Глебовская, Г.П. Сверчков // Геология нефти и газа. – 1967. – № 4. – С. 21-29.
94. Изосимова, А.Н. Реликтовые углеводороды в органическом веществе и нефтях Западной Якутии / А.Н. Изосимова, О.Н. Чалая. – Новосибирск: Наука, 1989. – 127 с.
95. Казаринов В.П. Формации мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности в связи с поисками нефти и газа / В.П. Казаринов // Советская геология. – 1958. – № 12. – С. 57-68.
96. Калмыков, А.Г. Генерационный потенциал керогена баженовской свиты и возможность его реализации / А.Г. Калмыков, А.Ю. Бычков, Г.А. Калмыков, И.А. Бугаев, Е.В. Козлова // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. – Ч.2. – С. 165-172.
97. Каширцев, В.А. Биомаркеры в нефтях восточных районов Сибирской платформы как индикаторы условий формирования нефтепроизводивших отложений / В.А., Каширцев А.Э. Конторович, Р.П. Филп, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева, Н.П. Меметова // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1700-1710.

98. Каширцев, В.А. Биомаркеры-фенантрены в органическом веществе докембрийских и фанерозойских отложений и в нефтях Сибирской платформы / В.А. Каширцев, Т.М. Парфенова, А.К. Головкин, Б.Л. Никитенко, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая // Геология и геофизика. – 2018. – Т.59. – № 10. – С 1720-1729.
99. Киселев, В.П. Строение и нефтегазоносность пограничных отложений юры и мела Юганского Приобья по геофизическим данным / В.П. Киселев, В.А. Казаненков, М.А. Павлова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 6. – С. 47–56.
100. Козлова, Е.В. Формы нахождения углеводородов в породах баженовской свиты / Е.В. Козлова, Г.А. Калмыков, Д.И. Ганичев, Н.С. Балущкина // Геофизика. – 2015. – №3. – С. 15-22.
101. Кокорин, А.А. Особенности геологического строения объектов БС¹₁₀ и БС²₁₀ Дружного месторождения, определяющие характер обводнения скважин и механизм вытеснения нефти / А.А. Кокорин, В.Е. Касаткин, Н.В. Гильманова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 12-19.
102. Колганова, М.М. Некоторые черты геохимии ванадия и никеля в осадочных породах и нефтях / М.М. Колганова, А.Э. Конторович // Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. – Труды СНИИГГиМСа. – Выпуск 47. – Новосибирск, 1966. – С. 184-197.
103. Колесников, А.Ю. Реликтовые и полициклические ароматические углеводороды как показатели условий генезиса нефтей / А.Ю. Колесников, О.В. Найденов, И.А. Матвеева // Нефтехимия. – 1991. – Т. 31. – № 6. – С. 723-736.
104. Конторович, А.Э. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с оценкой перспектив их нефтегазоносности: автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. / А.Э. Конторович – Новосибирск, 1964. – 20 с.
105. Конторович, А.Э. Химический состав осадочных пород Западно-Сибирской плиты / А.Э. Конторович // Доклады АН СССР. – 1965. – Т. 163. – № 4. – С. 984-987.

106. Конторович, А.Э. Геохимия верхнеюрских отложений Западно-Сибирской плиты / А.Э. Конторович // Литология и полезные ископаемые. – 1967а. – №3. – С. 90-101.
107. Конторович, А.Э. Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западной Сибири / А.Э. Конторович // Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. – Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 3. – Москва, 1967 б. – С. 91-108.
108. Конторович, А.Э. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская, Б.Г. Винокур, Ю.Г. Зимин, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, А.Д. Луговцов, В.М. Мельникова, Г.М. Парпарова, Е.А. Рогозина, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, А.С. Фомичев // Труды СНИИГГиМСа. Серия Нефтяная геология. - Выпуск 50. – Ленинград, 1967а. – 223 с.
109. Конторович, А.Э. Сравнительное изучение углеводородов рассеянного органического вещества и нефтей в связи с проблемой происхождения нефти / А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, Л.Ф. Липницкая, В.М. Мельникова, Р.Е. Мачинская, О.Ф. Стасова // «Генезис нефти и газа» Всесоюз. совещ. по генезису нефти и газа (февраль 1967 г.): материалы совещания. – Москва, 1967б. – С. 240-248.
110. Конторович, А.Э. «Холодная» и «ультразвуковая» экстракция битумоидов из пород / А.Э. Конторович, Б.Г. Винокур // Вопросы литологии и геохимии Сибири. – Новосибирск:, 1967. – С. 195-206.
111. Конторович, А.Э. Геохимические методы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты): автореф. дис. док-ра геол.-минерал. наук / А.Э. Конторович – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1968. – 47 с.
112. Конторович, А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа / А.Э. Конторович // Труды СНИИГГиМСа. – Выпуск 95. – Новосибирск, 1970. – С. 4-51.
113. Конторович, А.Э. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Е.Л. Берман, Л.И. Богородская,

Б.Г. Винокур, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, В.М. Мельникова, О.Ф. Стасова, А.С. Фомичев; под ред. А.А. Трофимука // Труды СНИИГГиМСа. Серия Нефтяная геология. – Выпуск 36. – Москва, 1971а. – 254 с.

114. Конторович, А.Э. Закономерности накопления органического вещества в древних осадочных толщах (на примере мезозойских отложений Сибири) / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, А.С. Фомичев // Литология и полезные ископаемые. – 1971б. – № 6. – С. 16-27.

115. Конторович, А.Э. Первичная миграция углеводородов и диагностика нефтегазопроизводящих толщ / А.Э. Конторович, Е. А. Рогозина, А.А. Трофимук // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1972. – С. 227–260.

116. Конторович, А.Э. Полиядерные ароматические углеводороды рассеянного органического вещества / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, В.П. Данилова, Т.В. Зуева, В.М. Мельникова // Геология и геофизика. – 1973. – № 9. – С. 84-91.

117. Конторович, А.Э. Органическая геохимия мезозойских нефтеносных отложений Сибири / И.Д. Полякова, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская, В.П. Данилова, Т.В. Зуева, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, В.М. Мельникова, А.С. Фомичев // Труды СНИИГГиМСа. – Выпуск 164. – Москва, 1974. – 192 с.

118. Конторович, А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

119. Конторович, А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазонасности / А.Э. Конторович // Труды СНИИГГиМСа. – Выпуск 229. – Москва, 1976. – 250 с.

120. Конторович, А.Э. Закономерности распределения изотопов углерода в седиментах / А.Э. Конторович, С.И. Голышев, Л.И. Богородская, О.Ф. Стасова // X Всесоюз. симпозиум по стабильным изотопам в геохимии (3-5 декабря 1984 года): материалы симпозиума. – Москва, 1984. – С. 7.

121. Конторович, А.Э. Распределение стабильных изотопов углерода в сидикахитах различной генетической природе / А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, С.И. Голышев // Геология и геофизика. – 1985а. – № 7. – С. 3-11.
122. Конторович, А.Э. Закономерности фракционирования изотопов углерода в сидикахитах / А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, С.И. Голышев // Геология и геофизика. – 1985б. – № 9. – С. 34-42.
123. Конторович, А.Э. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья / А.Э. Конторович, К.Е. Петерс, Дж.М. Молдован, В.Е. Андрусевич, Д.Дж. Демейсон, О.Ф. Стасова, Б.Дж. Хьюзинге // Геология и геофизика. – 1991а. – № 10. – С. 3-34.
124. Конторович, А.Э. Баженовская свиты Западной Сибири – уникальный генератор нефти в осадочной оболочке Земли / А.Э. Конторович, А.С. Фомичев, Л.И. Богородская, О.И. Бостриков, М.М. Колганова, В.Н. Меленевский // «Бассейны черносланцевой седиментации и связанные с ними полезные ископаемые». Международный симпозиум (5-9 августа 1991 года): материалы симпозиума. – Новосибирск, 1991. – С. 141-142.
125. Конторович, А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А.Э. Конторович В.С. Сурков А.А. Трофимук В.Е. Андрусевич С.А. Афанасьев Е.А. Гайдебурова В.В. Гребенюк В.П. Данилова Н.П. Запивалов Ю.Н. Карогодин В.А. Каштанов В.А. Конторович В.И. Краснов М.А. Левчук В.Н. Меленевский В.И. Москвин Л.В. Смирнов А.Н. Фомин А.С. Фомичев Г.С. Фрадкин. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. – 201 с.
126. Конторович, А.Э. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Ю.Н. Занин, А.Г. Замирайлова, В.А. Казаненков, В.В. Казарбин, Е.Н. Махнева, Л.С. Ямковая // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 11. – С. 1477-1491.
127. Конторович, А.Э. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К.

Башарин, С.Ю. Беляев, Л.М. Бурштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Году Ли, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676-1693.

128. Конторович, А.Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Е.Н. Иванова, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873-883.

129. Kontorovich, A. E. Bashenovo oil source formation / A. E. Kontorovich, V.A. Moskvina, L.M. Burshtein, E.A. Kostyreva, V.N. Melenevskiy // International Meeting on Organic Geochemistry: meeting's articles. – England, Torquay, 2007. - P. 90-91.

130. Конторович, А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972-1012.

131. Конторович, А.Э. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.А. Казаненков, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, Е.В. Пономарева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014а. – № 2 (10). – С. 1-8.

132. Конторович, А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А.Э. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин, В.А. Конторович, Н.К. Лебедева, Б.Л. Никитенко, Н.И. Попова, Б.Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 2014б. – Т. 55. – № 5-6. – С. 745-776.

133. Конторович, А.Э. Классификация пород баженовской свиты / А.Э. Конторович, П.А. Ян, А.Г. Замирайлова, Е.А. Костырева, В.Г. Эдер // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034-2043.

134. Конторович, А.Э. Геохимия битумоидов баженовской свиты / А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, С.В. Родякин, И.С. Сотнич, П.А. Ян // Геология нефти и газа. – 2018а. – №2. – С.79-88.

135. Конторович, А.Э. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты / А.Э. Конторович, С.В. Родякин, Л.М. Бурштейн, Е.А. Костырева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян // Геология нефти и газа. – 2018б. – № 5. – С. 61-73.
136. Конторович, А.Э. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта / А.Э. Конторович, Е.В. Пономарева, Л.М. Бурштейн, В.Н. Глинских, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, М.А. Павлова, А.П. Родченко, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2018в. – Т. 59. – № 3. – С 357-371.
137. Конторович, А.Э. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.Р. Лившиц, С.В. Рыжкова // Вестник Российской Академии Наук. – 2019. – Т. 89. – № 11. – С. 1095-1104.
138. Конторович, А.Э. Теория нефтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.Р. Лившиц // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1026-1047.
139. Конторович, В.А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в кайнозой и мезозой / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т.42. – №11-12. – С.1832-1845.
140. Конторович, В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтеносность Западной Сибири / В.А. Конторович // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 461-474.
141. Корж, М.В. Палеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири / М.В. Корж. – М.: Наука, 1978. – 136 с.
142. Корчагина, Ю.И. Методы интерпретации аналитических данных о составе рассеянного органического вещества / Ю.И. Корчагина, О.П. Четверикова. – М.: Недра, 1980. – 228 с.
143. Костенко, О.В. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты / О.В. Костенко // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2014. – Т. 9. – № 1. – 13 с. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/2014/12_2014.html.

144. Костырева, Е.А. Геохимия органического вещества баженовской свиты севера Хантейской антеклизы / Е.А. Костырева, И.С. Сотнич // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3-4. – С. 533-543.
145. Краснов, С.Г. Условия формирования автохтонных нефтяных залежей баженовской свиты Западной Сибири / С.Г. Краснов, А.Г. Беликова, И.Р. Галишев // Геология и геофизика. – 1981. – № 10. – С. 3-10.
146. Кудаманов, А.И. Особенности осадконакопления верхнеюрских продуктивных отложений Сургутского свода на примере месторождения «Дружное» / А.И. Кудаманов, А.А. Потрясов // Вестник Томского государственного университета. – 2008. – № 308. – С. 190-191.
147. Курчиков, А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А.Р. Курчиков. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
148. Литолого-палеогеографическая карта СССР. Волжский век. Масштаб 1:7 500 000 / ред. А.П. Виноградов // Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. – Москва, 1968 – Т. 3. – 2 л.
149. Лопатин, Н.В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец. – М.: Наука, 1987. – 145 с.
150. Лопатин, Н.В. Углеводородный потенциал баженовской свиты Западной Сибири в свете данных пиролиза / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец, С.Л. Зубайраев, В.Н. Литвинова // Геология и геофизика. – 1987. – Т. 28. – № 7. – С. 25-31.
151. Лопатин, Н.В. Баженовская нефтяная генерационно-аккумуляционная система на западе Хантейской антеклизы / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец, О.И. Симоненкова, Ж.-П. Эрбен // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1998. – № 5. – С. 2-27.
152. Лопатин, Н.В. Баженовская нефтяная система в зоне сочленения Сургутского и Нялинского сводов Западной Сибири / Н.В. Лопатин, И.М. Кос, Т.П. Емец // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2000. – № 1. – С. 18-37.

153. Маринов, В.А. Биостратиграфия верхней юры и нижнего мела центральной части Западной Сибири / В.А. Маринов, С.В. Меледина, О.С. Дзюба, О.С. Урман // Новости палеонтологии и стратиграфии. – 2009. – № 12. – С. 119-142.
154. Меленевский, В.Н. Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии / В.Н. Меленевский. – Новосибирск, 1991. – 50 с.
155. Меленевский, В.Н. Особенности седиментогенеза органического вещества пород баженовской свиты (Западная Сибирь) по данным распределения углеводородов-биомаркеров / В.Н. Меленевский, В.А. Каширцев // Доклады Академии наук. – 2012. – Т. 443. – № 4. – С. 482-485.
156. Мкртчян, О.М. О строении баженовской свиты / О.М. Мкртчян // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1985. – №7. – С.29-33.
157. Мордвинцев, М.В. Литолого-петрофизические особенности продуктивных пластов БС₁₀-БС₁₁ Дружного месторождения / М.В. Мордвинцев, С.В. Видик // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 56-67.
158. Мухер, А.Г. Районирование баженовского горизонта по типам разреза в пределах краснотенинско-фроловской зоны (Западная Сибирь) / А.Г. Мухер, С.Ф. Кулагина, Е.А. Пахомова // «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории»: материалы VII Всероссийского литологического совещания. – Новосибирск, 2013. – С. 297-301.
159. Немова, В.Д. Формирование карбонатизированных коллекторов в глинисто-кремнистых отложениях баженовского горизонта на западе Широкого Приобья / В.Д. Немова, В.Н. Колосков, Б.Г. Покровский // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 12. – С. 31-35.
160. Немова, В.Д. Обзор результатов разработки баженовской свиты в связи с ее геологическим строением и пластовыми условиями на примере Средне-Назымского и Салымского месторождений) / В.Д. Немова, И.В. Панченко, В.С. Ильин, М.Е. Смирнова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 38-45.

161. Немова, В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты / В.Д. Немова // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13-17.
162. Неручев, С.Г. О влиянии геологических условий на величину нефтеотдачи материнских пород / С.Г. Неручев, Й.С. Ковачева // Доклады АН СССР. – 1965. – Т. 162. – № 4. – С. 913-917.
163. Неручев, С.Г. Преобразование сапропелевого рассеянного органического вещества на стадии диагенеза осадков / С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова, Е.М. Файзуллина, Л.С. Беляева, А.В. Жукова, Ю.М. Шуменкова // Доклады АН СССР. – 1973. – Т. 212. – № 4. – С. 972-975.
164. Неручев, С.Г. Эпохи интенсивного накопления планктона в истории Земли и их причины / С.Г. Неручев. – Л.: Наука, 1974. – С. 38-48.
165. Неручев, С.Г. Преобразование сапропелевого рассеянного органического вещества на стадии диагенеза осадков / С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова, Е.М. Файзуллина, Л.С. Беляева, А.В. Жукова, Ю.М. Шуменкова // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1975. – № 1. – С. 126-135.
166. Неручев, С.Г. Взаимосвязь эпох накопления органического вещества и урана с рубежами в развитии органического мира / С.Г. Неручев // 8 Международный конгресс по органической геохимии (10-13 мая 1977 года): тезисы докладов. – Москва, 1977. – С. 92-93.
167. Неручев, С.Г. О вещественном составе древних микрофитофоссилий / С.Г. Неручев, Б.В. Тимофеев // Микрофитофоссилии протерозоя и раннего палеозоя СССР. – Л.: Наука, 1974. – С. 10-13.
168. Неручев, С.Г. Уран и жизнь в истории Земли / С.Г. Неручев // Л.: Недра, 1982. – 208 с.
169. Неручев, С.Г. Справочник по геохимии нефти и газа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, В.К. Шиманский, В.С. Соболев, В.П. Якуцени, Г.М. Парпарова, Э.М. Правослов, А.В. Петухов, Н.В. Лопатин, О.А. Радченко, И.С. Гольдберг, Е.С. Баркан, С.Н. Белецкая, В.Ф. Васильева, С.И. Голышев, А.В. Жукова, И.А. Зеличенко, З.Г. Каплан, Е.М. Каплан, Н.М. Кругликов, И.А. Лагонова, С.С. Неручев, Ю.Э. Петрова, Н.П. Силина, Н.Б. Смиронова, И.Л. Соловьева, Л.Ф. Степина, М.Б. Темялко,

В.В. Тихомиров, Л.Г. Травникова, Е.М. Файзуллина, А.И. Шапиро. – Спб: Недра, 1998. – 576 с.

170. Нестеров, И.И. Новый тип коллектора нефти и газа / И.И. Нестеров // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 26-29.

171. Нестеров, И.И. Соотношение современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты / И.И. Нестеров, Б.П. Ставицкий, А.Р. Курчиков // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1982. – № 12. – С. 112-120.

172. Нестеров, И.И. Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири / И.И. Нестеров. – Тюмень, 1985. – 177 с.

173. Нестеров, И.И. Баженовская свита Среднего Приобья / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 32-39.

174. Нестеров, И.И. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский, А.Я. Малыхин, Б.П. Ставицкий, Б.Н. Пьянков. – М.: Недра, 1987. – 256 с.

175. Нестеров, И.И. Нефтяная и газовая промышленность Западной Сибири / И.И. Нестеров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 12. – С. 56-63.

176. Никитенко, Б.Л. Стратиграфия, микрофоссилии и биофаии опорного разреза келловей и верхней юры Тюменской сверхглубокой скважины (Западная Сибирь) / Б.Л. Никитенко, В.И. Ильина, Л.А. Глинских // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 8. – С. 762-790.

177. Олейник, Е.В. К принятию новой методики подсчета запасов нефти в отложениях баженовской толщи Западной Сибири / Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд // Недропользование XXI век. – 2020. – №2 (85). – С. 92-101.

178. Павлова, М.А. Модель баженовской свиты на примере данных участка Салымского месторождения / М.А. Павлова, В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 57-62.

179. Парфенова, Т.М. Геохимия серы и сернистых соединений куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия (восток Сибирской платформы) / Т.М. Парфенова // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 1. – С. 45-51.
180. 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, М.В. Ильина // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 22-34.
181. Парпарова, Г.М. Новые данные о биопродуцентах сапропелевого органического вещества «черносланцевых» отложениях (в связи с формированием их нефтегазоматеринского потенциала) / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова, В.В. Лопатин // Горючие сланцы. – 1988. – №5/4. – С.356-364.
182. Парпарова, Г.М. Новые данные по вещественно петрографическому составу и степени катагенеза РОВ баженовской свиты Западной Сибири и хадумского горизонта Восточного Предкавказья / Г.М. Парпарова, А.В. Жукова, Е.Л. Виноградова, А.Л. Стахеева, В.М. Бекетов, Л.И. Климова // Органическое вещество, процессы его превращения и генерации углеводородов в условиях свободного и затрудненного оттока флюидов. – Санкт-Петербург, 1993. – С.8-25.
183. Петров, Ал.А. Углеводороды нефти / Ал.А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
184. Петров, Ал.А. Состав биомаркеров и геохимические показатели процессов нефтеобразования / Ал.А. Петров // Геология нефти и газа. – 1985. – № 10. – С. 29-33.
185. Плуман, И.И. Ураносность черных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления / И.И. Плуман // Геохимия. – 1971. – № 9. – С. 1138-1143.
186. Плуман, И.И. Распределение урана, тория и калия в отложениях Западно-Сибирской плиты / И.И. Плуман // Геохимия. – 1975. – № 5. – С. 756–767.
187. Полякова, И.Д. Литолого-геохимическая классификация разрезов и седиментационная модель баженовской свиты / И.Д. Полякова, Л.А. Кроль, Г.Н. Перезио, Е.А. Предтеченская // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 3. – С. 240-

251.

188. Пономарева, Е.В. Органический углерод в породах баженовского горизонта Западно-Сибирского мегабассейна / Е.В. Пономарева, Л.М. Бурштейн, А.Э. Конторович, Е.А. Костырева // Доклады Академии Наук. – 2018. – Т. 481. – № 2. – С. 189-192.

189. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 36 / ред. А.И. Жамойда. – Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2006. – 64 с.

190. Прищепа, О.М. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2013. – Т. 8. – № 3. – 10 с. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/2013/27_2013.html

191. Прищепа, О.М. Понятийная база и терминология углеводородов сланцевых толщ и низкопроницаемых коллекторов / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 6. – С. 4-15.

192. Прозорович, Г.Э. Новые данные о трещиноватых коллекторах баженовской свиты / Г.Э. Прозорович, А.П. Соколовский, А.Г. Малых // Нефть и газ Тюмени. – 1973. – № 18. – С. 7-9.

193. Решение 6-ого Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. / под ред. Н.К. Могучевой, Б.Н. Шурыгина, В.В. Сапьяник, О.С. Дзюбы. – Новосибирск, 2004. – 114 с., прил. на 31 листе.

194. Рыжкова, С.В. Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины / С.В. Рыжкова, Л.М. Бурштейн, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, А.Ю. Нехаев, Б.Л. Никитенко, М.А. Фомин, Б.Н. Шурыгин, А.Л. Бейзель, Е.В. Борисов, О.В. Золотова, Л.М. Калинина, Е.В. Пономарева // Геология и геофизика, 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1050-1074.

195. Рыжкова, С.В. Фациально-стратиграфическое районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна / С.В. Рыжкова, Л.Г. Вакуленко, В.А. Казаненков, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Б.Л. Никитенко, Б.Н. Шурыгин, Е.В. Борисов, Л.М. Калинина, А.Ю. Нехаев, Е.В. Пономарева, М.А. Фомин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 3. – С. 409-421.
196. Рыльников, А.В. Распределение органического вещества в битуминозных отложениях баженовского горизонта Западной Сибири в условиях компенсированного осадконакопления / А.В. Рыльников, Г.Ф. Григорьева // Строение и нефтегазонасность баженитов Западной Сибири. – Тюмень, 1985. – С. 73-80.
197. Рыльников, А.В. Закономерности изменения состава нефтей и газов Сургутского свода в связи с геолого-геохимическими условиями их залегания / А.В. Рыльников, В.М. Матусевич // Геохимия нефтей и битумов верхнеюрских и нижнемеловых отложений Тюменской области (Сургутский свод). – Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 34. – Тюмень, 1970. – С. 143-169.
198. Сакс, В.Н. Палеозоогеография морей бореального пояса в юре и неокоме / В.Н.Сакс, В.А.Басов, А.А.Дагис, А.С.Дагис, В.А.Захаров, Е.Ф.Иванова, С.В.Меледина, М.С.Месежников, Т.И. Нальняева, Н.И. Шульгина // Проблемы общей и региональной геологии. – Новосибирск. – 1971. - № 1. – С. 179-211.
199. Сакс, В.Н. Характеристика основных факторов среды баженовского моря по данным палеоэкологического и биохимического анализов / В.Н. Сакс // Избранные труды. Том 2. Этапность развития биосферы и органического мира в мезозое. – Новосибирск: Гео, 2007. – С. 118-127.
200. Свищев, М.Ф. Гидродинамические особенности продуктивных пластов баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения / М.Ф. Свищев, М.М. Садыхов, Н.Д. Каптелинин, К.С. Юсупов // Труды Гипротюменнефтегаз. – Выпуск 35. – Тюмень, 1973. – С. 239–252.
201. Серебренникова, О.В. Происхождение, состав и трансформация нефтяных порфиринов: дисс. док-ра хим. наук / О.В. Серебренникова. – Томск, 1990. – 235 с.

202. Скворцов, М.Б. Критерии нефтеносности отложений баженовской свиты / М.Б. Скворцов, В.Д. Немова, И.В. Панченко, А.М. Кирсанов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 109-114.
203. Скворцов, М.Б. Новые методические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты / М.Б. Скворцов, В.Д. Немова, М.В. Дахнова, Е.А. Копилевич, Н.Д. Сурова, А.М. Кирсанов, С.В. Можегова // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 2. – С. 217-229.
204. Славкин, В.С. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широтного Приобья / В.С. Славкин, А.Д. Алексеев, В.Н. Колосков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 100-104.
205. Снимщикова, Е.В. Легкорастворимые и связанные битумоиды баженовской свиты / Е.В. Снимщикова, И.А. Трофимова, Н.М. Руднева, Л.П. Северинова // Геохимические проблемы оценки нефтегазоносности. – Москва, 1989. – С. 122-127.
206. Соболева, Е.В. Химия горючих ископаемых: учебное пособие / Е.В. Соболева, А.Н. Гусева. – Астрахань: АГПУ, 2002. – 194 с.
207. Сотнич, И.С. Ароматические соединения в битумоидах баженовской свиты севера Хантейской гемиянтеклизы / И.С. Сотнич, Е.А. Костырева // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 42-51.
208. Сотнич, И.С. Геохимия битумоидов открытых и закрытых пор пород баженовской свиты центральных районов [Электронный ресурс] / И.С. Сотнич, Е.А. Костырева // Химия нефти и газа: Материалы XI международной конференции, посвященной 50-летию Института химии нефти СО РАН (г. Томск, 28 сентября - 2 октября 2020 г.). – 2020. – С. 31-31
209. Сотнич, И.С. Дифференциация битумоидов баженовской свиты Северо-Сургутского района в ходе генерации и миграции / И.С. Сотнич, Е.А. Костырева, С.В. Рыжкова // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа - XXI век: Материалы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука (г. Новосибирск, 14-15 сентября 2021 г.) – ИПЦ НГУ – Новосибирск – 2021. – С. 137-141.

210. Сотнич, И.С. Перспективы нефтеносности баженовской свиты Северо-Сургутского района / И.С. Сотнич, Е.А. Костырева // «Успехи органической геохимии»: 2-я Всероссийская научная конференция с участием иностранных ученых, посвященная 120-летию чл.-корр. АН СССР Н.Б.Вассоевича и 95-летию заслуженного геолога РСФСР С.Н.Неручева (5-6 апреля 2022 г.) – ИНГГ СО РАН. – Новосибирск. – 2022.
211. Стасова, О.Ф. Геохимические особенности нефтей баженовской свиты / О.Ф. Стасова, В.Е. Андруевич // Геология и геофизика. – 1988. – № 4. – С. 22-29.
212. Стафеев, А.Н. Обстановки осадконакопления и палеогеографическая зональность баженовского горизонта (титон-нижний берриас) Западной Сибири / А.Н. Стафеев, А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.М. Гилаев // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. – Ч.2. – С. 134-143.
213. Страхов, Н.М. Распределение аутигенно-минералогических форм железа в осадочных породах и его значение для литологии / Н.М. Страхов, Э.С. Залманзон // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1955. – № 1. – С. 34-51.
214. Ступакова, А.В. Палеогеографические условия в Западно-Сибирском бассейне в титоне-раннем берриасе / А.В. Ступакова, А.Н. Стафеев, А.А. Сулова, Р.М. Гилаев // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2016. – № 6. – С. 10-19.
215. Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции. Масштаб 1:2500000 / под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИНГГ СОРАН, 2003.
216. Тиссо, Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. – Москва: Мир, 1981. – 504 с.
217. Трофимук, А.А. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ / А.А. Трофимук, А.Э. Конторович // Геология и геофизика. – 1965. – № 12. – С. 3-14.
218. Трофимук, А.А. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности /

А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, Ф.Г. Гулари // Труды СНИИГГИМС. – Выпуск 131. – Москва, 1972. – 312 с.

219. Трушкова, Л.Я. Геологическое строение и условия формирования неоконских резервуаров юго-западного поднятия Южно-Ягунского месторождения / Л.Я. Трушкова, А.И. Ларичев, К.Г. Скачек, О.И. Бостриков, С.А. Гриценко, А.В. Ганин, С.А. Михайлов, Д.А. Сергеев // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2008. – Т. 3. – № 2. – 16 с. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/4/21_2008.pdf.

220. Успенский, В.А. Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород (для лабораторий геологоразведочных организаций / В.А. Успенский, К.Ф. Родионова, А.И. Горская, А.П. Шишкова. – Л.: Недра, 1966. – 316 с.

221. Успенский, В.А. Методы битуминологических исследований. Задачи исследований и пути их разработки / В.А. Успенский, О.А. Радченко, А.И. Горская, А.П. Шишкова; под ред. В.А. Успенского. – Л.: Недра, 1975. – 319 с.

222. Ушатинский, И.Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неоконских битуминозных отложений Западной Сибири / И.Н. Ушатинский // Советская геология. – 1981. – № 2. – С. 11-22.

223. Ушатинский, И.Н. Распределение литотипов и состав пород баженовской свиты в районах Среднего Приобья / И.Н. Ушатинский // Геохимия процессов нефтеобразования и нефтегазоаккумуляции в мезозойских отложениях Западной Сибири. – Тюмень, 1986. – С. 90-106.

224. Ушатинский, И.Н. Типы и состав пород баженовской свиты / И.Н. Ушатинский, В.С. Харин // Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 54-64.

225. Филина, С.И. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири / С.И. Филина, М.В. Корж, М.С. Зонн. – М.: Наука, 1984. – 36 с.

226. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

227. Фомин, М.А. Прогноз литологического состава баженовской свиты на основе комплексной интерпретации геологических и геофизических материалов / М.А. Фомин, Е.А. Костырева, С.В. Рыжкова, Р.М. Саитов, И.С. Сотнич, В.Г. Эдер // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 1. – С. 154-167.
228. Фролова, Н.А. Критерии количественной оценки начальных суммарных ресурсов и прогноз нефтегазоносности отложений баженовской свиты Западной Сибири / Н.А. Фролова, В.С. Бочкарев // Горные ведомости. – 2015. – №7. – С.6-16.
229. Хабаров, В.В. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири / В.В. Хабаров, О.М. Нелепченко, Е.Н. Волков, О.В. Барташевич // Советская геология. – 1980. – № 10. – С. 94-105.
230. Харин, В.С. Содержание пиролитических углеводородов в разнородных отложениях баженовской свиты / В.С. Харин // Геохимия процессов нефтеобразования и нефтегазонакопления в мезозойских отложениях Западной Сибири. – Тюмень, 1986. – С. 106-114.
231. Чахмахчев, А.В. Ароматические сернистые соединения как показатели термической зрелости углеводородных систем / А.В. Чахмахчев, В.А. Чахмахчев // Геохимия. – 1995. – № 11. – С. 1656-1669.
232. Чахмахчев, В.А. Углеводороды- геохимические показатели нефте- и газоносности недр / В.А. Чахмахчев // Геохимия. – 1989. – № 8. – С. 1108-1119.
233. Чахмахчев, В.А. Геохимические показатели фациально-генетических типов исходного органического вещества / В.А. Чахмахчев, Т.Л. Виноградова // Геохимия. – 2003. – № 5. – С. 554-560.
234. Чихачева, Е.М. Разделение нефтяных фракций методом жидкостно-адсорбционной хроматографии / Е.М. Чихачева, Л.И. Хотынцева // Современные методы исследования нефтей (справочно-методическое пособие). – Л.: Недра, 1984. – С. 91-101.
235. Шелепов, В.В. Основные черты тектонического строения Когалымского региона Западной Сибири / В.В. Шелепов, А.С. Флаас, М.Л. Чернова // Вестник

Пермского национального исследовательского политехнического университета. Нефть и газ. – 2000. – № 4. – С. 94-104.

236. Шишлов, С.Б. Строение и условия формирования раннемелового продуктивного пласта БВ-8 Повховского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) / С.Б. Шишлов, Ф.Р. Губаева // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2012. – Т. 7. – № 2. – 24 с. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/2012/19_2012.html.

237. Шпильман, А.В. Разработка месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. В 2-х томах / А.В. Шпильман. – Тюмень, 2020. – 1002 с.

238. Шурыгин, Б.Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятков, В.И. Ильина, С.В. Меледина, Е.А. Гайдебурова, О.С. Дзюба, А.М. Казаков, Н.К. Могучева. – Новосибирск: СО РАН, филиал «Гео», 2000 – 480 с.

239. Эдер, В.Г. Особенности литологического состава основных типов разрезов бажендовской свиты / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин, И.А. Жигульский // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 96-106.

240. Эдер, В.Г. Литология бажендовской 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.

241. Эдер, В.Г. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования бажендовской свиты Западной Сибири / В.Г. Эдер, Е.А. Костырева, А.Ю. Юрченко, Н.С. Балущкина, И.С. Сотнич, Е.В. Козлова, А.Г. Замирайлова, Н.И. Савченко // Георесурсы. – 2019а. – Т. 21. – № 2. – С. 129-142.

242. Эдер, В.Г. Свидетельства образования карбонатных пород на геохимических барьерах в черных сланцах на примере бажендовской свиты Западной Сибири / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, Г.А. Калмыков // Георесурсы. – 2019б. – Т. 21. – № 2. – С. 143-152.

243. Эдер, В.Г. Литолого-геохимические и геофизические особенности приграничных толщ баженовского и куломзинского горизонтов (основание нижнего мела) центральных районов Западной Сибири / В.Г. Эдер, С.В. Рыжкова, Е.А. Костырева, М.А. Павлова, И.С. Сотнич, А.Г. Замирайлова, Е.В. Пономарева // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 7. – С. 943-961.
244. Юрченко, А.Ю. Строение и генезис известняков на границе абалакской и баженовской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна / А.Ю. Юрченко, Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков, Р.А. Хамидуллин, Н.И. Коробова, В.Н. Блинова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 5. – С. 62–68.
245. Alexander, R. Heating rate effects on aromatic maturity indicators / R. Alexander, M.G. Strachan, R. I. Kagi, W. Van Bronswuk // Organic Geochemistry. – 1986. – Vol. 10. – Pp. 997-1003.
246. Borrego, A.G. Geochemical significance of the aromatic hydrocarbon distribution in the bitumens of the Puertollano oil shales, Spain / A.G. Borrego, C.G. Blanco, W. Püttmann // Organic Geochemistry. – 1997. – Vol. 26 (3/4). – Pp. 219-228.
247. Bray, E.E. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds / E.E. Bray, E.D. Evans // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1961. – Vol. 22. – № 1. – Pp.2-15.
248. Brassel, S.C. Biological marker compounds as indicators of the depositional history of Maoming oil shale / S.C. Brassel, G. Eglinton, F.J. Mo // Organic Geochemistry. – 1986. – Vol. 10. – Pp. 927 - 941
249. Budzinski, H. Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicators in crude oils and rock extracts / H. Budzinski, PH. Garrigues, J. Connan, J. Devillers, D. Domine, M. Radke, J.L. Oudin // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – Vol. 59 (10). – Pp. 2043-2056.
250. Cassini, F. Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin / F. Cassini, O. Gallango, S. Talukdar, C. Vallejos, U. Ehrmann // Organic Geochemistry. – 1988. – Vol. 1-3. – Pp. 73-89.

251. Clark, J.P. Geochemical characterization of evaporate and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek Basin, Alberta / J.P. Clark, R.P. Philp // *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*. – 1989. – Vol. 37. – P. 401-416.
252. Farrington, J.W. Bitumen molecular maturity parameters in the Ikpikpuk well, Alaskan North Slope / J.W. Farrington, A.C. Davis, M.E. Tarafa, M.A. McCarrey, J.K. Whelan, J.M. Hunt // *Organic Geochemistry*. – 1988. – Vol. 13 (1-3). – Pp. 303-310.
253. Gallango, O. Biological marker maturity parameters of marine crude oils and rock extracts from the Maracaibo Basin, Venezuela / O. Gallango, F. Cassani // *Organic Geochemistry*. – 1992. – Vol. 18 (2). – Pp. 215-224.
254. Goodwin, N.S. Structure and significance of C₃₀ 4-methylsteranes in lacustrine shale and oils / N.S. Goodwin, A.L. Mann, R.L. Patience // *Organic Geochemistry*. – 1988. – Vol. 12. – Pp. 495-506.
255. Hughes, W.B. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks / W.B. Hughes, A.G. Holba, L.I.P. Dzou // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1995. – Vol. 59 (17). – Pp. 3581-3598.
256. Killups, S.D. Novel aromatic hydrocarbons of probable bacterial origin in a Jurassic lacustrine sequence / Killups, S.D. // *Organic Geochemistry*. – 1991. – Vol. 17 (1). – Pp. 25-36.
257. Kruge, M.A. Determination of thermal maturity and organic matter type by principal components analysis of the distributions of polycyclic aromatic compounds / M.A. Kruge // *International Journal of Coal Geology*. – 2000. – Vol. 43. – Pp. 27-51.
258. Ludwig, B. C₂₆-C₂₉ triaromatic steroid derivatives in sediments and petroleum / B. Ludwig, G. Hussler, P. Wehrung, P. Albrecht // *Tetrahedron Letters*. – 1981. – Vol. 22. – Pp. 3313-3316.
259. Moldowan, J.M. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks / J.M. Moldowan, W.K. Seifert, E.J. Gallegos // *AAPG Bulletin*. – 1985. – Vol. 69. – Pp. 1255-1268.
260. Peters, K.E. Geochemistry of Selected Oils and Rocks from the Central Portion of

- the West Siberian Basin, Russia / K.E. Peters, A.E. Kontorovich, J.M. Moldowan, V.E. Andrusevich., B.J. Huizinga, G.J. Demaison, O.F. Stasova // AAPG Bulletin. – 1993. – Vol. 77 (5). – Pp. 863-887.
261. Peters, K.E. The biomarker guide / K.E. Peters, J.M. Moldowan. – New Jersey: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993. – 363 p.
262. Peters, K.E. The biomarker guide. V.2 / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – New York: Cambridge University Press, 2005 – 1155 p.
263. Philp, R.P. Biological markers in fossil fuel production / R.P. Philp // Mass Spectrometry Reviews. – 1985. – Vol. 4. – Pp. 1-54.
264. Radke, M. Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank / M. Radke, H. Willsch, D. Leuthaeuser, M. Teichmuller // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1982. – Vol. 46. – Pp. 1831-1848.
265. Radke, M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils / M. Radke // *Marine and Petroleum Geology*. – 1988. – Vol. 5. – Pp. 224-236.
266. Rubinstein, I. Rearranged sterenes in a shale: Occurrence and simulated formation / I. Rubinstein, O. Seiskind, P. Albrecht // *Journal of the Chemical Society, Perkin Transactions 1*. – 1975. – Pp. 1833-1836.
267. Santamaria-Orozco, D. Influence of maturity on distributions of benzo- and dibenzothiophenes in Tithonian source rocks and crude oils, Sonda de Campeche, Mexico / D. Santamaria-Orozco, B. Horsfield, R. Di Primio, D.H. Welte // *Organic Geochemistry*. – 1998. – Vol. 28 (7-8). – Pp. 423-439.
268. Schou, L. Sulfur aromatic compounds as maturity parameters / L. Schou, M.B. Myhr // *Organic Geochemistry*. – 1988. – Vol. 13. – Pp. 61-66.
269. Ten Haven, H.L. Anomalies in steroid and hopanoid maturity indices / H.L. Ten Haven, J.W. Deleeuw, T.M. Peakman, J.R. Maxwell // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1986. – Vol. 50. – Pp. 853 -855.
270. Wolff, G.A. The origin and fate of 4-methyl steroid hydrocarbons 1,4-methyl sterenes / G.A. Wolff, N.A. Lamb, J.R. Maxwell // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1986 – Vol. 50. – Pp. 335-342.

ФОНДОВЫЕ РАБОТЫ

1. Геологическая модель, литолого-геохимические и геолого-геофизические критерии прогноза нефтеносности, обоснование типа коллектора, бассейновое 204 моделирование генерации, количественная оценка начальных геологических ресурсов нефти в баженовской свите Западно-Сибирской НГП. Заключительный отчет по Договору подряда № 7/14 от 26 февраля 2014 г. / ФГУП «ВНИГНИ», ФГБУН ИНГГ СО РАН / Научный руководитель А.Э. Конторович; отв. исполнитель: к.г.-м.н. С.В. Рыжкова. – Новосибирск, 2016. – В 3-х книгах и 1 папке (50 графических приложений/50 л.).

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 – Схема расположения площадей района исследования.

Рисунок 2 – Схема структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири [Решение..., 2004].

Рисунок 3 – Схема структурно-фациального районирования берриас-аптских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006].

Рисунок 4 – Схемы сопоставления выделенных зон перехода баженовской свиты в подачимовскую толщу по литологии, геохимии ОВ и ГИС [Эдер и др., 2020].

Рисунок 5 – Разрез зоны перехода баженовская свита – подачимовская толща по геофизическим, литологическим и геохимическим параметрам (скважина Повховская-70) [Эдер и др., 2020].

Рисунок 6 – Фрагмент тектонической карты, построенной по кровле юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001].

Рисунок 7 – Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Схема..., 2006].

Рисунок 8 – Модель продуктивных отложений Дружного нефтяного месторождения [Атлас..., 2013].

Рисунок 9 – Стратологическая модель продуктивной толщи неокома Южно-Ягунского нефтяного месторождения [Трушкова и др., 2008].

Рисунок 10 – Модель продуктивных отложений Новоортьягунского нефтяного месторождения [Атлас..., 2013].

Рисунок 11 – Модель продуктивных отложений Повховского нефтяного месторождения [Атлас..., 2013].

Рисунок 12 – Схема исследования рассеянного органического вещества ИНГГ СО РАН.

Рисунок 13 – Типовая пирограмма образцов баженовской свиты.

Рисунок 14 – Типовая хроматограмма битумоидов баженовской свиты.

Рисунок 15 – Типовая хромато-масс-фрагментограмма стеранов (m/z 217, 218), идентифицированных в насыщенной (метано-нафтенной) фракции битумоидов баженовской свиты.

Рисунок 16 – Типовая хромато-масс-фрагментограмма терпанов (m/z 191), идентифицированных в метано-нафтенной фракции битумоидов баженовской свиты.

Рисунок 17 – Типовая хромато-масс-фрагментограмма фенантронов, идентифицированных в ароматической (нафтенно-ароматической) фракции битумоидов баженовской свиты.

Рисунок 18 – Типовая хромато-масс-фрагментограмма дибензотиофенов, идентифицированных в нафтенно-ароматической фракции битумоидов баженовской свиты.

Рисунок 19 – Типовая хромато-масс-фрагментограмма моно- (m/z 253) и триароматических (m/z 231) стероидов, идентифицированных в нафтенно-ароматической фракции битумоидов баженовской свиты.

Рисунок 20 – Содержание $C_{орг}$ в баженовской свите Северо-Сургутского района

Рисунок 21. – Распределение органического вещества (содержания $C_{орг}$, $b_{хл}$ общ) по разрезу баженовской свиты в скважинах Северо-Сургутского района

Рисунок 22 – Содержание $C_{орг}$ в литотипах баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 23 – Значения пиролитического показателя S_1 в баженовской свите Северо-Сургутского района до и после экстракции битумоидов.

Рисунок 24 – Значения пиролитического показателя S_2 в баженовской свите Северо-Сургутского района до и после экстракции битумоидов.

Рисунок 25 – Распределение содержания ОВ ($C_{орг}$, $b_{хл}$) и пиролитических характеристик S_1 и S_2 по разрезу баженовской свиты скв. Повховская-70.

Рисунок 26 – Распределение содержания ОВ ($C_{орг}$, $b_{хл}$) и пиролитических характеристик S_1 и S_2 по разрезу баженовской свиты скв. Новоортьягунская-187.

Рисунок 27 – Линейные зависимости значений пиролитического показателя S_1 от выходов битумоидов открытых и закрытых пор баженовской свиты скв. Повховская-70.

Рисунок 28 – Гистограмма распределения водородного индекса (HI) в баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 29 – Диаграмма HI- $T_{\max}$ для баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 30 – Диаграмма HI- $T_{\max}$ для переходной зоны баженовской свиты, подачимовской толщи и георгиевской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 31 – Содержание $b_{\text{хл общ}}$ в литотипах баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 32 – Зависимость $\beta_{\text{хл}}$ от $C_{\text{орг}}$ (закономерность Успенского-Вассоевича) для баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 33 – Гистограммы распределения выходов хлороформенных битумоидов, извлеченных из открытого ($b_{\text{хл ОРФ}}$ и $b_{\text{хл ОГД}}$) и закрытого ($b_{\text{хл ОМД}}$) порового пространства пород баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 34 – Распределение выходов хлороформенных битумоидов, извлеченных из открытого (на примере $b_{\text{хл ОГД}}$) и закрытого ($b_{\text{хл ОМД}}$) порового пространства пород, по разрезу баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 35 – Групповой состав битумоидов баженовской свиты, извлеченных из открытого (ОГД и ОРФ) и закрытого (ОМД) порового пространства пород.

Рисунок 36 – Типовые хроматограммы (TIC) битумоидов открытых (а, в) и закрытых (б, г) пор пород баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 37 – Диаграмма зависимости отношений $\text{Pr}/\text{n-C}_{17}$ и $\text{Ph}/\text{n-C}_{18}$ (диаграмма Кеннона-Кессоу) для битумоидов закрытых пор.

Рисунок 38 – Типовые хромато-масс-фрагментограммы стеранов (m/z 217) битумоидов баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 39 – Тригонограмма распределения стеранов $\text{C}_{27}\text{-C}_{29}$ битумоидов баженовской свиты, извлеченных из открытого (ОРФ, ОГД) и закрытого (ОМД) порового пространства пород.

Рисунок 40 – Типовые хромато-масс-фрагментограммы терпанов (m/z 191) битумоидов баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Рисунок 41 – Зависимость трицикланового индекса ($I_{tc}=2*\sum C_{19-20}/\sum C_{23-26}$) от стеранового (C_{29}/C_{27}) для битумоидов баженовской свиты.

Рисунок 42 – Типовые хромато-масс-фрагментограммы ароматических соединений в хлороформенных битумоидах баженовской свиты.

Рисунок 43 – Тригонограммы распределения стеранов C_{27} - C_{29} битумоидов подачимовской толщи (а) и георгиевской свиты (б), извлеченных из открытого (ОРФ и ОГД) и закрытого (ОМД) порового пространства пород.

Рисунок 44 – Значения показателей зрелости ОВ баженовской свиты, рассчитанных по основным биомаркерным параметрам насыщенной фракции битумоидов открытых и закрытых пор.

Рисунок 45 – Значения показателей зрелости ОВ баженовской свиты, рассчитанных по соединениям ароматической фракции битумоидов открытых и закрытых пор [Сотнич, Костырева, 2021]

Рисунок 46 – Преобразованность ОВ баженовской свиты в битумоидах из открытого (А) и закрытого (Б) порового пространства пород [Сотнич, Костырева, 2021].

Рисунок 47 – Нефтенасыщенные интервалы в разрезе баженовской свиты Повховской площади.

Рисунок 48 – Нефтенасыщенные интервалы в разрезе баженовской свиты Дружной площади.

Рисунок 49 – Нефтенасыщенные интервалы в разрезе баженовской свиты Южно-Ягунской площади.

Рисунок 50 – Нефтенасыщенные интервалы в разрезе баженовской свиты Новортыягунской площади.

Рисунок 51 – Схематическая карта распределения плотности геологических ресурсов нефти баженовской свиты на территории Северо-Сургутского района Западной Сибири.

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Фактический материал геохимических исследований ОВ баженовской свиты Северо-Сургутского района.

Таблица 2 – Идентификационная таблица стеранов.

Таблица 3 – Идентификационная таблица пентациклических терпанов.

Таблица 4 – Идентификационная таблица фенантронов.

Таблица 5 – Идентификационная таблица диметилдибензотиофенов.

Таблица 6 – Молекулярные показатели генотипа органического вещества, основанные на распределении насыщенных и ароматических соединений.

Таблица 7 – Молекулярные показатели зрелости органического вещества, основанные на распределении насыщенных и ароматических соединений.