

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический
университет»

На правах рукописи

ШАРАФУТДИНОВ АЛМАЗ ФАРИТОВИЧ

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕТРАДИЦИОННЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ В ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
В ПРЕДЕЛАХ СУРГУТСКОГО И НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДОВ**

Специальность 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор
Котенёв Юрий Алексеевич

Уфа – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СТЕПЕНЬ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.....	10
1.1 Стратиграфия.....	11
1.2 Литологическая характеристика разреза	15
1.3 Тектоническое строение	20
1.4 Тип и генезис коллекторов баженовской свиты	21
1.5 Нефтеносность баженовской свиты	24
Выводы по главе 1	25
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГЕОХИМИЧЕСКАЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.....	27
2.1 Геологические характеристики.....	31
2.1.1 Пластовая температура.....	31
2.1.2 Толщина отложений баженовской свиты	35
2.1.3 Толщина подстилающих и перекрывающих флюидоупоров.....	36
2.2 Геохимические характеристики.....	39
2.2.1 Основные пиролитические параметры и используемые геохимические классификации	40
2.1.2 Анализ собранных результатов пиролитических исследований	43
2.1.3 Оценка нефтегенерационных свойств баженовской свиты.....	50
2.1.4 Распределение содержания органического вещества в отложениях баженовской свиты	69
2.1.5 Закономерности изменения удельной генерации углеводородов и степени катагенеза ОВ в составе отложений баженовской свиты	70

2.3 Геофизические характеристики	70
2.4 Промысловые характеристики.....	72
Выводы по главе 2.....	756
3 РЕГИОНАЛЬНЫЙ И ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ	78
3.1 Площадная характеристика территории исследования в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов	78
3.2 Оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты	88
3.3 Выделение перспективных интервалов на основе комплексных методов	96
Выводы по главе 3	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	103
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	122

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В условиях истощения традиционных запасов углеводородов возрастает актуальность изучения и освоения нетрадиционных источников. Примером таких источников являются верхнеюрско-нижнемеловые отложения баженовской свиты Сургутского и Нижневартовского сводов Западной Сибири.

Несмотря на то, что баженовские отложения изучаются уже более шестидесяти лет, они продолжают привлекать пристальное внимание исследователей, благодаря своему уникальному составу и свойствам, отличающимся от типичных пород региона. Однако до сих пор отсутствуют проверенные критерии прогнозирования нефтяных залежей, методы оценки вскрытых скважинами разрезов и эффективные технологии освоения баженовской свиты. Формирование залежей связано с сочетанием нескольких геологических факторов, которые можно рассматривать как систему прогностических критериев. Эти критерии делятся на региональные – для выделения зон с высокой вероятностью наличия ловушек, и локальные – для детального оконтуривания перспективных участков бурения.

Возрастающий интерес к трудноизвлекаемым запасам обусловил необходимость комплексных геологических, геофизических, геолого-технологических и геохимических исследований отложений баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов с целью оценки генерационного потенциала отложений и выделения наиболее перспективных зон.

Степень разработанности темы

Значительный вклад в изучение баженовской свиты был сделан научными школами ряда крупных отечественных геологов, среди которых Ф. Г. Гурари, О. А. Важенина, А. Э. Конторович, В. В. Хабаров, В. Д. Немова, Т. А. Коровина, С. Г. Неручев, М. Ю. Зубков, Н. С. Балущкина, Г.А. Калмыков, А.Ю. Бычков, А.В. Ступакова, Ю. В. Брадучан, К. А. Черников и другие исследователи. Их

работы заложили основу современных представлений о строении, составе и нефтегазоносности пород баженовской свиты.

Исследования баженовской свиты долгое время фокусировались преимущественно на площадях Красноленинского и Салымского сводов. В пределах Сургутского и Нижневартовского сводов аналогичные работы проводились в значительно меньшем объёме, что определило выбор именно этой недостаточно изученной территории в качестве объекта исследования.

Цель диссертационной работы – комплексное обоснование нефтеносности отложений баженовской свиты в условиях Сургутского и Нижневартовского сводов на основе идентификации материнских пород, ранжирования керогена по типам и уточнения ключевых геологических, геофизических, геолого-технологических и геохимических характеристик.

Основные задачи исследования:

1. Анализ, обобщение и систематизация результатов геологоразведочных работ, направленных на изучение нефтегазогенерационного потенциала баженовских отложений.

2. Комплексная оценка перспектив баженовских отложений на основе анализа геологических (пластовая температура, толщина продуктивных отложений и флюидоупоров), геофизических (естественная радиоактивность, объемная плотность, удельное электрическое сопротивление горных пород) характеристик, а также геолого-технологических (газовые) и геохимических (пиролитические и их производные) параметров.

3. Определение ключевых геологических, геофизических, геолого-технологических и геохимических параметров в пределах изучаемой территории и ранжирование зон нефтегазонакопления баженовской свиты по перспективности в районе Сургутского и Нижневартовского сводов.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются нетрадиционные коллекторы в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях Сургутского и Нижневартовского сводов. Предметом исследования – ключевые геологические, геофизические,

геолого-технологические параметры, а также геохимические характеристики органического вещества, влияющие на перспективность отложений баженовской свиты.

Научная новизна результатов работ

1. Впервые применен комплексный анализ геологических (пластовая температура, толщина продуктивных отложений и флюидоупоров) и геофизических (естественная радиоактивность, объемная плотность, удельное электрическое сопротивление горных пород) параметров, геолого-технологических (газовые) и геохимических (пиролитические и их производные) исследований, определяющих перспективность баженовской свиты.

2. Уточнены граничные значения геологических, геофизических, геолого-технологических и геохимических параметров для построения карт вероятности существования благоприятных условий наличия коллектора, флюидоупора и нефтегенерирующих пород на территории Сургутского и Нижневартовского сводов.

3. Построены детализированные вероятностные карты перспектив нефтеносности баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов с использованием геологических, геофизических, геолого-технологических и геохимических параметров.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость исследования состоит в обосновании перспектив нефтеносности баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов Западной Сибири посредством комплексного анализа геологических, геофизических, геолого-технологических и геохимических характеристик отложений.

Практическая значимость работы заключается в комплексном анализе геологических, геофизических и геолого-технологических данных, а также в обобщении ранее выполненных геохимических исследований (с использованием пиролитического анализатора), дополнении новыми данными по вновь пробуренным скважинам. Выявление набора критериев с последующим

построением прогнозных карт, позволяющие оценить перспективность верхнеюрско-нижнемеловых отложений в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов.

Результаты диссертационной работы внедрены в учебный процесс в рамках лабораторных и практических занятий по курсам: «Геохимические методы поиска нефти и газа» и «Геология и геохимия нефти и газа», а также при выполнении дипломных проектов студентами горно-нефтяного факультета по направлениям: 21.05.02 «Прикладная геология», 05.03.01 «Геология».

Фактический материал и методы решения поставленных задач

Для решения поставленных задач использовался комплекс методов и инструментов, включая обобщение, систематизацию и статистический анализ геолого-промысловой информации, геологическое моделирование месторождения, а также пиролитические исследования.

В работе обобщены результаты 4526 пиролитических измерений по 124 скважинам, выполненных специалистами ИНГГ СО РАН (Е. А. Костырева, В. Г. Эдер, М. А. Фомин, А. Н. Фомин, И. С. Сотнич, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Б. Н. Шурыгин и др.), ООО «ЗапСибГЦ» (М. В. Зубков и др.), ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (В. Д. Немова, Д. А. Спиридонов, С. В. Астаркин, А. С. Шахов, В. Ф. Шарафутдинов и др.) и НАЦ РН им. В. И. Шпильмана (Е. Ф. Оксенойда и др.). Дополнительно использованы 489 каротажных диаграмм, 256 отчётов о проведении ГТИ в процессе бурения, а также материалы опытно-промышленной разработки по 8 скважинам, включающие результаты испытаний и динамику притоков.

Однако не все собранные данные были признаны для дальнейшего анализа и выявления закономерностей. Аналогично из анализа были удалены интервалы по перекрывающим и подстилающим отложениям баженовской свиты. Более детально в работе рассмотрены 195 пиролитических исследований из 5 скважин, пробуренных в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов Западной Сибири, которые характеризуются максимальным процентом выноса кернового материала. В ходе исследования были задействованы программные комплексы,

такие как IRAP RMS (ROXAR) для построения геологических моделей месторождений, система Прайм (PrimeGeo) для обработки геолого-геофизических данных, Microsoft Excel для формирования аналитической базы данных.

Положения, выносимые на защиту

1. Граничные значения геологических, геофизических, геолого-технологических и геохимических критериев, позволяющие выявить наиболее перспективные участки для поиска и оконтуривания зон развития углеводородных скоплений баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов.

2. Нефтегазogeологическое районирование с дифференцированием территории по перспективам нефтегазоносности и выделение первоочередных зон для проведения геологоразведочных работ.

Степень достоверности и апробации результатов

Достоверность полученных результатов обеспечивается значительным объёмом собранных геологических материалов, широким охватом изученных разрезов, проверкой полученных данных, применением комплексного подхода и статистических методов, а также использованием современной аналитической базы. Основные положения и результаты исследования апробированы на ряде научных форумов, включая международные научно-практические конференции: «Актуальные проблемы науки и техники» (г. Уфа, 2021–2023 гг.), «Современные технологии в нефтегазовом деле» (г. Уфа, 2022 г.), «Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК» (г. Сургут, 2022 г.), «TatarstanUpExPro 2022» (г. Казань, 2022 г.), «Освоение углеводородного потенциала — зелёные технологии» (г. Уфа, 2024 г.), «Междисциплинарный форум: трансформация науки и общества» (г. Саратов, 2026 г.); «РОССИЯ МОЛОДАЯ» (г. Кемерово, 2026 г.), «Современные вопросы устойчивого развития общества в эпоху трансформационных процессов» (Москва, 2026 г.), «Актуальные проблемы науки: взгляд на будущее» (г. Сарапул, 2026 г.), 64-я Международная научная студенческая конференция (г. Новосибирск, 2026 г.); 72-я, 73-я и 77-я научно-

техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г. Уфа, 2021 г., 2022 г.); XIX Межрегиональная научно-техническая конференция молодых специалистов ПАО «НК «Роснефть» (г. Москва, 2024 г.).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 1.6.11 «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно п. 1 «Условия образования месторождений нефти и газа» и п. 2: «Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений».

Апробация работы

В рамках темы диссертационной работы автором представлено 9 научных работ, включая статьи и тезисы докладов на конференциях, в том числе 4 публикаций в изданиях, входящих в перечень ВАК РФ.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения и списка использованных источников. Объём работы – 122 страниц, включая 68 рисунков и 9 таблиц, 1 приложение.

Автор выражает благодарность научному руководителю – профессору, доктору технических наук Котенёву Юрию Алексеевичу; профессору, доктору технических наук Султанову Шамилю Ханифовичу; доценту, кандидату геолого-минералогических наук Атсе Яо Доминику Бернабэ Григорьевичу; кандидатам геолого-минералогических наук Душину Андрею Саитхужевичу, Мирнову Роману Викторовичу и Шабрину Никите Владиславовичу за помощь в написании работы, формировании научной концепции и консультации по исследованиям.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках реализации программы развития НЦМУ (№ 075-15-2022-297).

В непосредственной близости от изучаемых площадей располагается ряд населённых пунктов, из которых наиболее близко расположен город Когалым. Производственную деятельность на рассматриваемой территории осуществляет ООО «Лукойл-Западная Сибирь», в пределах района работ функционируют два территориально-производственных предприятия: «Когалымнефтегаз» и «Повхнефтегаз». Большинство месторождений в пределах территории исследования находится на завершающей стадии разработки.

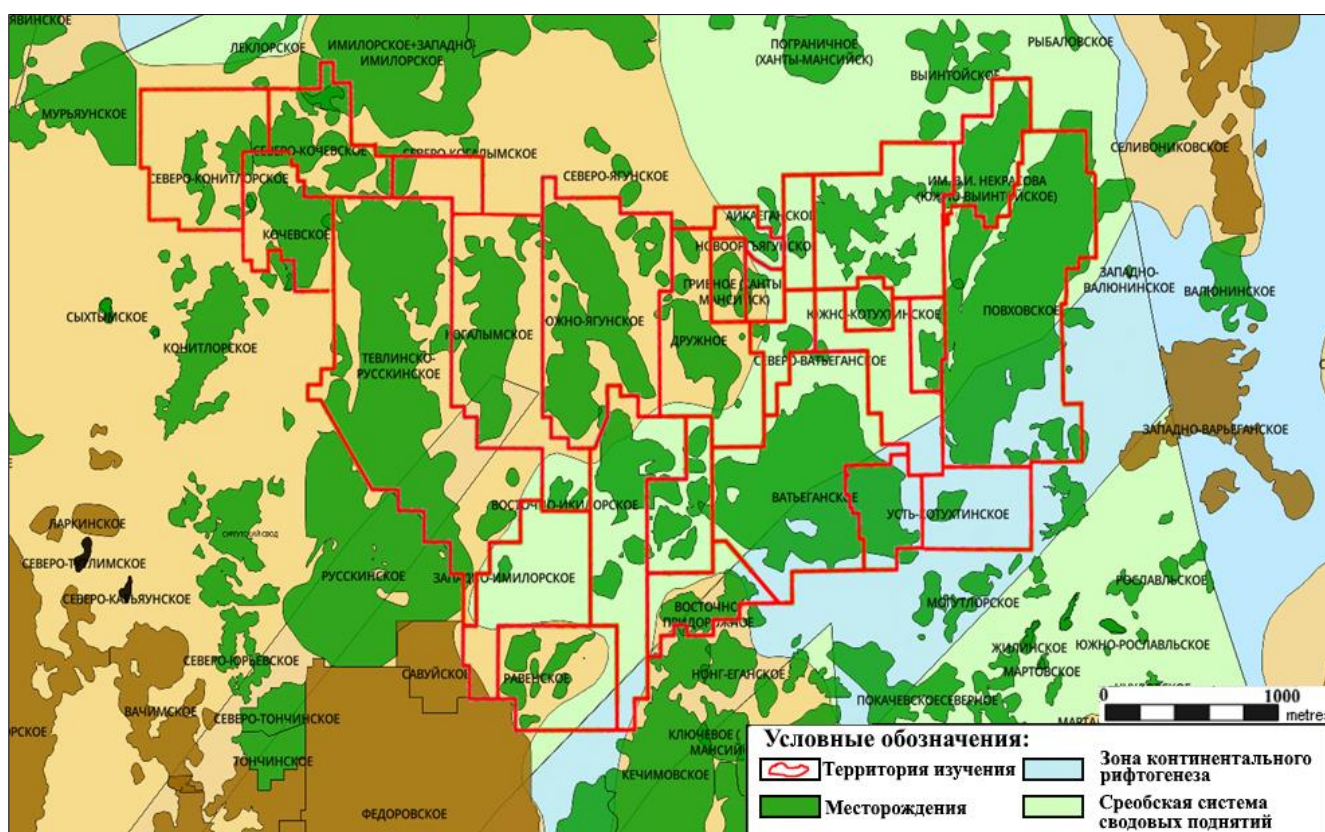


Рисунок 1.1 – Карта-схема исследуемого района

1.1 Стратиграфия

В стратиграфическом отношении разрез описан в соответствии со стандартной схемой мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины (Рисунок 1.2).

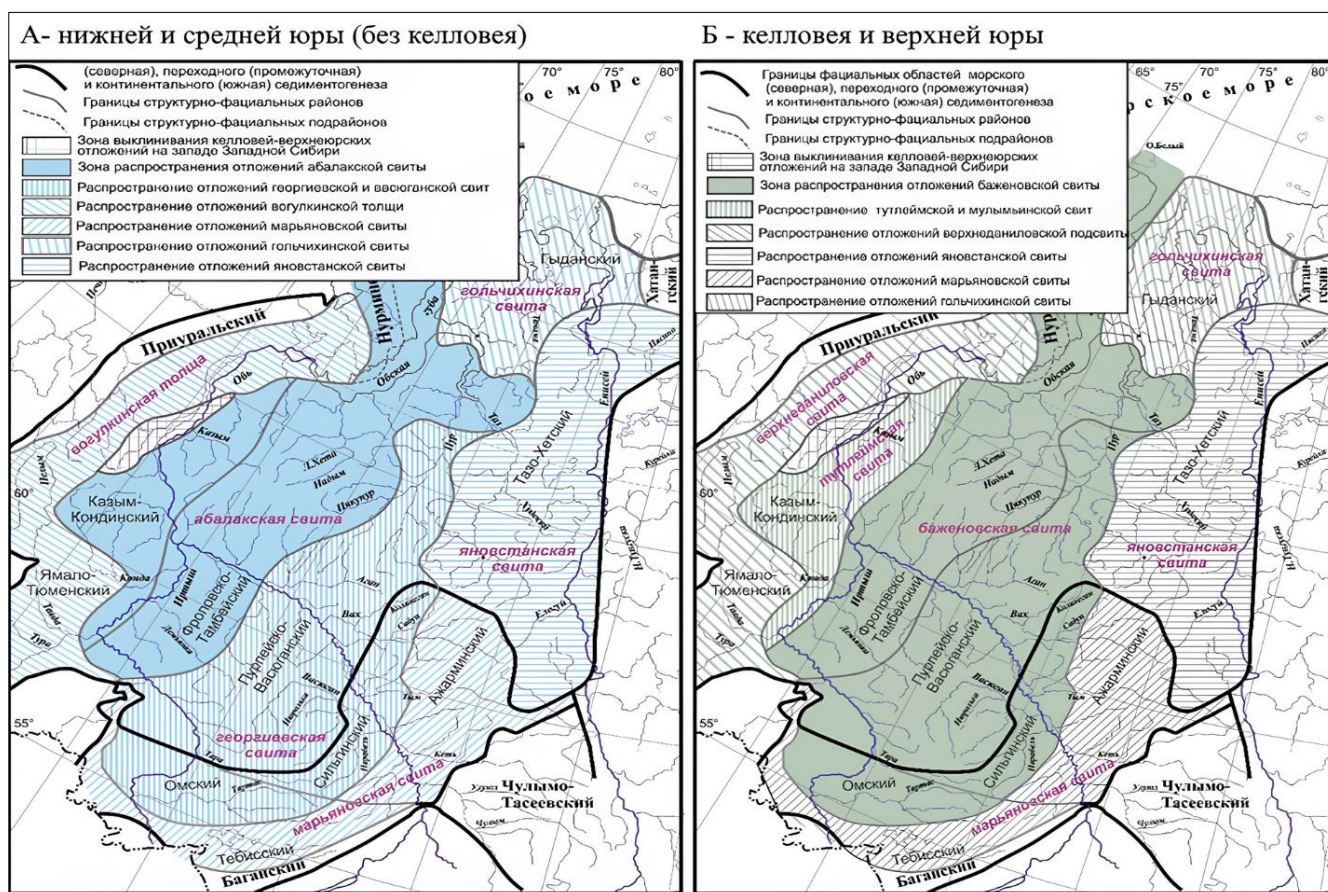


Рисунок 1.2 – Схема структурно-фациального районирования Западной Сибири [97]

В региональной стратиграфической схеме келловей и верхней юры выделяются горизонты в следующей последовательности снизу-вверх.

Васюганская свита

Стратотипом служит разрез по данным Нововасюганской скважины 1-Р (интервал глубин 2772-2702 м). В соответствии со строением свиты приняты нижний глинистый и верхний, преимущественно песчаный, подгоризонты. На

основании находок разнообразной морской фауны, включая аммониты, верхняя граница свиты проводится в верхней части верхнего оксфорда верхнеюрского отдела. Согласно работе Шурыгина Б. Н. и др. [139], нижняя граница горизонта пересмотрена и проводится в верхней части батского яруса среднеюрского отдела в связи с уточнением определений аммонитов и удревнения комплексов макро- и микрофауны, споро-пыльцевых комплексов.

Георгиевская свита

Стратотипом принят разрез Большереченской скважины 1-Р (интервал глубин 2547-2533 м) [139]. Свита преимущественно глинистого состава, характеризуется резко переменной толщиной. Стратиграфическое положение установлено по комплексу аммонитов, двустворок и микрофауны и охватывает верхнюю часть верхнего оксфорда – нижнюю часть нижневолжского подъяруса верхнеюрского отдела. На территории Западной Сибири преобладают глинистые породы с песчаными прослоями на востоке.

Баженовская свита

Стратотипом принят разрез, первоначально выделенный, как пачка по Большереченской скважине 1-Р (интервал глубин 2533-2506 м). Данная свита залегает на глубинах 2500-3000 м и охватывает верхнюю часть нижневолжского верхнеюрского отдела – нижнюю часть нижеберриасского подъяруса меловых отложений. Традиционно стратиграфическое расчленение горизонтов Западной Сибири осуществлялось не по биостратиграфическому принципу, а на основе выделения литолого-генетических комплексов, соответствующих основным этапам седиментации.

Осадки баженовской свиты накапливались в период максимальной позднеюрско-раннемеловой трансгрессии с последующим регрессивным развитием и терригенным заполнением бассейна в неокоме. Вследствие этого большинство исследователей [87] рассматривают баженовскую свиту как единое

стратиграфическое тело, характеризующееся изохронностью границ по всей области его распространения.

Данные отложения представляют собой региональный стратиграфический репер и сопоставимы с опорным отражающим горизонтом «Б». В центральных районах Западно-Сибирского бассейна толщина пород изменяется в пределах 20-30 м, постепенно увеличиваясь по периферии и достигая 100 м. Пластовые температуры колеблются в интервале от 80 до 135 °С и зависят от глубины залегания, тогда как пластовые давления варьируются от близких к гидростатическим до аномально высоких значений, коэффициент аномальности составляет 1,3-1,6 д. ед. Содержание органического вещества демонстрирует значительную неоднородность – от 2-3 % до 20-25 %. Начальные дебиты нефти без интенсификации притока достигают до 600 т/сут [88].

Важным признаком пород баженовской свиты является повышенное содержание морского органического вещества. Именно этот критерий является основным при установлении границ баженовской свиты.

Баженовская свита в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна прослеживается в пределах Фролово-Тамбейского, Пурпейско-Васюганского, Сильгинского и Омского районов (Рисунки 1.3-1.4). На западе фациально замещается отложениями тутлеймской и мулымьинской свит, тогда как на восточной окраине переходит в яновстанскую свиту. В южных и юго-восточных частях баженовская свита сменяется марьяновской свитой, а на северо-западе – верхнеданиловской.

В пределах исследуемой территории в скважинах южной части Повховского месторождения отмечено залегание «аномального» разреза свиты, сложенного прослоями мелкозернистых серых песчаников с глинистым и карбонатно-глинистым цементом.

Толщина «нормального» разреза баженовской свиты составляет 20-30 м, тогда как «аномальный» достигает 10-50 м. Разрез свиты преимущественно выражен карбонатно-глинисто-кремнистыми породами с остатками радиолярии, фораминифер, двустворок, аммонитов и споро-пыльцевыми комплексами.

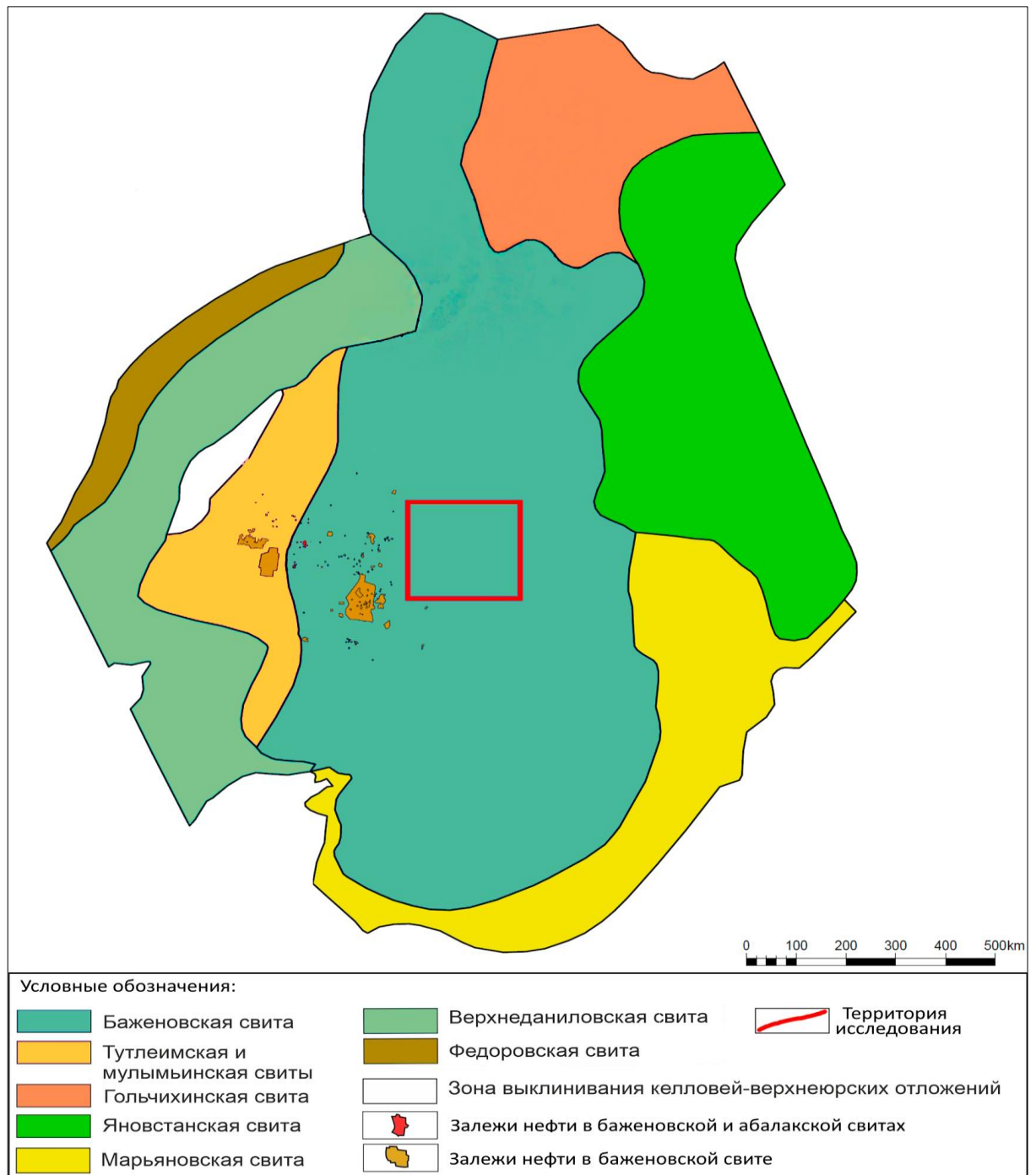


Рисунок 1.3 – Схема структурно-фациального районирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений Западно-Сибирского бассейна [97]

В келловейско-позднеюрское время в Западно-Сибирском бассейне произошла крупная палеогеографическая перестройка: частичная регрессия моря, обмеление и усиление прибрежно- и мелководно-морских, дельтовых и континентальных обстановок, что привело к радикальному перераспределению фациальных зон и структурно-фациальных ландшафтов [24].

1.2 Литологическая характеристика разреза

Определение литотипов в баженовском горизонте представляет собой непростую задачу, вызванную тонкодисперсностью материала, частым переслаиванием схожих пород разнообразного состава, высоким содержанием органического вещества и кремнезема, а также переменной интенсивностью и многообразием постседиментационных процессов (Рисунок 1.4). Специфика литолого-геохимических характеристик баженовских пород, а именно: высокое содержание органического вещества, кремнистость и др. потребовала разработки особой терминологии. Существует множество подходов к дифференциации разреза баженовского горизонта и выделению различных литотипов.



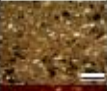
Рисунок 1.4 – Фотографии керна по скважине Северо-Ватъеганского месторождения (по материалам ООО «Лукойл-Западная Сибирь»)

Современным методом классификации пород баженовской свиты является литолого-геофизическая классификация, предложенная В. П. Соничем и В. В. Хабаровым [51, 124]. Данный подход базируется на комплексном анализе

минерального состава пород, дополненным использованием геофизических методов исследования. Методика была сформирована на основе тщательного изучения материалов, полученных из скважин Салымского месторождения, и успешно применяется для интерпретации и стратиграфической корреляции отложений баженовской свиты, расположенных на территории западного склона Сургутского свода. Литологическая классификация опирается на минеральный состав пород, который влияет на их физические свойства, измеряемые геофизическими методами, такими как гамма-активность и водородосодержание. Гамма-активность, например, связана преимущественно с содержанием органического вещества. В свою очередь, водородосодержание твердой фазы пород определяется, в основном, содержанием органического вещества и глинистого материала, так как остальные минеральные компоненты практически не содержат водород. Существенным недостатком подобной литолого-физической классификации является то, что в большинстве случаев конкретные пласты коррелируемых интервалов представлены смежными типами пород. То есть подобная классификация не позволяет оценивать литологический состав коррелируемых интервалов в связи с переслаиванием пород разнообразного состава, а является промыслово-геофизической, которая опирается на гамма-активность и водородосодержание.

Автор считает что наиболее подходящей классификацией для определения перспектив нефтегазоносности баженовской свиты является классификация, разработанная О. М. Макаровой, Н. С. Балушкиной, Н. И. Коробовой и др. [84] на основе комплексного литолого-петрофизического изучения керна, которая предусматривает выделение основных литологических разностей баженовского горизонта: силициты (радиоляриты, опоки), карбонатные породы (известняки, доломиты), а также породы с переменным содержанием компонентов: глинисто-кремнистые, кремнисто-глинистые, карбонатно-кремнистые, кремнисто-карбонатные и глинисто-карбонатно-кремнистые породы (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Основные типы керогеновых пород баженовской свиты в пределах Сургутского свода и сопредельных территорий [79]

Типы пород	Фото	Состав				Структура	Текстура	Включения
		SiO ₂ %	Гл, %	Крб, %	Кер, %			
Кремнисто-керогеновые		50-75	<10	<10	>25	Пелитоморфная, биоморфная	M =	
Глинисто-кремнисто-керогеновые		30-65	10-30	<10	>25	Пелито-пелитоморфная, пелито-глобулярная	∞ =	
Кремнисто-глинисто-керогеновые		10-30	30-65	<10	>25	Пелитоморфно-пелитовая, глобулярно-пелитовая	∞ =	
Карбонатно-кремнисто-керогеновые		30-65	<10	10-30	>25	Кристалломорфно-пелитоморфная	M ∞ =	
Кремнисто-карбонатно-керогеновые		10-30	<10	30-65	>25	Пелитоморфно-кристалломорфная	∞ =	
Глинисто-карбонатно-кремнисто-керогеновые (с переменным содержанием компонентов)		10-50	10-50	10-50	>25	Пелито-пелитоморфная, микрозернистая	∞ =	

По соотношению основных компонентов на территории исследования выделяются преимущественно четыре литотипа: карбонатно-кремнистые, глинисто-кремнистые, карбонатные и глинисто-кремнисто-карбонатные.

Карбонатно-кремнистые породы отличаются низким содержанием карбонатов и преобладанием кремнезёма. Они часто сохраняют реликтовую биоморфную радиоляриевую структуру, где скелетные остатки раковин радиолярий (до 50 % объёма) выступают главными породообразующими компонентами – округлыми или башенковидными, размером до 0,1 мм. Стенки раковин нередко сложены халцедоном, а центральные полости частично замещены доломитом или кальцитом (до 15-30 %), такие породы обычно богаты керогеном.

Глинисто-кремнистые породы (Рисунок 1.5), особенно с повышенным содержанием керогена, доминируют в баженовской свите. Данные изучаемые отложения, в отличие от чисто кремнистых, содержат 10 % и более глинистых минералов. Породы характеризуются серо-черным окрасом, массивной или отчетливой горизонтальной слоистостью. На плоскостях напластований встречаются биогенный детрит, раковины двустворок, отпечатки аммонитов, фрагменты онихитов, рыбы кости, радиолярии и их скопления.

Карбонатные породы представлены преимущественно известняками с реликтовой радиоляриевой структурой или апорадиоляриевыми разностями. Эти породы выявлены в скважинах Повховского месторождения на интервале 2992-3002,55 м (Рисунок 1.6). Породы характеризуются серым или коричневатосерым окрасом, с массивной или нечёткой горизонтальной текстурой, иногда с тонкими (до 1 мм) тёмно-коричневыми глинисто-кремнистыми прослоями. Характерно слабое неравномерное нефтенасыщение, пятнистая (иногда нечёткая) горизонтальная микротекстура, а также кристалломорфная и реликтовая биоморфная структуры. Основные породообразующие компоненты – скелетные остатки радиолярий (80-90 %), замещённые аутигенным кальцитом карбонаты, преобладают (более 80 %, преимущественно кальцит). В отдельных образцах породы состоят из кристаллов кальцита тонко-мелкокристаллической (диаметром до 0,1 мм), неправильно-изометричной, часто гипидиоморфной формы, с плохо выраженной реликтовой биоморфной структурой.

Глинисто-кремнисто-карбонатные породы отличаются серым, тёмно-серым или бурым окрасом с нечёткой горизонтальной и горизонтально-линзовидной слоистостью. Им присуща микро-тонкокристаллическая и пелито-глобулярная структура. Основной состав преимущественно глинисто-кремнисто-карбонатный, с доминированием кальцита среди карбонатов. В отдельных разностях наблюдается беспорядочная или градационная микротекстура, насыщенная биокластами раковин двустворок.



Рисунок 1.5 – Фрагмент глинисто-кремнистых пород с керна скважины Повховского месторождения (по материалам ТПП «Повхнефтегаз»)

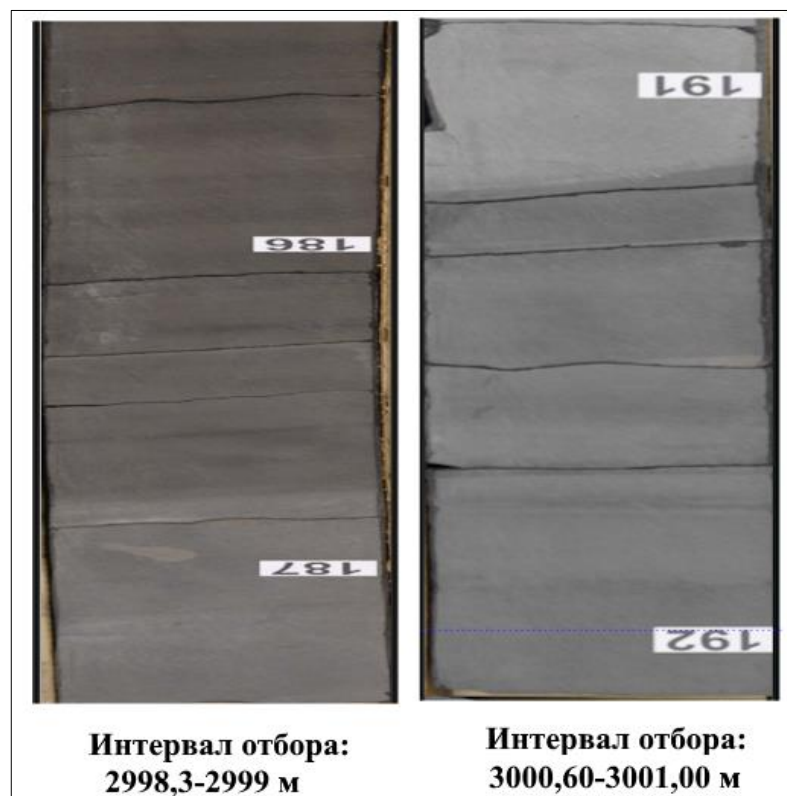


Рисунок 1.6 – Фрагмент карбонатных пород с керна скважины Повховского месторождения (по материалам ТПП «Повхнефтегаз»)

1.3 Тектоническое строение

Исследуемый район отличается сложной тектоникой, сформированной в результате наложения двух ключевых геоструктурных элементов Хантейской гемиянтеклины, входящей в Среднеобскую региональную ступень, и Южно-Надымской мегамоноклизы, входящей в Ямало-Карскую депрессию (Рисунок 1.7).

Тектоническое строение района освещено в работах И. И. Нестерова, Ф. Г. Гулари, В. И. Шпильмана, В. С. Суркова, В. С. Бочкарева [4,5, 31, 68,112].

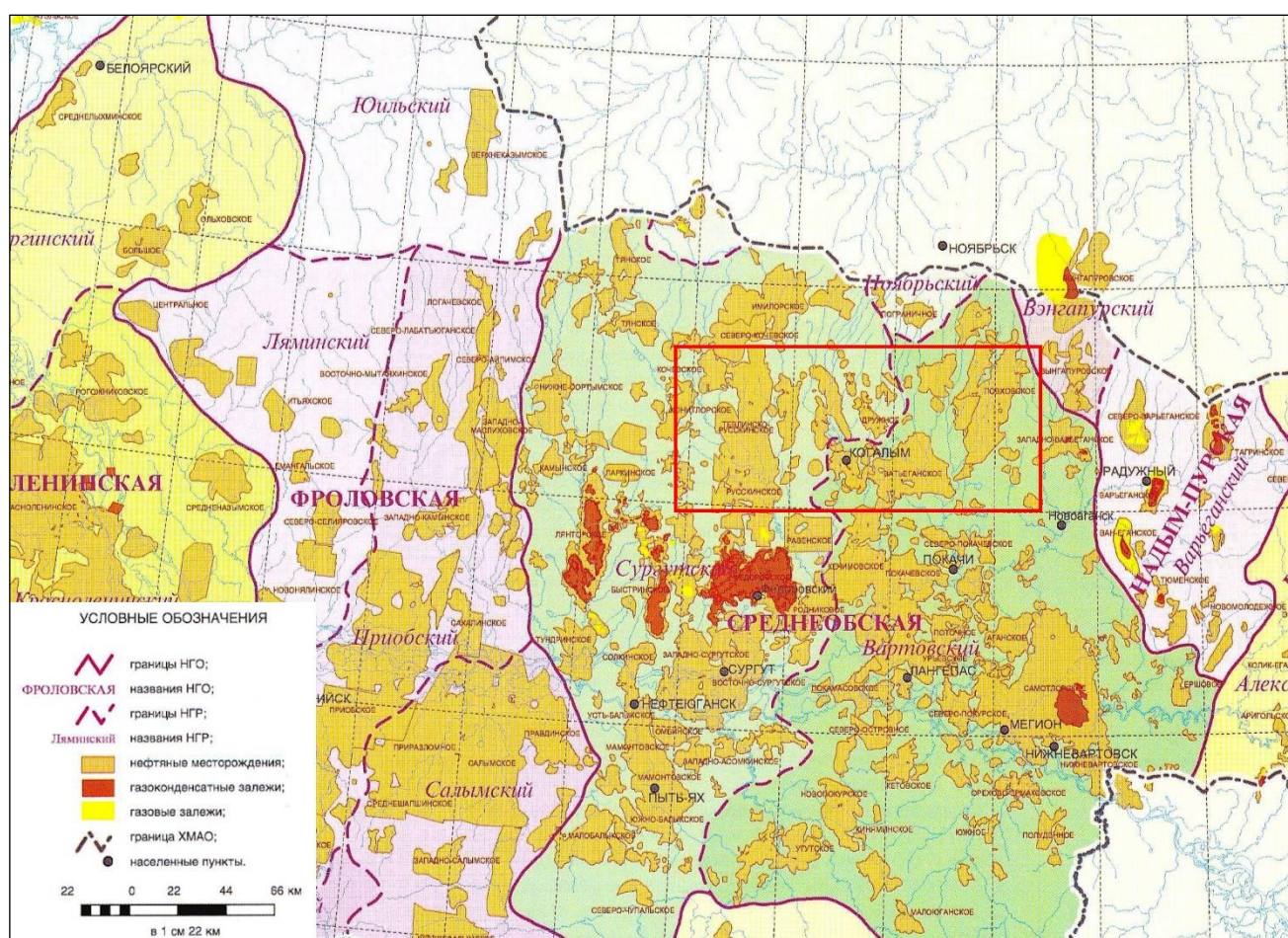


Рисунок 1.7 – Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [112]

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла (под редакцией В. И. Шпильмана, 2004 г.), основная территория исследования находится в зоне Среднеобского геоблока. На западе исследуемой территории

распространен Сургутский свод, который осложняет Когалымская вершина, на юго-востоке – Нижневартовский свод, осложненный Покачевской вершиной. Между сводами протягивается в субмеридиональном направлении Северо-Вартовская мегатерраса. Северо-восточная часть территории исследования приурочена к Уренгойско-Варьеганскому геоблоку. В северной части территории его осложняет Вынгапурский мегавал, а на востоке – Варьеганский мегавал. Тектонически территория исследования осложнена валами: Лянторским, Нижнесортным, Быстринским, Самотлорским, куполовидными структурами: Покачевской, Мегионско-Покурской системой, Тончинским прогибом и Сургутской террасой. В соответствии с альтернативной тектонической региональной схемой район исследований включён в структуру высшего порядка – Среднеобский центральный геоблок. Указанная территория отличается сочетанием структур различных порядков – от первого до третьего.

1.4 Тип и генезис коллекторов баженовской свиты

Изучению типа и генезиса коллекторов баженовской свиты посвящено множество работ, среди которых выделяются труды М. Ф. Свищева, М. М. Садыкова, Е. Е. Корнюшиной, С. И. Филина, А. А. Трофимука, В. Д. Немовой, В. С. Вишневской и др. [21,27,72,73,74].

На основании обобщения опубликованных данных под коллектором баженовских отложений целесообразно понимать участок разреза, в котором радиоляриты, в том числе апорадиоляритовые доломиты, обладают развитым трещинно-поровым или трещинно-кавернозным пустотным пространством, сформированным в результате совместного действия генерации углеводородов, физико-механической эволюции пород и тектоно-гидротермальных процессов и обеспечивающим кондиционные значения пористости и проницаемости. При этом такие коллекторы носят локальный характер, имеют толщину от первых десятков сантиметров до нескольких метров и приурочены к отдельным слоям внутри общей глинисто-кремнисто-карбонатной толщи, которая характеризуется

крайне низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами и не рассматривается, как коллектор [87,88, 109,115,119].

В работах М. А. Фомина и А. Г. Замирайлова [122] на примере Малобалыкской и прилегающих площадей (ХМАО, Западная Сибирь) показано, что по результатам испытаний интервала 2937-2957 м был получен приток нефти дебитом 26,97 м³/сут, в связи с чем данный интервал обоснованно отнесён к коллекторам. Интерпретация кернового материала позволяет предполагать, что этот кремнистый интервал сложен радиоляритовыми породами, представленными реликтами раковин радиолярий, пустотное пространство которых заполнено подвижной нефтью – именно такие разности рассматриваются как ключевые коллекторские литотипы баженовской свиты.

В диссертационной работе В. Д. Немовой [87] показано, что для западной части Широного Приобья самостоятельным высокоёмким типом коллектора являются вторичные кремнистые доломиты, формирующие слой толщиной до 3 м в кровле низкорadioактивной и продуктивной толщи баженовского горизонта, при этом их ёмкостные свойства напрямую связаны со вторичной пустотностью, возникшей в процессе доломитизации. Для западной части Широного Приобья именно кремнистые апорадиоляритовые доломиты являются наиболее высокоёмкими коллекторами, обеспечивающими основную часть притока нефти из баженовского горизонта.

Породы баженовской свиты характеризуются крайне низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами (проницаемость глинисто-кремнистых разностей менее 0,01 мД), тогда как породы-коллекторы, приуроченные к радиоляритам и вторичным кремнистым доломитам, обладают пористостью порядка 4-15 % и проницаемостью до 1-5 мД.

Основываясь на опубликованных материалах предшествующих исследователей, в разрезе баженовской свиты выделяются основные литолого-петрофизические типы пород, к которым относятся кремнистые, кремнисто-глинистые, глинисто-кремнистые и карбонатные разности.

Кремнистые породы баженовской свиты характеризуются типичной радиоляритовой структурой. Их основная масса сложена зернами кварца и халцедона.

Кремнисто-глинистые породы характеризуются микрослоистой, местами слоистой текстурой, обусловленную наличием слоев, обогащённых растительным детритом и линзовидным скоплением органического вещества, ориентированных согласно напластованию.

Глинисто-кремнистые породы баженовской свиты характеризуются микрослоистостью и листоватой пластовой отдельностью. В нефтенасыщенных образцах, как правило, отсутствуют раскрытые трещины.

Карбонатные разности имеют мелкозернистую структуру и микрослоистую текстуру, сложены смесью кальцита и доломита и незначительным количеством терригенного материала. Во всех выделенных литотипах кремнистая составляющая доминирует, и при этом ее содержание закономерно уменьшается по мере перехода от кремнистых к карбонатным породам, а также повсеместно отмечается повышенное содержание пирита, характерное для баженовской свиты.

Региональные обобщения показывают, что открытая пористость пород баженовской свиты варьируется от долей процентов до 12 %, при этом максимальные значения пористости и нефтенасыщенности приурочены к литотипам, связанным с радиоляритами и апорадиоляритовыми доломитами. Для западной части Широкого Приобья установлено, что глинисто-кремнистые разности в массе своей имеют пористость порядка 6-8 % и проницаемость менее 0,01 мД и, как правило, не являются коллекторами, тогда как породы-коллекторы (радиоляриты, апорадиоляритовые доломиты) характеризуются пористостью 4-15 %, проницаемостью до 1-5 мД и высокой нефтенасыщенностью.

Таким образом, коллектор баженовской свиты представляет собой не произвольный «сланцевый» резервуар, а тонкослойный литологически и генетически выделяемый интервал, приуроченный к радиоляритовым и апорадиоляритовым доломитовым толщам, в пределах которых вторичные процессы (окремнение, перекристаллизация радиолярий,

карбонатизация/доломитизация, автофлюидоразрыв и трещинообразование) формируют устойчивую систему пор, микрокаверн и трещин, обеспечивающую промышленную пористость и фильтрационные свойства.

1.5 Нефтеносность баженовской свиты

Исследованию перспективности нефтеносности отложений баженовской свиты посвящено обширное количество научных работ [6-27]. Ключевым критерием при оценке перспектив нефтеносности отложений баженовской свиты являются, конечно, результаты испытаний этого объекта. Однако проведенный анализ полученных данных по испытаниям скважин показал, что в большинстве случаев опробование баженовской свиты в Западной Сибири осуществлялось в совокупности с другими объектами, либо исследовался «аномальный» разрез» [47,51,56,58]. Таким образом, к сожалению, нельзя всегда полностью доверять результатам испытаний и использовать их в полном объеме для прогноза нефтеносности отложений баженовской свиты [67,115,130,132].

Чтобы повысить достоверность и качество исходной информации для проведения прогнозных исследований, целесообразно учитывать результаты анализа углеводородного и группового состава нефтей, добываемых из интервала залегания баженовской свиты. Выявленные особенности данных анализов указывают на различия в составе нефтей по сравнению с пробами, взятыми из нижнемеловых и верхнеюрских коллекторов [144].

Важно отметить, что количество проведенных исследований этого вида ограничено, что влечет за собой низкую достоверность данных, полученных в результате испытаний баженовской свиты. Обоснование генетических механизмов формирования коллекторских систем и углеводородных залежей в отложениях баженовской свиты приобретает ключевое значение для точного прогнозирования ресурсного потенциала.

Глубокое понимание седиментационно-диагенетических и катагенетических процессов позволяет сделать обоснованный отбор наиболее перспективных зон

и объектов в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Нефтеносность отложений баженовской свиты установлена на десятках разведочных площадей, при этом опытные участки залежей введены в разработку на Салымском, Ем-Еговском, Красноленинском, Правдинском, Маслиховском и Средне-Назымском месторождениях. Несмотря на значительный подтверждённый ресурсный потенциал и продуктивность баженовских отложений, уровень геологических рисков по-прежнему остаётся высоким. Так, на наиболее изученном Салымском месторождении коэффициент успешности бурения не превышает 0,15 д.ед [139]. Основная причина связана с отсутствием научно-обоснованной, общепринятой методики изучения природных резервуаров баженовской свиты, учитывающей специфику литолого-фациального изучения коллекторов в различных районах ХМАО, ЯНАО и юга Тюменской области.

Выводы по главе 1

1. Обобщение материалов по геолого-геофизической изученности баженовской свиты свидетельствует о сложности выделения литотипов в пределах баженовского горизонта, что связано с тонкодисперсностью породообразующего материала, частым переслаиванием сходных по строению, но различающихся по составу пород, высоким содержанием органического вещества и кремнезёма, а также переменной интенсивностью и многообразием постседиментационных преобразований. По соотношению основных компонентов выделяются четыре литотипа: карбонатно-кремнистые, глинисто-кремнистые, карбонатные и глинисто-кремнисто-карбонатные. Карбонатно-кремнистые породы отличаются относительно низким содержанием карбонатов при преобладании кремнезёма и нередко сохраняют реликтовую биоморфную радиоляриевую структуру, тогда как глинисто-кремнистые, особенно обогащённые керогеном, доминируют в разрезе и содержат не менее 10 % глинистых минералов. Карбонатные породы представлены преимущественно известняками с реликтовой радиоляриевой структурой и апорадиоляритовыми разностями, а

глинисто-кремнисто-карбонатные характеризуются серой или тёмно-серой окраской, нечетко выраженной горизонтальной и горизонтально-линзовидной слоистостью, микро-тонкокристаллической и пелито-глобулярной структурой.

2. Коллектор баженовской свиты рассматривается не как произвольный «сланцевый» резервуар, а как тонкослойный литологически и генетически обособленный интервал баженовской свиты, приуроченный к радиоляритовым и апорадиоляритовым кремнисто-карбонатным толщам, в пределах которых вторичные процессы (окремнение, карбонатизация/доломитизация, перекристаллизация радиолярий, автофлюидоразрыв и трещинообразование) формируют устойчивую систему пор, микрокаверн и трещин, обеспечивающих промышленно значимую пористость и проницаемость. При этом такие коллекторы носят локальный характер, имеют толщину от первых десятков сантиметров до нескольких метров и приурочены к отдельным слоям внутри общей глинисто-кремнисто-карбонатной толщи, характеризующейся крайне низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами и, в большинстве случаев, не рассматриваемой в качестве коллектора.

3. Ключевым критерием при оценке перспектив нефтеносности отложений баженовской свиты являются результаты испытаний этого объекта. Однако проведенный анализ полученных данных по испытаниям скважин показал, что в большинстве случаев опробование баженовской свиты в Западной Сибири осуществлялось в совокупности с другими объектами, либо исследовался «аномальный разрез». Таким образом, к сожалению, нельзя всегда полностью доверять результатам испытаний и использовать их в полном объеме для прогноза нефтеносности отложений баженовской свиты. В связи с этим возникла необходимость комплексного изучения баженовской свиты в пределах территории исследования с использованием геологических, геохимических, геофизических и промысловых методов для оценки генерационного потенциала отложений и выявления наиболее перспективных зон нефтегазонакопления.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГЕОХИМИЧЕСКАЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Для формирования залежей в отложениях баженовской свиты требуется благоприятное сочетание ряда геологических факторов, которые могут быть систематизированы в набор критериев прогнозирования зон развития углеводородных скоплений.

При оценке перспективности нефтегазоносных отложений баженовской свиты решающее значение имеет пластовая температура, поскольку именно она определяет вхождение отложений в зону нефтегенерации. Ключевым условием инициирования нефтегенерации является наличие органического вещества в осадочных отложениях, его тип и концентрация, которые задают нефтегенерационный потенциал углеводородов.

Следующим значимым критерием при оценке перспектив нефтегазоносности баженовской свиты выступает толщина отложений и флюидоупоров. Толщина и литологические свойства этих покрышек определяют, как степень сохранности сформировавшихся в свите углеводородов, так и характер их возможной миграции в прилегающие коллекторы, что необходимо учитывать при выделении потенциально продуктивных зон.

При расчете минимальных толщин отложений баженовской свиты, а также толщины подстилающих и перекрывающих её флюидоупоров, целесообразно руководствоваться комплексом геохимических данных, полученных в результате многолетних исследований. В частности, работы А. Э. Конторовича, Н. К. Бабиной и Л. П. Богородской [69] обосновывают минимальную толщину изоляционного флюидоупора на уровне 10 м. Эта величина обеспечивает эффективную герметизацию генерируемых углеводородов, предотвращая их миграцию в прилегающие проницаемые горизонты, способствуя накоплению углеводородов в ловушках.

Минимальная толщина флюидопоров может быть установлена двумя взаимодополняющими методами. Первый подход предполагает анализ результатов скважинных испытаний продуктивных объектов, фиксируется наименьшая наблюдаемая толщина подстилающего и/или перекрывающего флюидопора в продуктивных структурах, которая принимается за пороговое значение. Второй метод опирается на геохимические исследования, в рамках которых изучается градиент распределения углеводородных концентраций в изолирующих толщах. Этот подход позволяет выявить экспоненциальное затухание миграции флюидов и определить толщину, при которой просачивание углеводородов становится практически незначимым. Изучение распределения гетеросоединений в битумоидах из глинистых отложений юрского возраста было выполнено С. Г. Неручевым и соавторами [88]. Авторы показали, что максимальное увеличение концентрации гетеросоединений в глинах наблюдается в зоне, непосредственно прилегающей к песчаному коллектору, где их содержание возрастает до 8-14 %, толщина флюидопора составляет порядка 2 м. По мере удаления от контакта с коллектором фиксируется плавное уменьшение доли гетероэлементов от 8 % до 4,3 % на расстоянии порядка 16 м от коллектора, что свидетельствует об убывании интенсивности массопереноса углеводородных флюидов и связанных с ними компонентов.

Следующим параметром, находящим широкое применение при количественной оценке потенциала нефтегазоносности баженовской свиты, является среднее значение её кажущегося электрического сопротивления. Этот параметр в значительной степени контролируется типом флюида и плотностью изучаемых пород. Водонасыщенные породы характеризуются низкими значениями кажущегося сопротивления, тогда как нефтенасыщенные – повышенными. Низкое сопротивление глинистых пород обусловлено высоким содержанием связанной поровой воды, обеспечивающей эффективную проводимость электрического тока. Напротив, кремнистые и карбонатные породы, особенно их плотные разности, отличаются пониженной пористостью и, соответственно, меньшим объемом поровой воды, что приводит к повышенным значениям кажущегося сопротивления

и позволяет использовать этот признак для их диагностики и интерпретации насыщения. В процессе нефтегенерации углеводороды вытесняют поровую воду из отложений баженовской свиты, что приводит к росту значений кажущегося сопротивления. Участки с высоким содержанием углеводородов, при сопоставимых условиях, проявляют повышенные значения кажущегося электрического сопротивления, что делает этот параметр дополнительно надежным критерием для прогнозирования нефтеносности баженовской свиты.

Выделенные ключевые критерии позволяют провести количественную оценку нефтегенерационных свойств и рассчитать удельную генерацию углеводородов на основе содержания органического вещества и степени его катагенетического преобразования. С ростом степени преобразования органического вещества увеличивается остаточное количество генерируемых углеводородов, повышая перспективность отложений, таким образом, удельная генерация углеводородов становится ключевым критерием прогноза их нефтегазоносности.

Геофизическая характеристика отложений баженовской свиты представлена повышенными значениями гамма-каротажа, повышенными водородным индексом и интервальным временем, а также пониженными показаниями плотностного каротажа.

Несмотря на длительные исследования в выявлении ключевых критериев, до сих пор не разработаны системные критерии выявления нефтяных залежей в баженовской свите, надёжные методы оценки перспектив вскрытых скважинами разрезов, а также эффективные технологии их освоения. Данные бурения в наиболее перспективных районах (Салымский, Красноленинский) показывают, что продуктивность проявляется далеко не повсеместно. Это указывает на недостаточную изученность баженовской свиты, требующую дальнейших исследований и выявления ключевых критериев нефтегенерации для объяснения расхождений между теорией и практикой.

В Таблице 2.1 приведены основные месторождения, на которых разрабатываются баженовские отложения, а также их ключевые характеристики,

рассматриваемые в работах различных авторов как благоприятные для проявления естественной продуктивности баженовской свиты.

Таблица 2.1 – Параметры месторождений, геологические, промысловые и геофизические характеристики

Район / месторождение	Год открытия	Глубина залегания, м	Толщина свиты, м	Т _{пл} , °С	Дебиты нефти	ГК, мкР/ч
Салымское	1965	2700-2850	20-30, до 40	120-128, до 134	5 т/сут, большинство ≤ 20 т/сут	Подошва/ кровля: до 15 мкР/ч; центр (высоко- углеродистая часть): > 35 мкР/ч
Верхне- Салымское	1966	2700-2900	20-30	120-128	10-15 м³/сут	Аналогично Салымскому
Средне- Назымское	1978	2700-2900	20-30	~ 90-110	1-10 т/сут	Аргиллиты: до 15 мкР/ч; кремнисто- карбонатные микститы с ОВ: > 20-30 мкР/ч
Ай-Пимское	1968	~ 2700-3000	20-35	~ 105- 120	1-10 т/сут	Характерные высокие значения ГК
Южно- Тамбейское ГКМ	1970	~ 2500-2700	до 40	~ 80-100	изучена слабо	-
Западно- Салымское	1987	2700-2900	20-30	120-128	изучена слабо	-
Красно- ленинский район (группа месторождений)		2300-2800	20-40	> 110	1-10 т/сут; рост после ГРП	Оценочно 15-25 мкР/ч
Томская область (группа месторождений)		~ 2500-3000	20-40	~ 95-115	В основном единицы- десятки т/сут	Оценочно > 20-35 мкР/ч

2.1 Геологические характеристики

2.1.1 Пластовая температура

Анализ термобарических условий представляет собой важный критерий для выявления и картирования перспективных продуктивных зон баженовской свиты и её аналогов в пределах Западной Сибири.

Термическое прогнозирование без разведочного бурения позволяет надёжно прогнозировать зоны естественной продуктивности баженовской свиты. Результаты бурения и гидродинамических исследований показывают, что продуктивные зоны характеризуются аномально высокими температурами и давлениями, при этом повышенное давление является следствием, а не причиной продуктивности. Для решения поисковых задач требуется обоснование пороговых термобарических параметров, обеспечивающих районирование территории по перспективности баженовских отложений.

Отмечается, что с ростом пластовой температуры усиливаются процессы нефтегенерации и увеличивается продуктивность скважин, однако нижний предел критического значения $T_{пл}$, при котором отложения свиты можно считать перспективными, остаётся дискуссионным. Для выявления закономерностей между пластовой температурой и дебитом нефти целесообразно рассмотреть районы, где ведётся разработка баженовской свиты, в частности Красноленинский и Салымский своды.

На месторождениях группы Большого Салыма установлена устойчивая корреляционная связь между удельной продуктивностью пласта $Ю_0$ и начальной пластовой температурой (Рисунок 2.1), с её увеличением возрастает удельная продуктивность скважин. Отмечается высокая продуктивность в интервале температур от 90 до 115 °С. Если исходить из предположения, что повышенная пластовая температура выступает катализатором формирования в керогене порового пространства, заполненного нефтью, то данный параметр может рассматриваться в качестве поисково-разведочного критерия зон повышенной

удельной продуктивности в пределах баженовской свиты. В то же время повышенные пластовые температуры могут быть обусловлены совокупностью факторов (глубина залегания толщ, величина теплового потока, мантийные процессы и др.), поэтому температурный фактор не является единственным и определяющим параметром, контролирующим продуктивность баженовской свиты [86].

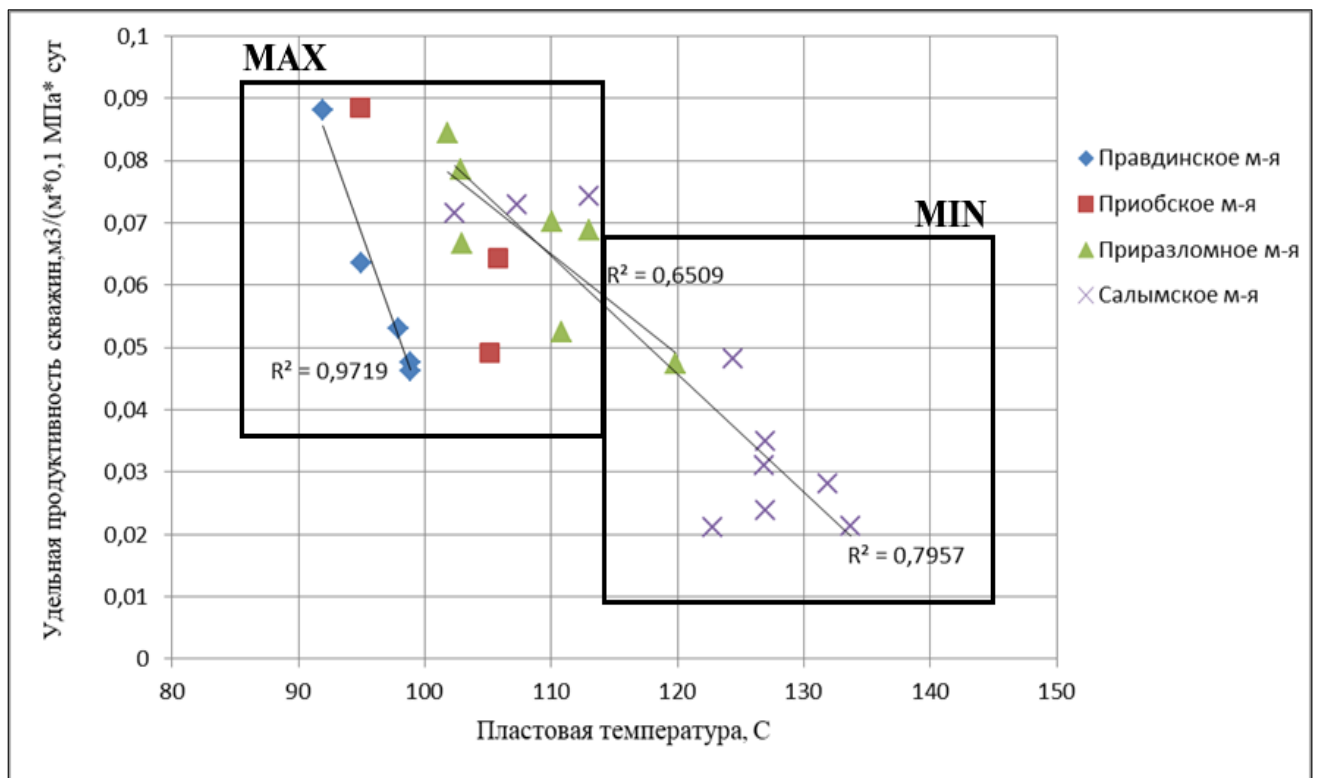


Рисунок 2.1 – Зависимость между удельной продуктивностью скважин, опробованных в интервале баженовской свиты, и пластовой температурой в пределах разных блоков месторождения Большой Салым [88], с дополнениями.

Для Красноленинского свода характерна выраженная значительная вариация пластовых термобарических параметров. В скважинах с дебитами до 15 м³/сут температура обычно не превышает 100 °C, что может объясняться недостаточной репрезентативностью данных. В непродуктивных скважинах пластовая температура достигает 120 °C при давлениях менее 120 атм, что позволяет рекомендовать температурный порог 100 °C как индикатор нефтеносности.

В районе Салымского свода термометрия сухих и продуктивных скважин варьируется в диапазоне 83-116 °С, однако высокодебитные объекты ($>15 \text{ м}^3/\text{сут}$) характеризуются температурами свыше 110 °С. Температурный порог $>110 \text{ °С}$ целесообразно использовать для идентификации высокопродуктивных зон Салымского блока.

По методу аналогий с разрабатываемыми месторождениями баженовской свиты для более точной детализации исследуемой территории в качестве порогового значения пластовой температуры ($T_{\text{пл}}$) принято 90 °С (Рисунок 2.2).

Этот выбор обусловлен тем, что большинство скважин с подтверждёнными нефтяными притоками, где разрабатывается баженовская свита, расположены в районах, где $T_{\text{пл}}$ превышает 90 °С и дебиты нефти варьируются от 3 до 50 т/сут. При этом многие исследователи, оценивающие региональные перспективы нефтеносности баженовской свиты, указывают диапазон 95-100 °С как минимальный для отнесения отложений к перспективным.

По данным ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» нормальный разрез баженовской свиты на территории Когалымского региона испытан в 53 поисково-разведочных скважинах в пределах Тевлинско-Русскинского, Кустового, Кочевского, Дружного, Ватъеганского участков, а также Новоортъягунского лицензионного участка, по которым получены притоки нефти от 1,02 до 28 $\text{м}^3/\text{сут}$. Пластовая температура в этих скважинах варьируется от 87 до 95 °С, среднее значение составляет 89,5 °С. Принятое в данном исследовании округлённое значение 90 °С отражает более консервативный подход и соответствует типичным условиям значительной части территории. Обширные зоны в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов характеризуются пластовыми температурами 90 °С и выше, при этом наибольшие аномалии сосредоточены в северной части района работ.

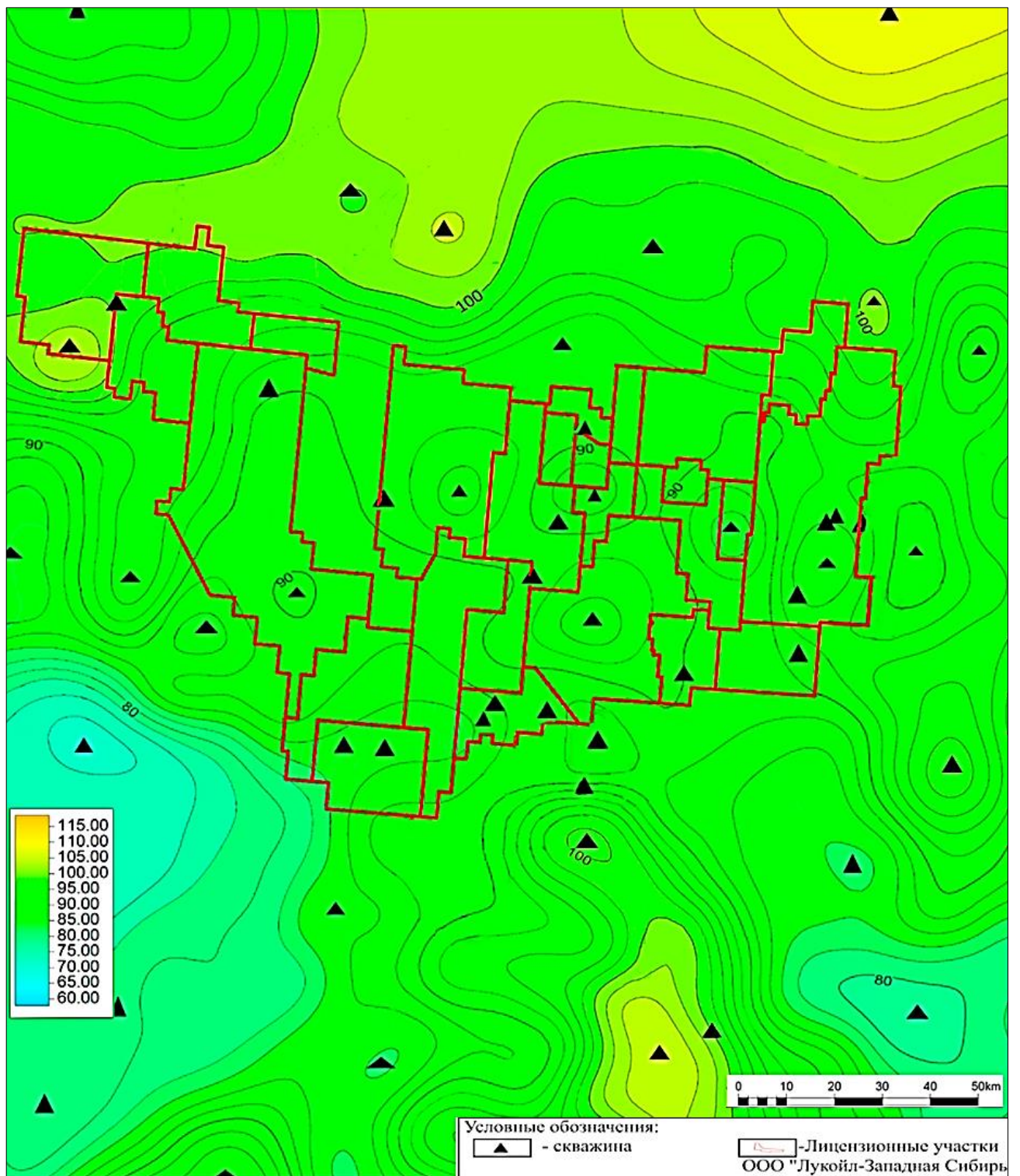


Рисунок 2.2 – Схема распределения параметра $T_{пл}$ баженовской свиты, °C

2.1.2 Толщина отложений баженовской свиты

Следующим критерием оценки перспектив нефтеносности баженовской свиты является толщина отложений. Специально обоснованные значения минимальной толщины, позволяющие однозначно относить участки к перспективным или бесперспективным, в литературе отсутствуют. С точки зрения изоляции нефти толщина баженовской свиты не является определяющим фактором, но она влияет на объём генерируемых углеводородов: чем больше толщина свиты, тем выше потенциальный объём образованной нефти и, соответственно, перспективы нефтегазоносности.

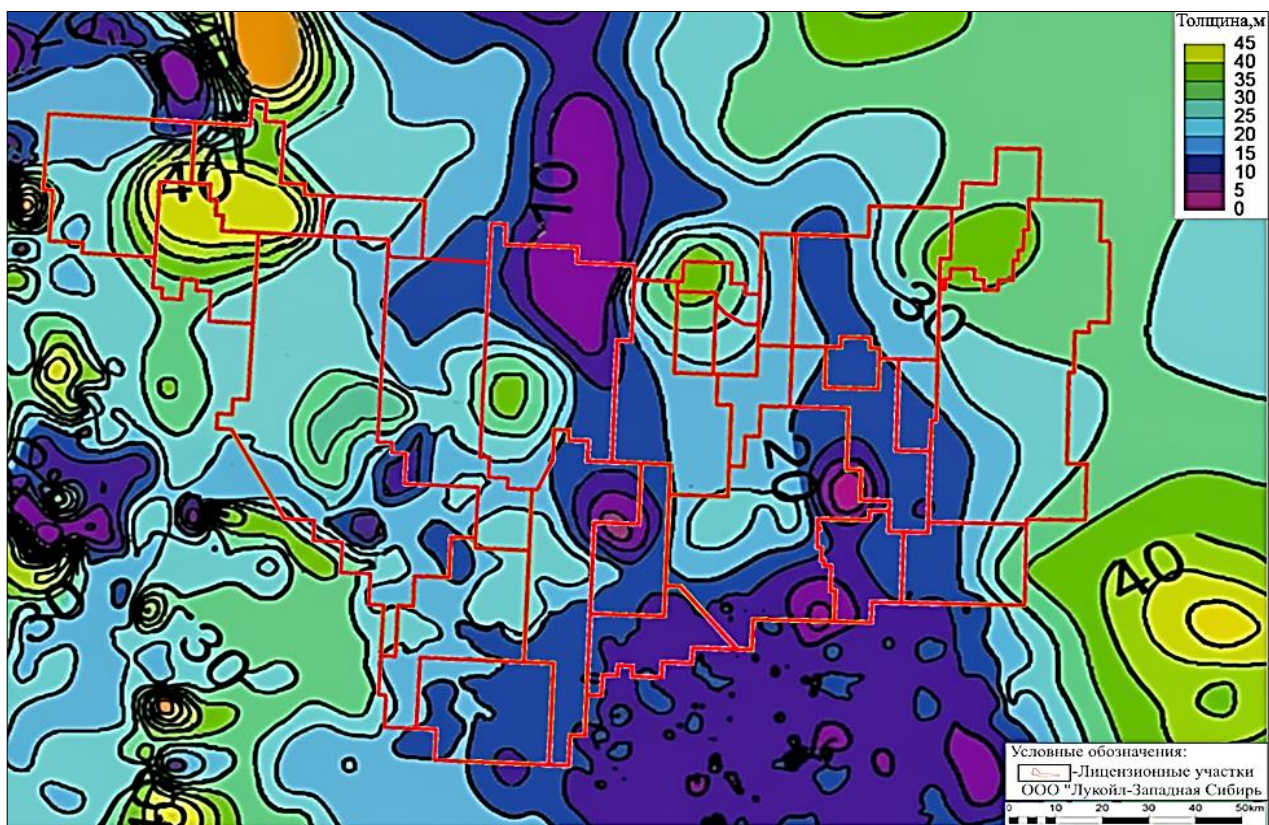


Рисунок 2.3 – Карта толщин баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов, м (по материалам ООО «Лукойл-Западная Сибирь»)

Методом аналогий, а также по данным испытаний скважин в пределах исследуемой территории, можно оценить минимальную критическую толщину отложений баженовской свиты. На Салымской площади, где происходит

разработка баженовской свиты, достоверные малодебитные притоки фиксируются при толщине продуктивных отложений около 15 м. С учётом этого можно принять, что отложения баженовской свиты целесообразно относить к перспективным при мощности не менее 15 м. При таком пороговом значении практически вся площадь распространения свиты попадает в разряд перспективных (Рисунок 2.3).

2.1.3 Толщина подстилающих и перекрывающих флюидоупоров

Фактором перспективности территории является толщина флюидоупоров баженовской свиты. Увеличение толщины окружающих свиту глинистых толщ повышает вероятность сохранения генерируемых углеводородов (Рисунок 2.4).

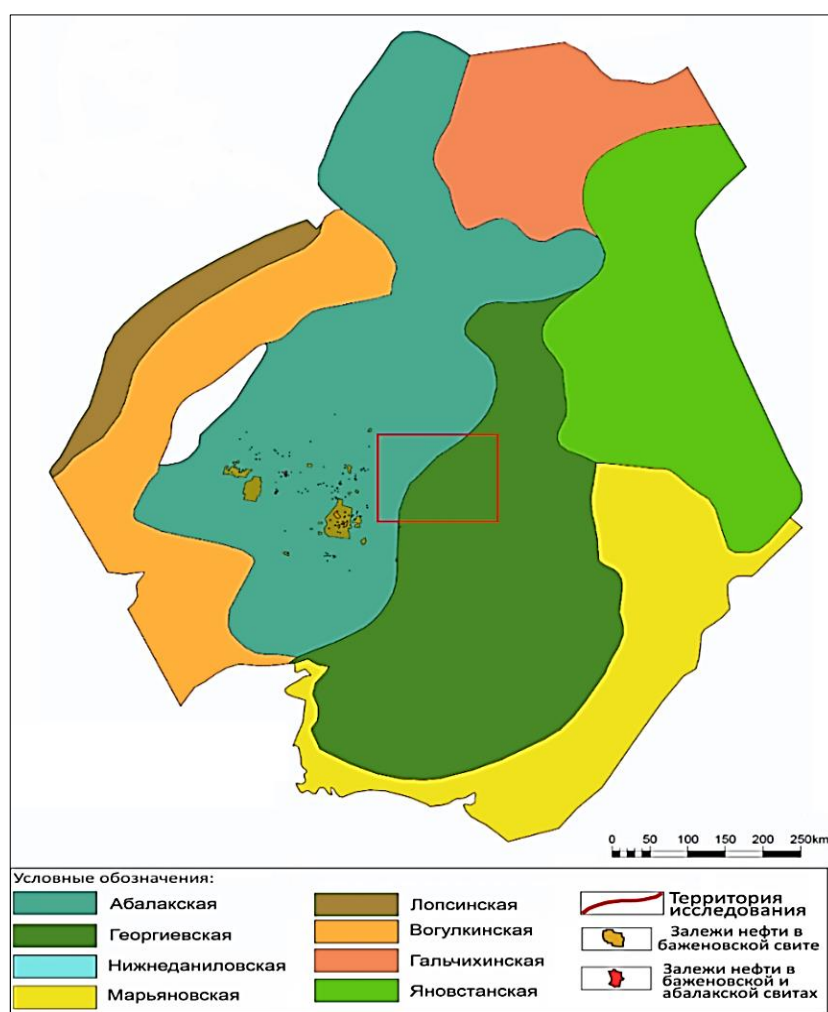


Рисунок 2.4 – Схема распространения свит в подстилающих баженовский горизонт [96]

Почти все открытые залежи нефти баженовской свиты в Западной Сибири сосредоточены в зоне развития абалакской свиты, где толщина пласта составляет 15-40 метров. На территории исследования по материалам ТПП «Повхнефтегаз», ТПП «Когалымнефтегаз» по сводным геолого-геофизическим материалам (Рисунки 2.5-2.8), георгиевская свита выделена в восточной части исследуемой территории, толщина свиты варьируется от 5 до 10 метров, в западной части выделяется абалакская свита – в среднем мощностью 10 метров. Учитывая диапазон оценок минимальной толщине глинистого экрана (от 2-3 до 5-10 м), приведённый различными исследователями [43, 60, 61, 100], а также фактическое наличие притоков нефти из баженовской свиты в пределах рассматриваемой территории при толщинах георгиевской и абалакской свит порядка 5-10 м, для последующих расчётов с учетом всех геолого-геофизических данных представляется обоснованным принять среднюю минимальную толщину флюидоупоров равной 5 м.

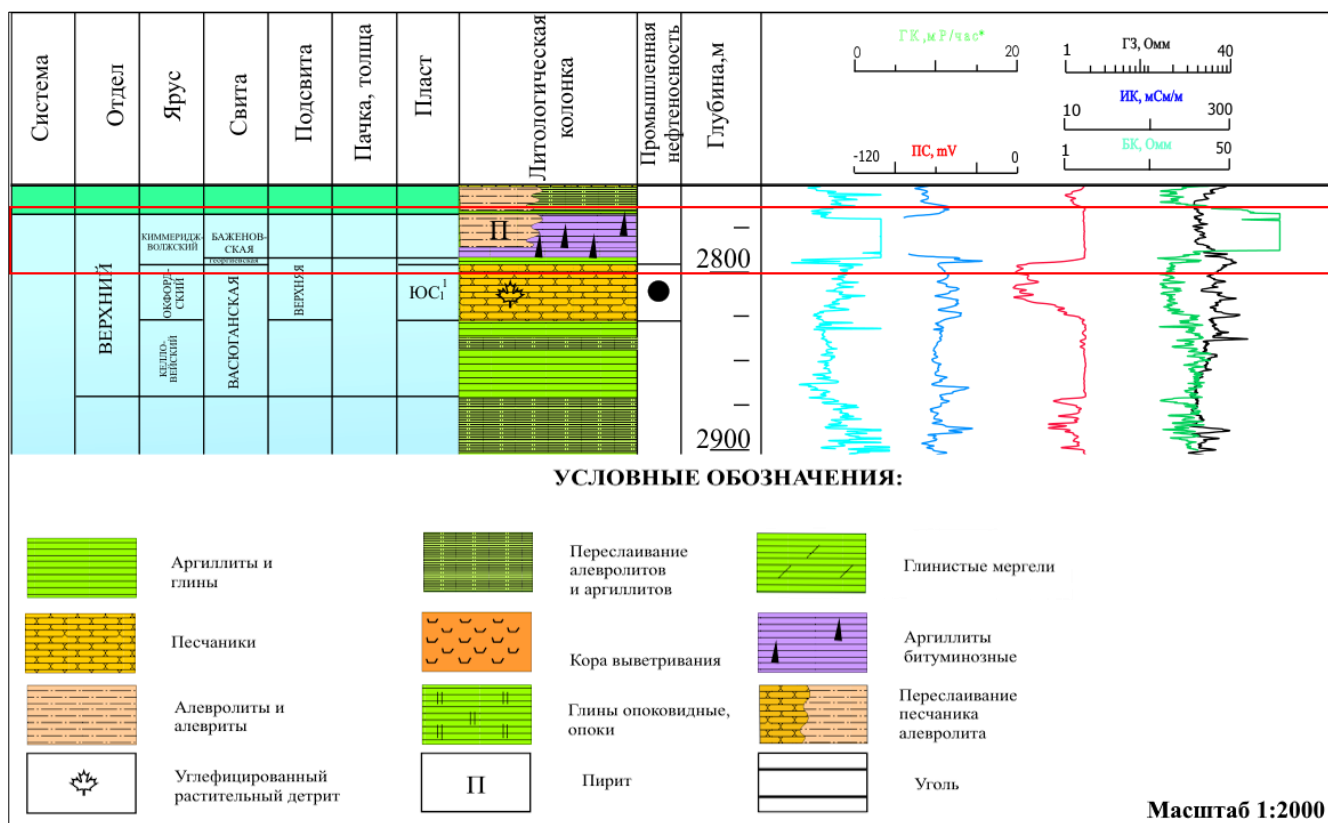


Рисунок 2.5 – Фрагмент сводного геолого-геофизического разреза Дружного ЛУ (по материалам ТПП «Когалымнефтегаз», 2020 г.)

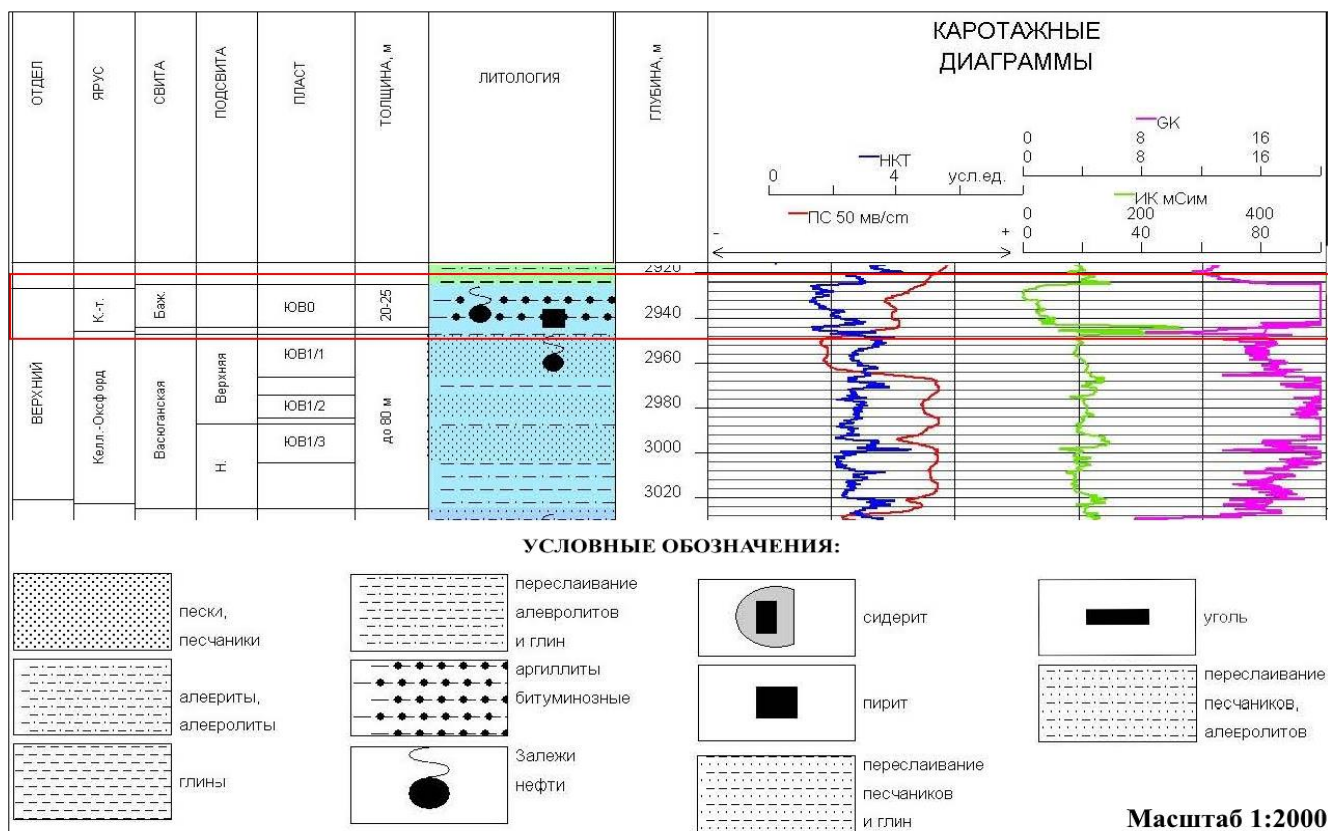


Рисунок 2.6 – Фрагмент сводного геолого-геофизического разреза
Повховского ЛУ (по материалам ТПП «Повхнефтегаз», 2019 г.)

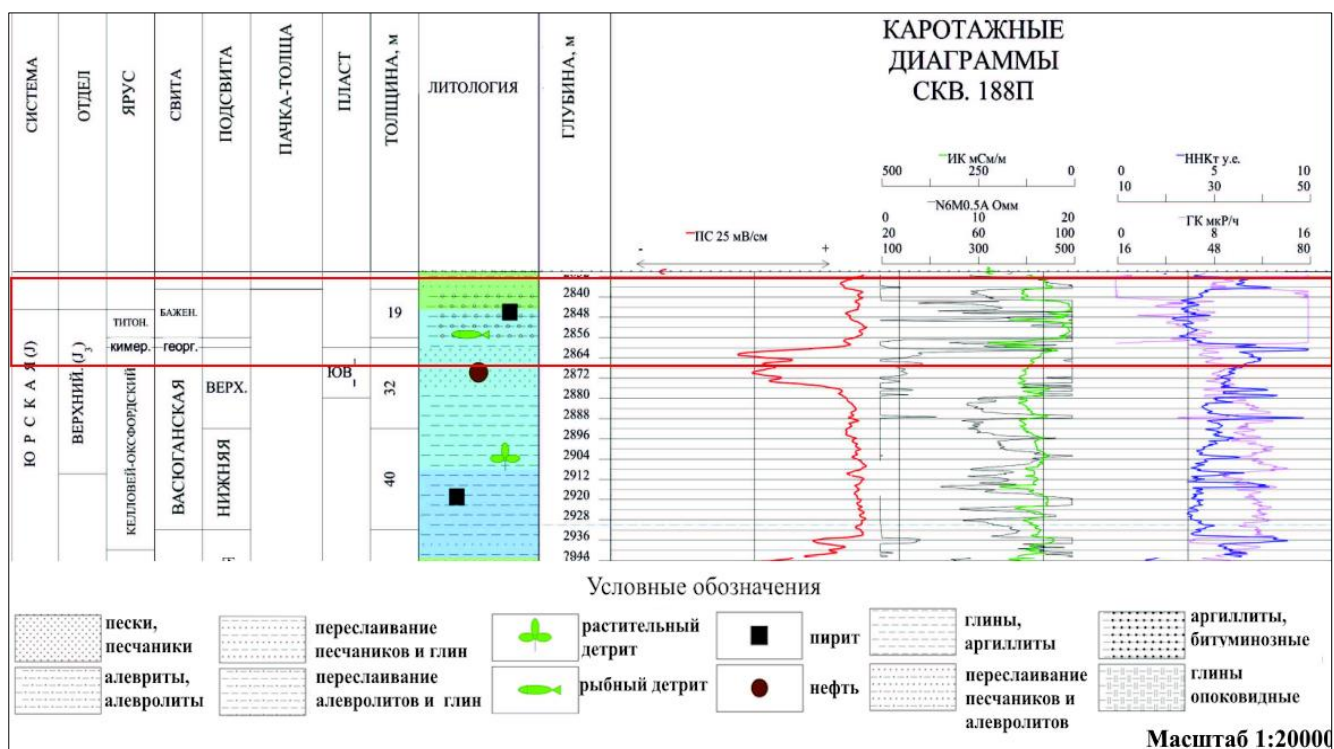


Рисунок 2.7 – Фрагмент сводного геолого-геофизического разреза
Свободного ЛУ (по материалам ТПП «Когалымнефтегаз», 2020 г.)

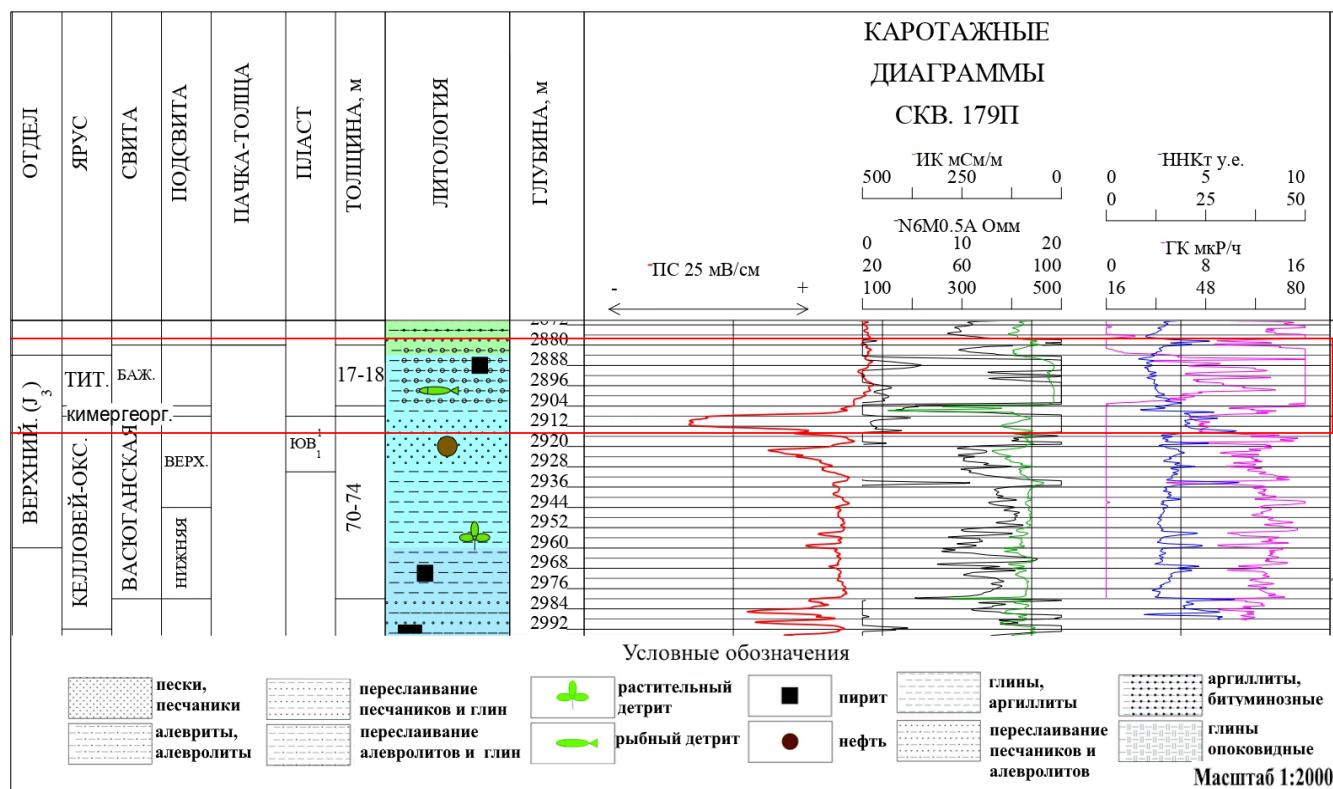


Рисунок 2.8 – Фрагмент сводного геолого-геофизического разреза Яркого ЛУ
(по материалам ТПП «Когалымнефтегаз», 2012 г.)

2.2 Геохимические характеристики

Характеристика органического вещества осадочных пород представляет собой одну из фундаментальных задач органической геохимии, решение которой необходимо для оценки нефтегазоматеринского потенциала различных стратиграфических уровней. Современные исследования в этой области базируются на применении разнообразных аналитических методов, включая элементный анализ, спектроскопию и газовую хроматографию.

Однако среди них пиролитические методы выделяются как наиболее информативные и оперативные инструменты для определения качества, степени катагенетического преобразования и генерационного потенциала органического вещества. Благодаря высокой скорости анализа, простоте подготовки проб и экономической эффективности, пиролитические исследования получили широкое признание в научном сообществе и прочно утвердились в качестве

основного метода при исследовании нефтегазоматеринских толщ различных регионов.

2.2.1 Основные пиролитические параметры и используемые геохимические классификации

В ходе анализа коллекции образцов, отобранных из скважин, на пиролитическом анализаторе измеряются следующие параметры:

- S_1 (выход нефти): количество термически выделившихся углеводородов, измеряемое в миллиграммах на грамм породы (мг/г);
- S_2 (выход керогена): количество углеводородов, образованных в результате пиролиза керогена, также выраженное в миллиграммах на грамм породы (мг/г);
- S_3 (количество CO_2 при пиролизе): количество диоксида углерода, образовавшееся в процессе пиролиза керогена при температуре от 300 до 400 °С, измеряемое в миллиграммах на грамм породы (мг/г);
- S_4 (количество остаточного углерода): количество углерода, оставшегося после окисления, представленное в миллиграммах на грамм породы (мг/г). Этот параметр указывает на количество органического углерода, который не выделяется в породе;
- S_5 (выделенный CO_2 при окислении): количество диоксида углерода, выделенного в процессе окисления, измеряемое в миллиграммах;
- T_{max} (температура максимального выделения углеводородов): температура, при которой достигается максимальное количество выделившихся углеводородов в процессе пиролитического крекинга керогена (пика S_2).

Суммарное значение пиков S_1 и S_2 служит количественным критерием совокупного генерационного потенциала нефтематеринских пород. На основе этого показателя была разработана классификация пород, предложенная исследователями Б. Тиссо и Д. Вельте [114], которая включает три категории:

- с низким потенциалом (менее 2 мг/г, что соответствует менее 0,2 % по массе);

- с умеренным потенциалом (от 2 до 6 мг/г или 0,2-0,6 % по массе);
- с высоким потенциалом (свыше 6 мг/г или более 0,6 % по массе).

Параметр температуры максимальной скорости выхода углеводородов ($T_{\max}$) является важным индикатором степени катагенетического преобразования органического вещества: незрелые породы характеризуются $T_{\max}$ около 425 °С, нефтегенерирующие – в диапазоне 435-460 °С, тогда как при температурах выше 460 °С происходит формирование газообразных фракций углеводородов.

Широкое распространение при геохимических исследованиях получили следующие производные от первичных величин, которые позволяют определить качество органического вещества:

- $C_{\text{орг}}$ (ТОС) (общий органический углерод) – выражен в процентах от общей массы;
- HI (водородный индекс) = $S_2/C_{\text{орг}}$ – выражен в миллиграммах углеводородов на грамм органического углерода;
- OI (кислородный индекс) = $S_3 \cdot 100/C_{\text{орг}}$ – выражен в миллиграммах CO_2 на грамм органического углерода;
- PI (индекс продуктивности) = $S_1/(S_1 + S_2)$ – безразмерная величина;
- $MinC$ (минеральный углерод) – выражен в процентах от общей массы.

В соответствии с классификацией, предложенной Б. Тиссо, Д. Вельте и К. Петерсом [106], выделяют пять классов нефтегазоматеринских пород:

1. Очень бедные (очень плохие) – ($C_{\text{орг}} < 0,2 \%$; $S_2 < 0,2$ мг УВ/г).
2. Бедные (плохие) – ($C_{\text{орг}} 0,2-0,5 \%$; $S_2 0,2-2,5$ мг УВ/г).
3. Средние (удовлетворительные) – ($C_{\text{орг}} 0,5-1 \%$ и $S_2 2,5-6,0$ мг УВ/г).
4. Богатые (хорошие) – ($C_{\text{орг}} 1-3 \%$ и $S_2 6,0-20,0$ мг УВ/г).
5. Очень богатые (очень хорошие) – ($C_{\text{орг}} > 3 \%$ и $S_2 > 20,0$ мг УВ/г).

В современных исследованиях [151] при классификации нефтегазоматеринских пород помимо содержания органического вещества учитывается его генезис, определяемый через исходный водородный индекс в катагенетически неизменённом состоянии.

Водородный индекс (HI), рассчитывается по формуле:

$$HI = S_2/C_{орг}, \text{ мг УВ/г } C_{орг}. \quad (2.1)$$

Водородный индекс даёт возможность количественно оценить насыщенность пород углеводородами, определить тип керогена и продукт генерации (Таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Геохимические характеристики нефтегазоматеринских пород по показателям пиролиза [151]

Нефтегенерационный потенциал	Тип	HI, мг УВ/г $C_{орг}$	Продукт генерации
Бедный	I	>600	нефть
Удовлетворительный	II	300-600	нефть
Хороший	II-III	200-300	нефть/газ
Очень хороший	III	50-200	газ
Превосходный	IV	<50	-

Показатель отражения витринита (R_o) применяется для оценки степени термической зрелости органического вещества в породах. Значение R_o определяется расчетным путем согласно формуле:

$$R_o (\%) = (0,018 \cdot T_{max}) - 7,16. \quad (2.2)$$

В зависимости от величины R_o выделяются три группы органического вещества: низкий генерационный потенциал ($R_o = 0,5-0,7 \%$), умеренный потенциал ($R_o = 0,7-1,0 \%$) и высокий потенциал ($R_o = 1,0-1,3 \%$).

Данный показатель также используется для определения катагенетической преобразованности органического вещества (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Сводная шкала катагенеза по отражательной способности витринита

Стадии катагенеза	R _o , %		
	Институт А. П. Карпинского	И. И. Аммосов [3]	Н. Б. Васоевич и др.[25]
ПК	0,42	0,45	0,50
МК ₁	0,80	0,60	0,65
МК ₂	0,90	0,76	0,85
МК ₃	1,22	1,05	1,15
МК ₄	1,45	1,32	1,55
МК ₅	1,80	1,70	2,00
АК ₁	2,50	2,50	2,50

2.1.2 Анализ собранных результатов пиролитических исследований

Детально проанализирована коллекция кернового материала баженовской свиты, отобранных из керна 16 скважин. Часть из них рассматривались ранее в работах М. Ю. Зубкова, В. Г. Эдера, Е. А. Костыревой, В. Д. Немова, И. С. Сотнич и др. [24, 84, 90, 105, 106] (Рисунок 2.9). Результаты предыдущих исследований были собраны, проанализированы, проинтерпретированы согласно средним значениям геохимических параметров по территории исследования, а также дополнены информацией по вновь пробуренным и действующим скважинам.

Важно отметить, что не все полученные данные пригодны для последующего анализа и выявления закономерностей. Эти изменения параметров связаны с тонким переслаиванием внутри баженовской толщи, где прослой обогащены органическим веществом в разной степени. Однако в общем наблюдается закономерное повышение содержания органического углерода (C_{org}) и параметров S_1 и S_2 от нижней части разреза баженовской свиты к верхней.

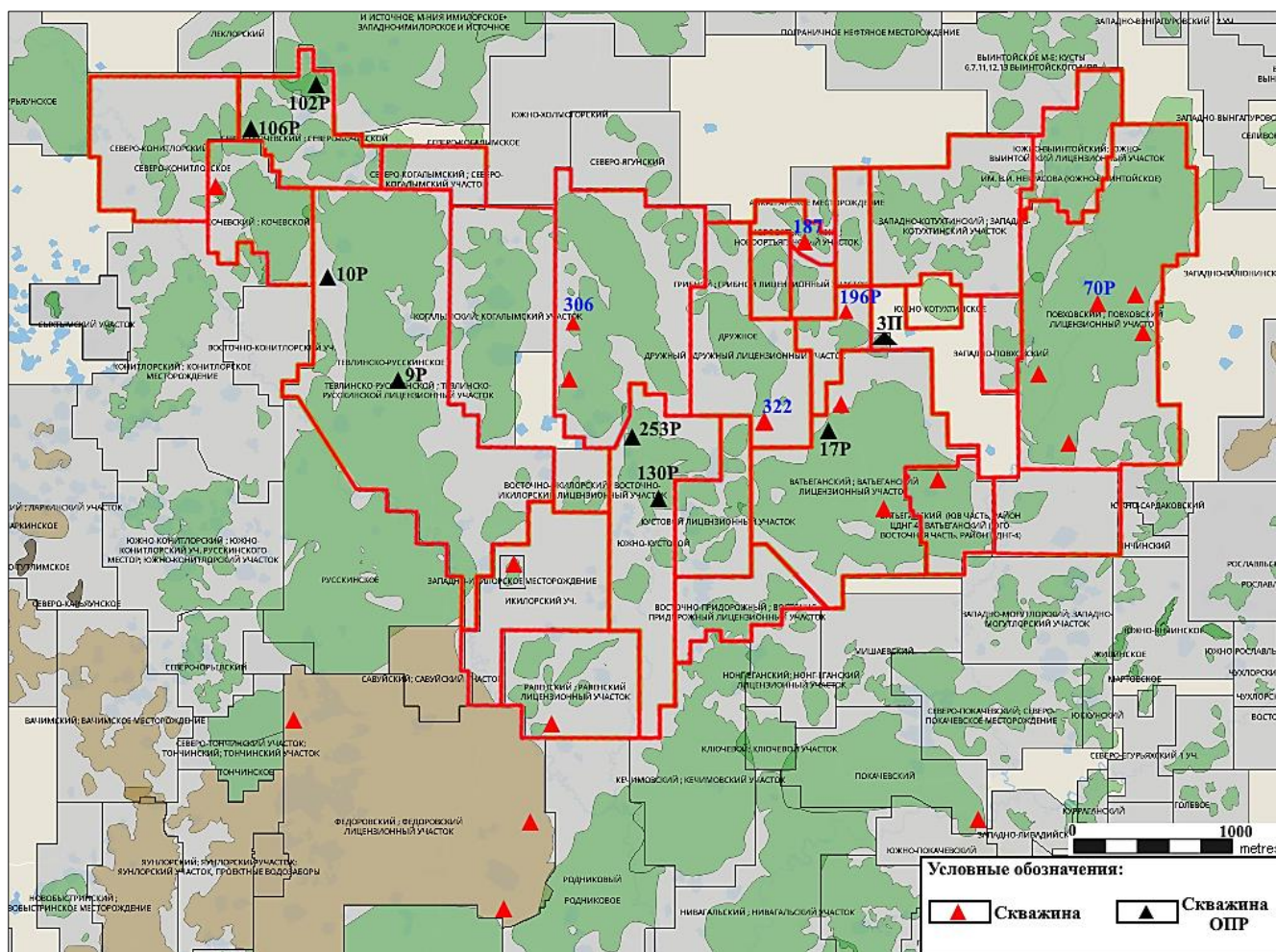


Рисунок 2.9 – Схема расположения площадей района исследования

Наибольшими мощностями баженовской свиты и интервалами отбора керна из баженовской толщи характеризуются скважины 322 - Дружного (27,35 м), 187 - Новоортьягунского (21,81 м), 70Р - Повховского (27,65 м), 306 - Южно-Ягунского (35,17 м), 196Р - Свободного (12,24 м) месторождений (Таблица 2.4), которые будут представлены для более детального геохимического анализа, поскольку характеризуются большим процентом отбора керна относительно общей толщины баженовской свиты. Остальные образцы в связи с малым процентом отбора керна от общей толщины, будут использованы для площадной характеристики изучаемой территории. Суммарная толщина изученного интервала баженовской свиты составляет 131,68 м.

Таблица 2.4 – Фактический материал

№	Месторождение	Интервал баженовской свиты, м	Толщина БС, м	Интервал отбора образцов	Толщина отобранного керна БС, м	Процент отбора керна, %
1	Ватьеганское	2850,08- 2880,40	30,32	2868,00- 2868,3	0,3	0,99
2	Ватьеганское	2850,00- 2875,01	25,01	2872,01- 2873,00	0,99	3,96
3	Ватьеганское ЦДНГ-4	2840,01- 2856,65	16,64	2841,1- 2842,42	1,32	7,93
4	Дружное	2836,44- 2874,78	38,34	2843,98- 2871,33	27,35	71,34
5	Западно- имилорское (Икилорский)	2900,01- 2975,05	75,04	2946,51- 2945,51	1	1,33
6	Кочевское	2840,40- 2860,00	19,60	2845,00- 2846,00	1	5,10
7	Новортягунское	2883,00- 2911,14	28,14	2885,6- 2907,41	21,81	77,51
8	Повховское	2960,58- 3006,54	45,96	2977,61- 3004,92	27,31	59,42
9	Повховское	2960,28- 2990,46	30,18	2978,99- 2979,00	0,99	3,28
10	Повховское	2980,58- 3000,34	19,76	2980,58- 2980,34	0,24	1,2
11	Повховское	2960,28- 3007,54	47,96	2961,54- 2962,00	0,46	0,95
12	Равенское	2855,00- 2863,00	8,00	2860,60- 2861,00	0,4	5,00
13	Свободное	2860,00- 2882,65	22,65	2860,65- 2872,89	12,24	54,03
14	Южно-Ягунское	2788,00- 2825,92	37,92	2790,27- 2825,44	35,17	92,74
15	Южно-Ягунское	2724,00- 2748,5	24,5	2746,98- 2746,33	0,65	2,65
16	Яркое	2888,00- 2904,00	16,00	2091,10- 2091,55	0,45	2,81

Параметр S_1 , представляющий собой содержание нефти в породе, демонстрирует корреляцию с содержанием органического углерода ($C_{орг}$) (Рисунок 2.10). Это объясняется тем, что нефть в отложениях баженовской свиты сорбируется органическим веществом. В определенных случаях отмечается увеличение содержания параметра S_1 по сравнению с органическим углеродом. Это явление может быть связано с наличием подвижной нефти и, таким образом, может служить индикатором наличия интервалов коллекторов.

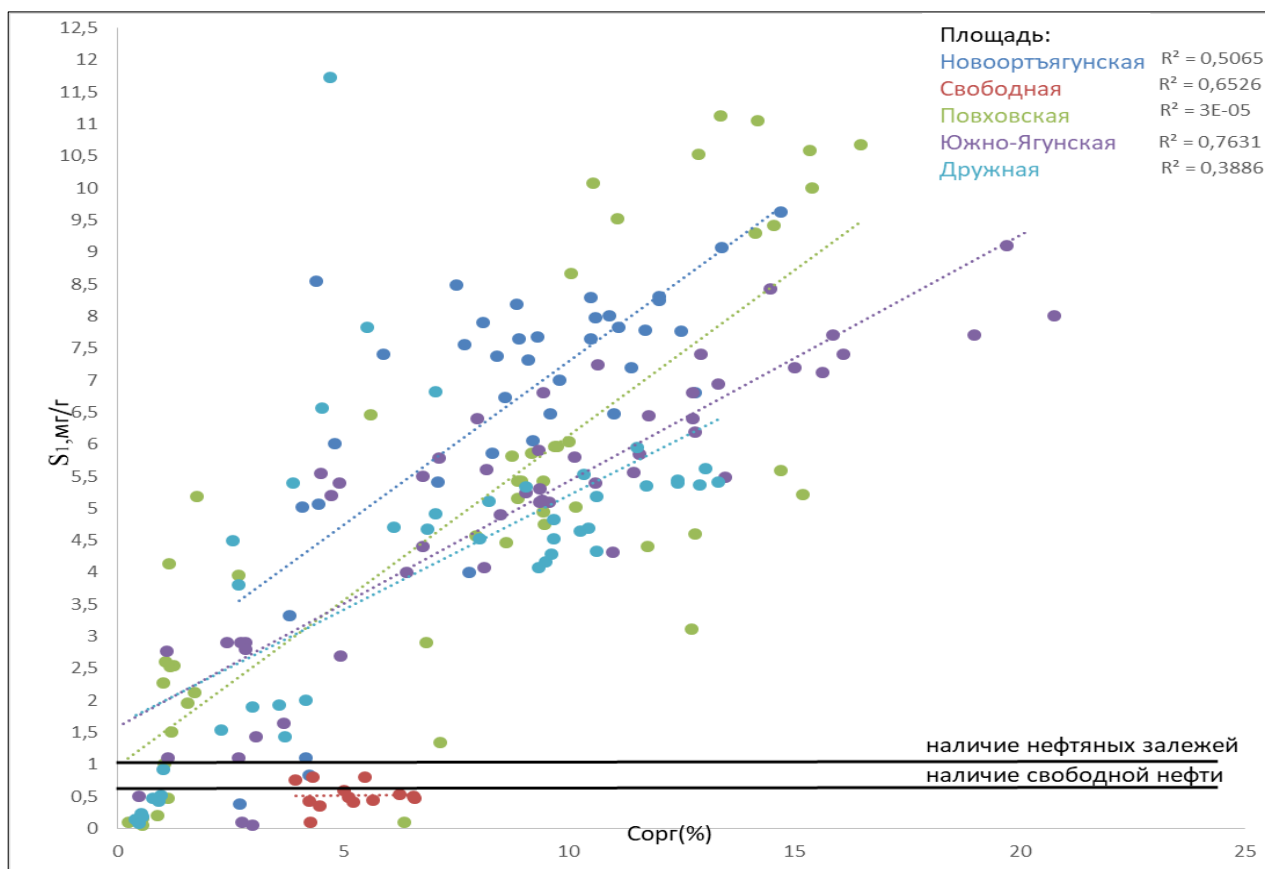


Рисунок 2.10 – Зависимость параметра S_1 от $C_{орг}$

Параметр отношения $S_1/C_{орг}$ представляет значительный интерес для выявления перспективных интервалов и служит ключевым индикатором для оценки потенциала нефтегазоносности в исследуемых скважинах. Значения, превышающие 0,7 отн. ед, указывают на возможное присутствие свободной нефти в то время, как значения, превышающие 1 отн. ед, могут свидетельствовать о наличии нефтяных залежей [137].

Исходя из полученных результатов пиролиза, можно заключить, что интервалы с повышенным параметром $S_1/C_{орг}$ сопоставимы с карбонатными прослоями и радиоляритами (Рисунок 2.11). Такие интервалы, где отношение $S_1/C_{орг}$ превышает установленные пороговые значения, могут представлять интерес для дополнительного анализа и детального изучения с целью выявления возможных нефтяных залежей.

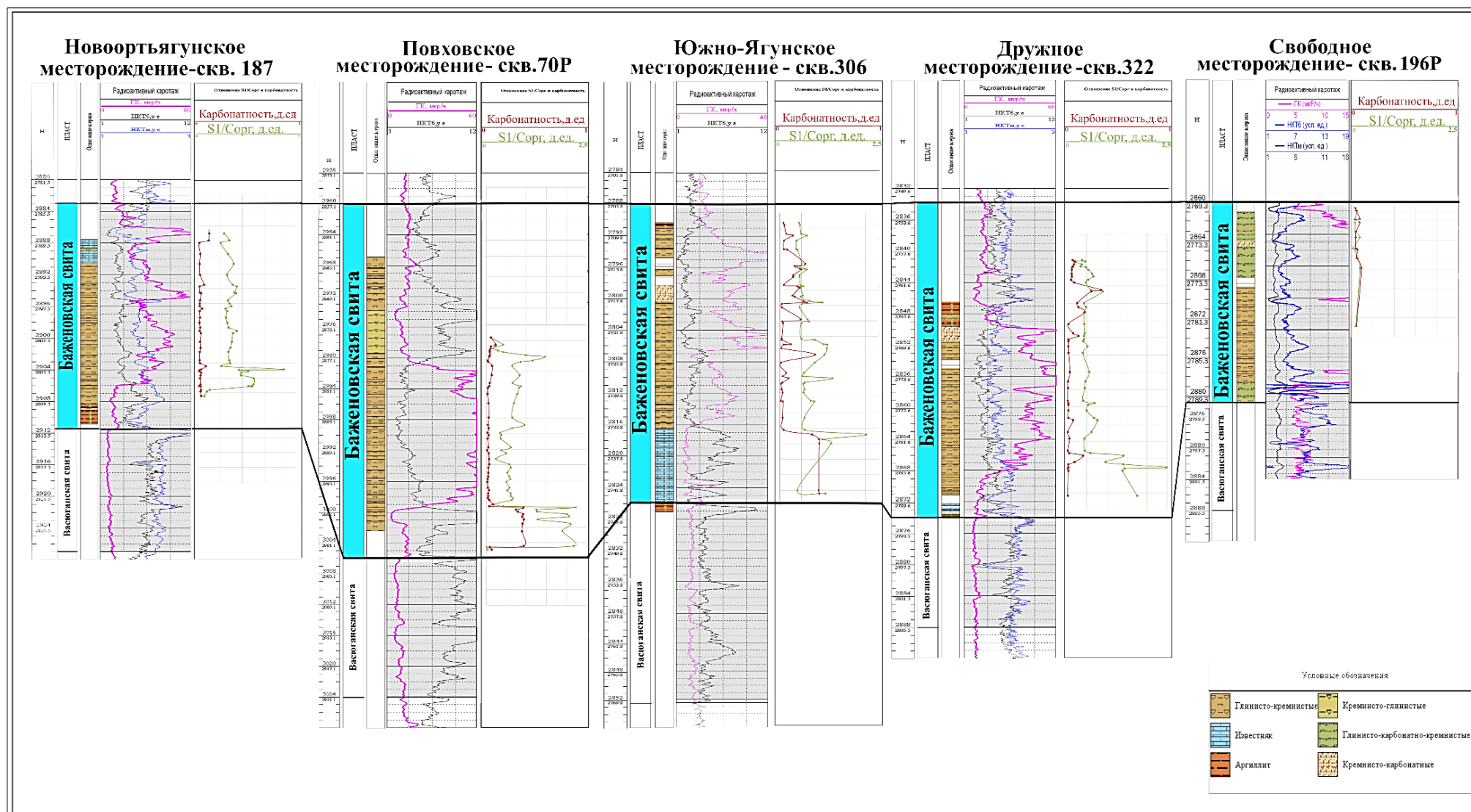


Рисунок 2.11 – Зависимость параметра S_1/C_{org} от карбонатности по глубине на примере 5 скважин, расположенных в Новоортьягунском, Повховском, Южно-Ягунском, Дружном, Свободном месторождении

При рассмотрении зависимости параметра $S_1/C_{орг}$ от уровня катагенетической зрелости (T_{max}), можно отметить, что при низких уровнях катагенеза ($T_{max} < 435$ °C) значение параметра $S_1/C_{орг}$ не превышает 0,5 отн. ед. (Рисунок 2.12).

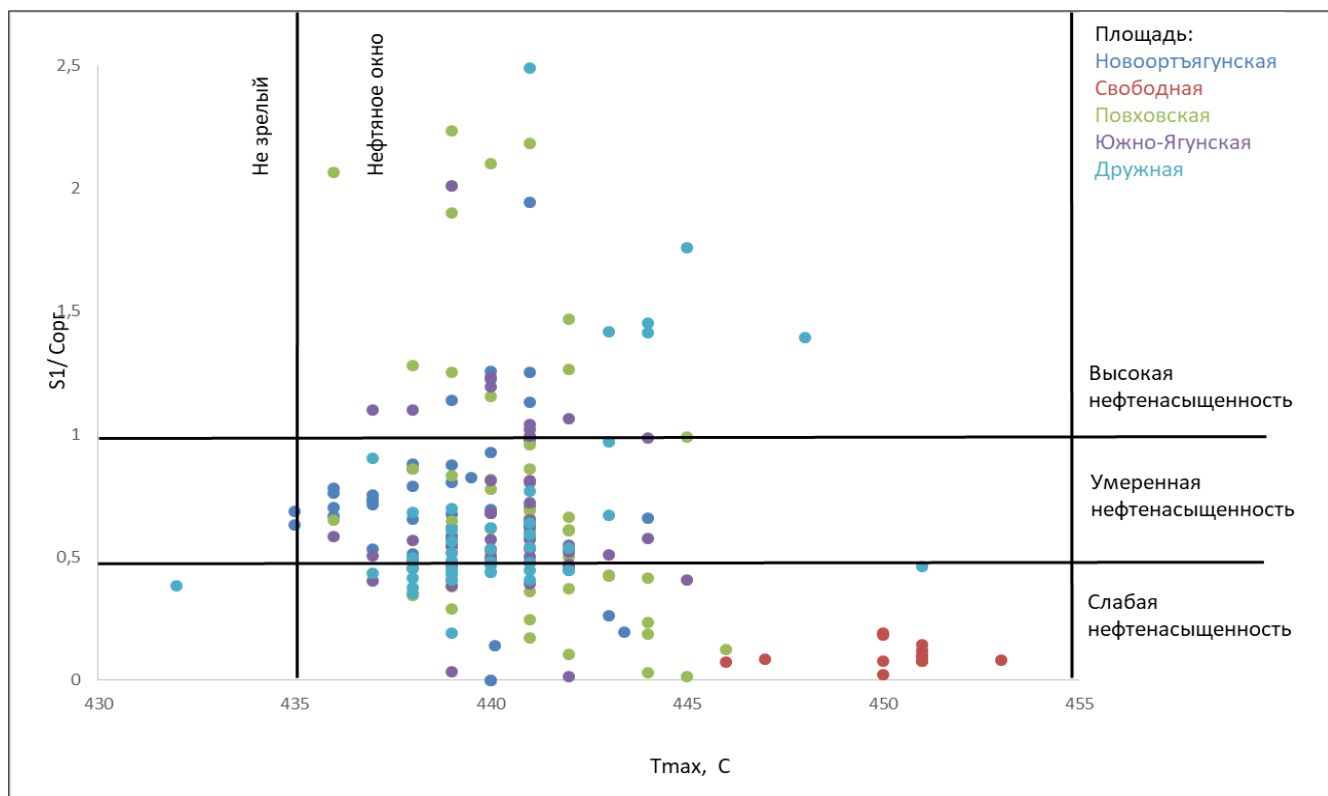


Рисунок 2.12 – Зависимость параметра $S_1/C_{орг}$ от уровня катагенеза

В диапазоне $T_{max} = 436-447$ °C отмечаются значения параметра $S_1/C_{орг}$, превышающие 1 отн. ед, что совпадает с пиком генерации нефти и выделением нефтенасыщенных интервалов – этот период соответствует градации катагенеза МК₂. При дальнейшем увеличении уровня катагенеза ($T_{max} > 445$ °C) параметр $S_1/C_{орг}$ снижается, свидетельствуя о реализации потенциала баженовской свитой и завершении процесса генерации жидких углеводородов.

Другим важным показателем, указывающим на наличие свободной нефти, является $OPI = S_1 / (S_1 + S_2)$ (Рисунок 2.13). При значениях этого параметра выше 0,2 можно предполагать наличие свободной нефти в породе и выявление нефтескоплений.

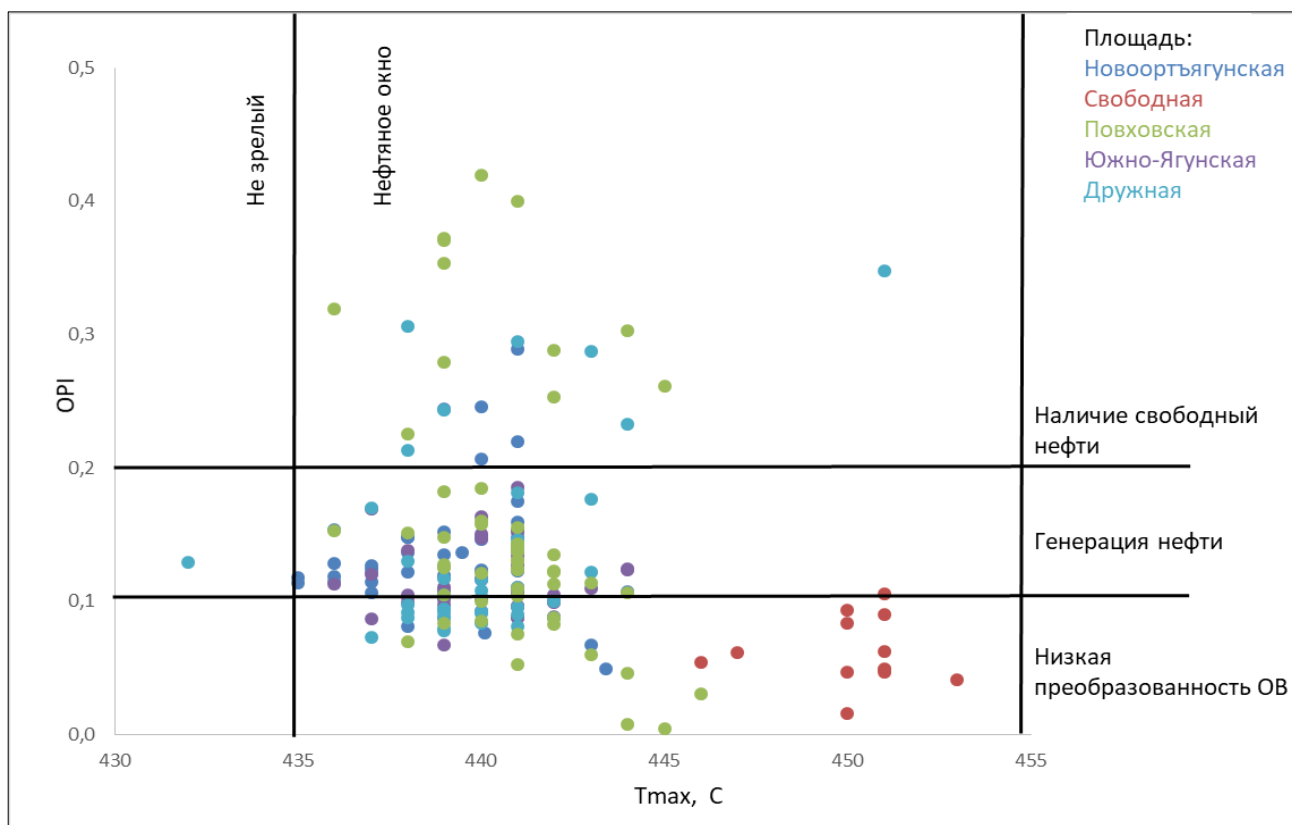


Рисунок 2.13 – Зависимость параметра OPI от уровня катагенеза

В диапазоне низких уровней катагенеза ($T_{\max} < 435^{\circ}\text{C}$) находится лишь один образец, что указывает на незначительную генерацию нефти. Большинство образцов характеризуются значениями $T_{\max}$ 435-450 $^{\circ}\text{C}$ и OPI 0,1-0,2 отн. ед., что соответствует началу градации МК_2 по степени катагенетической преобразованности органического вещества. При дальнейшем увеличении уровня катагенеза наблюдается рост параметра OPI, обусловленный интенсификацией процессов нефтегенерации, тогда как при температурах пиролиза свыше 450 $^{\circ}\text{C}$ увеличение OPI связано уже с истощением нефтегенерационного потенциала (снижение S_2) при сохранении или повышении S_1 . Таким образом, информативность параметра OPI для прогноза продуктивных интервалов оправдана преимущественно на стадиях катагенеза, не превышающих МК_3 .

2.1.3 Оценка нефтегенерационных свойств баженовской свиты

На основании анализа диаграммы $T_{\max}$ – HI, с использованием классификации, предложенной Б. Тиссо и Д. Вельте [106], определён тип органического вещества, присутствующего в отложениях баженовской свиты (Рисунок 2.14).

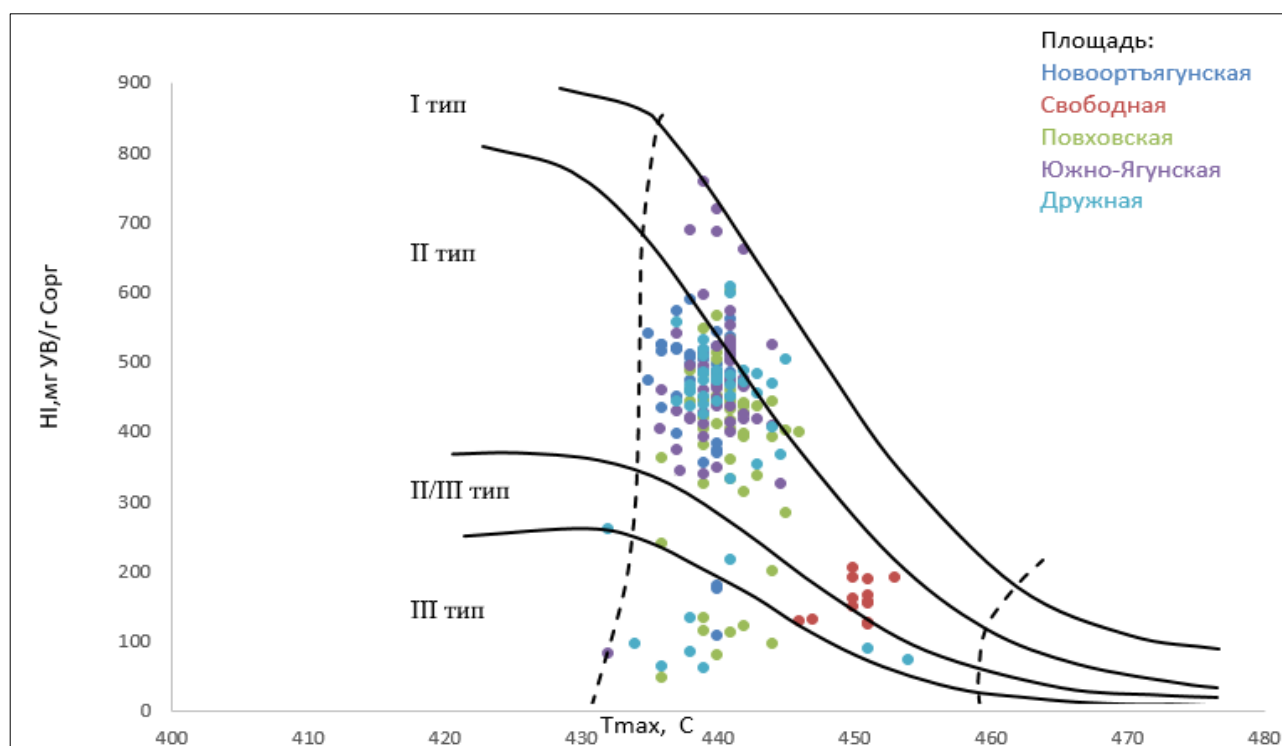


Рисунок 2.14 – Распределение водородного индекса (HI) от максимальной температуры ($T_{\max}$)

Согласно результатам проведенных исследований (Рисунок 2.15), кероген, входящий в состав баженовской свиты, относится ко второму типу. Данный тип керогена способен генерировать от 60 до 70 % углеводородов и гетероорганических соединений от массы исходного керогена, что подчёркивает высокий нефтегазогенерационный потенциал исследуемых отложений. В дальнейшем проведён детальный анализ полученных результатов на основе расчетных показателей, полученных по образцам, отобраным из разрезов скважин каждой исследуемой площади в отдельности.

Дружное месторождение

Дружное месторождение характеризуется чередованием глинисто-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, относящихся к верхнеюрско-нижнемеловым отложениям баженовской свиты. Геохимический анализ образцов позволил провести их стратификацию по содержанию органического вещества ($C_{орг}$) (Рисунок 2.16). Выделяются следующие группы: верхняя глинисто-кремнистая часть разреза ($C_{орг}$ 0,4-0,96 %, среднее 0,6 %, интервал 2844,12-2845,09 м), прослой с повышенным содержанием ($C_{орг}$ 2,3-4,18 %, среднее 3,2 %, интервал 2845,55-2846,58 м), а также глинисто-кремнистые толщи с характерной концентрацией $C_{орг}$ 5-13 % (среднее значение 9 %) и наличием мощных кремнисто-карбонатных прослоев.

В разрезе скважины 322-Дружного месторождения преобладают глинисто-кремнистые и кремнисто-карбонатные литотипы. В верхней части наблюдаются прослой глинисто-кремнистых пород, что фиксируется в интервале глубин 2851,44-2868,16 м. Ниже, на глубинах 2868,35-2871,33 м, локализуются карбонатные отложения с прослаиванием глинисто-кремнистых пород. Основные геохимические параметры представлены на рисунках 2.17-2.19.

Отражательная способность образцов горных пород находится в интервале 0,6-0,9 %, что указывает на умеренный потенциал основной доли керогена. Эти породы достигли нефтяного окна и приближаются к пику зрелости, при котором развивается формирование конденсата и газа. Данные параметры свидетельствуют о завершении основной стадии нефтегазообразования и потенциале углеводородной генерации в разрезе.

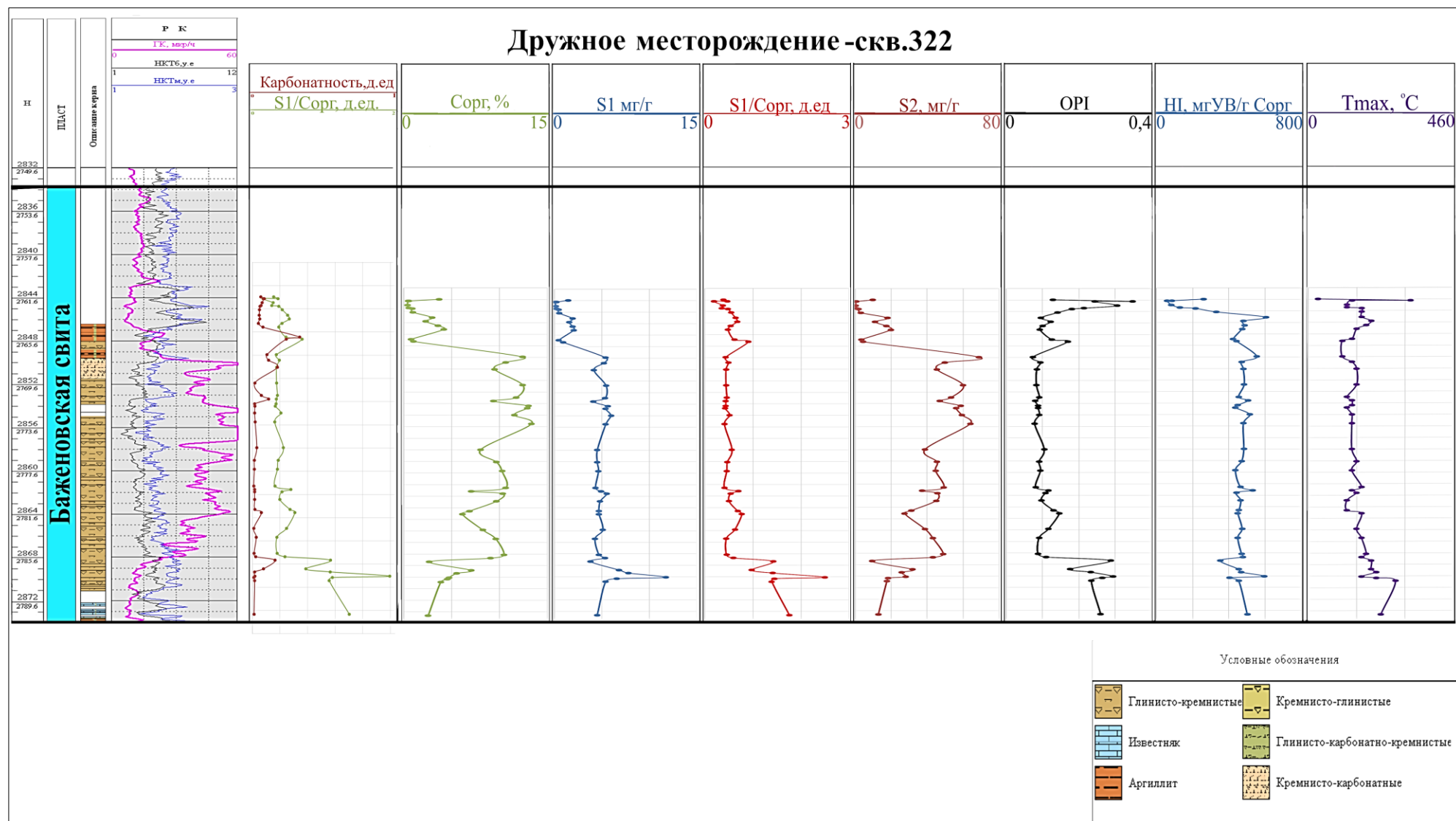


Рисунок 2.16 – Геохимический разрез Дружного месторождения

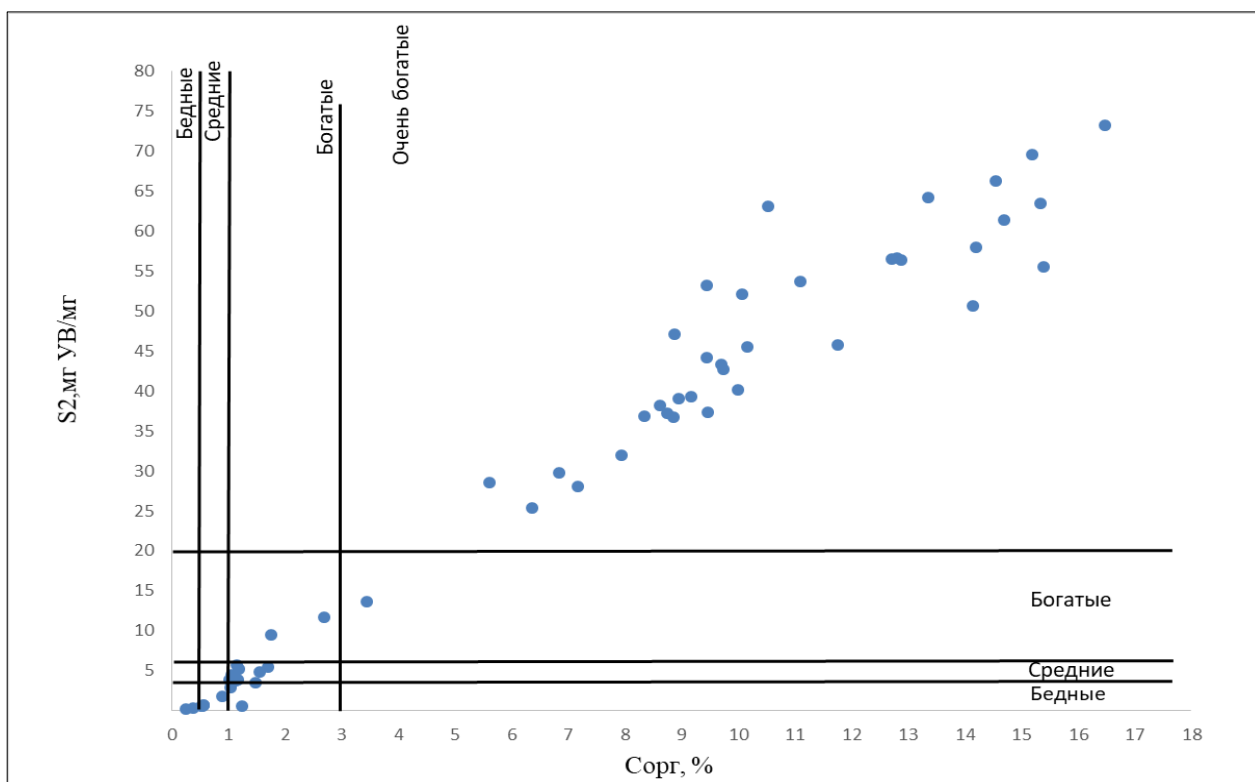


Рисунок 2.17 – Отношение углеводородного потенциала(S_2) от содержания органического вещества(C_{org})

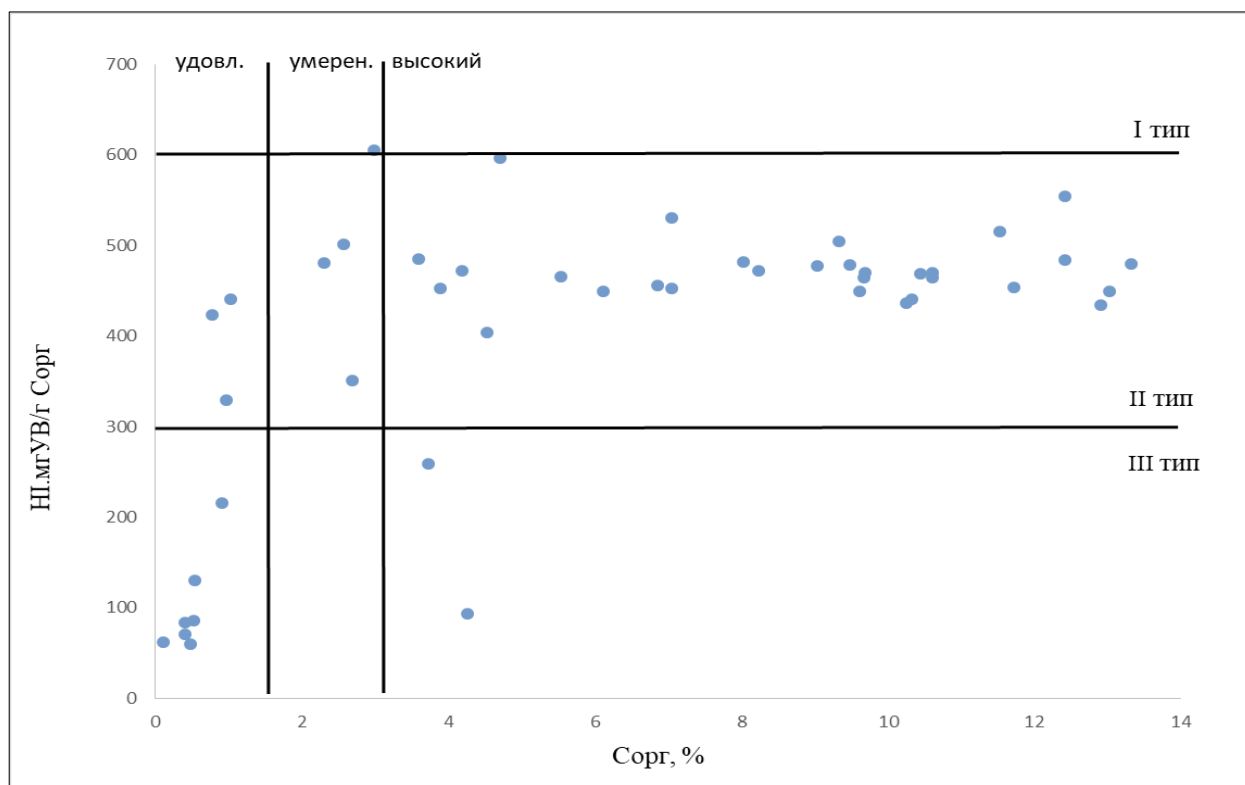


Рисунок 2.18 – Распределение водородного индекса (HI) от содержания органического вещества (C_{org})

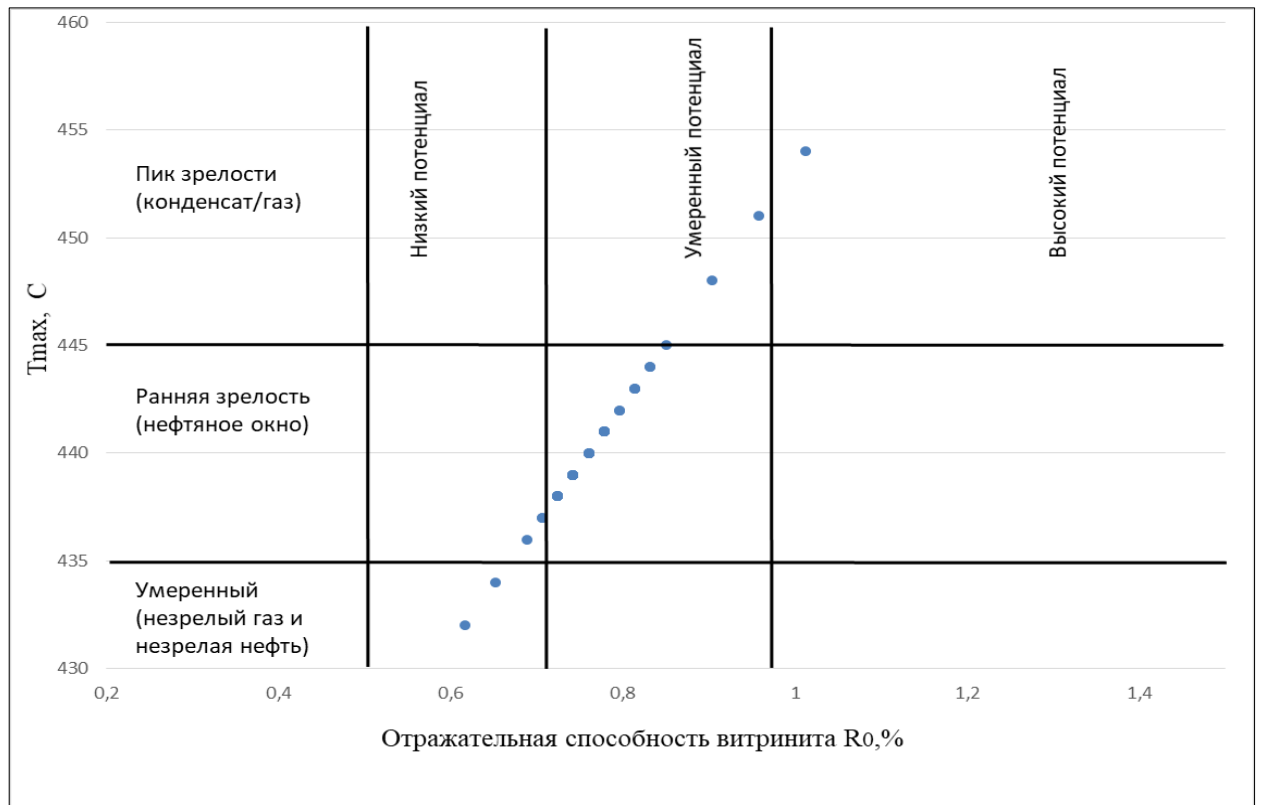


Рисунок 2.19 – Распределение отражательной способности витринита (R_0) от максимальной температуры (T_{max})

Новоортьягунское месторождение

Новоортьягунское месторождение характеризуется чередованием глинисто-карбонатно-кремнистых и глинисто-кремнистых пород, относящихся к верхнеюрско-нижнемеловым отложениям баженовской свиты. Содержание общего органического вещества в пределах баженовской свиты варьируется от 3,8 до 14,7 %, при этом среднее значение составляет 8,9 % (Рисунок 2.20). Карбонатность в большинстве случаев колеблется между 2,5-7 %, при среднем значении 6,8 %, однако в отдельных прослоях она достигает значений от 17,5 % до 25,5 % (интервалы 2903,85-2903,93 м и 2885,6-2886,54 м).

Для оценки органического и углеводородного потенциала построена диаграмма зависимости $C_{орг}$ (%) от величины пика S_2 (мг УВ/г породы) (Рисунок 2.21), по которому можем увидеть прямую зависимость и отнести образцы к очень богатому типу. Образцы пород из Новоортьягунского

месторождения характеризуются НІ в интервале 300-600 мг УВ/г C_{org} , подтверждая принадлежность керогена ко второму типу (Рисунок 2.22).

Анализ результатов показывает, что кероген материнских пород баженовской свиты находится в зоне активной генерации углеводородов и характеризуется смешанным происхождением. Содержание органического вещества в породах служит ключевым параметром для оценки их генетического потенциала. На основании графика распределения водородного индекса (НІ) от содержания органического вещества (C_{org}) можно сделать вывод, что исследуемые породы обладают в основном умеренными и высокими генерационными потенциалами. Это свидетельствует о том, что органическое вещество в породах имеет достаточное количество водорода, что обеспечивает их способность к эффективному образованию углеводородов при соответствующих термических условиях.

Отражательная способность исследованных образцов горных пород варьируется в пределах 0,6-0,83 % (Рисунок 2.23). Полученные значения свидетельствуют о том, что кероген характеризуется умеренным генерационным потенциалом. Исследуемые породы находятся на ранней стадии термокатагенетического преобразования и достигли нефтяного окна.

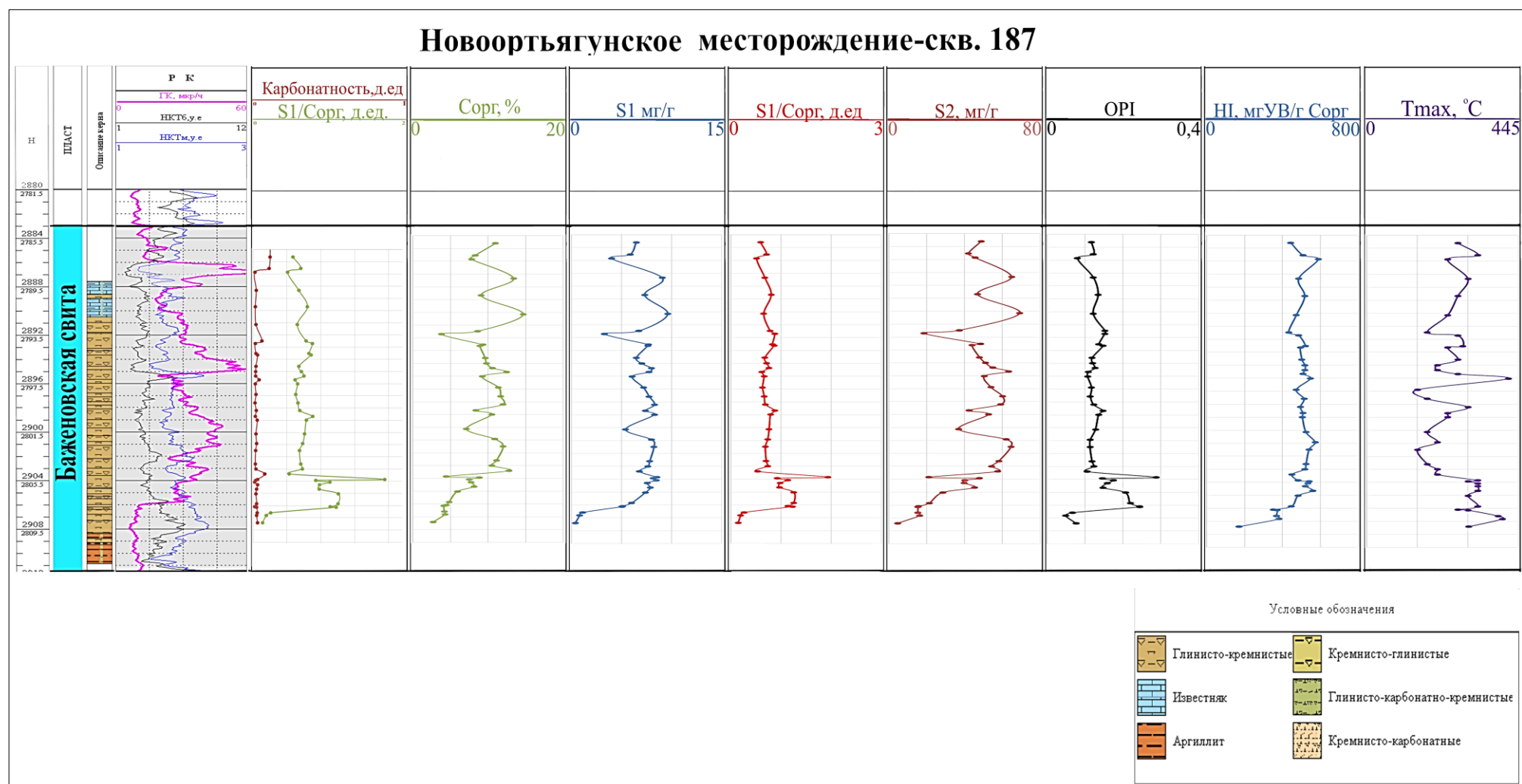


Рисунок 2.20 – Геохимический разрез Новоортьягунского месторождения

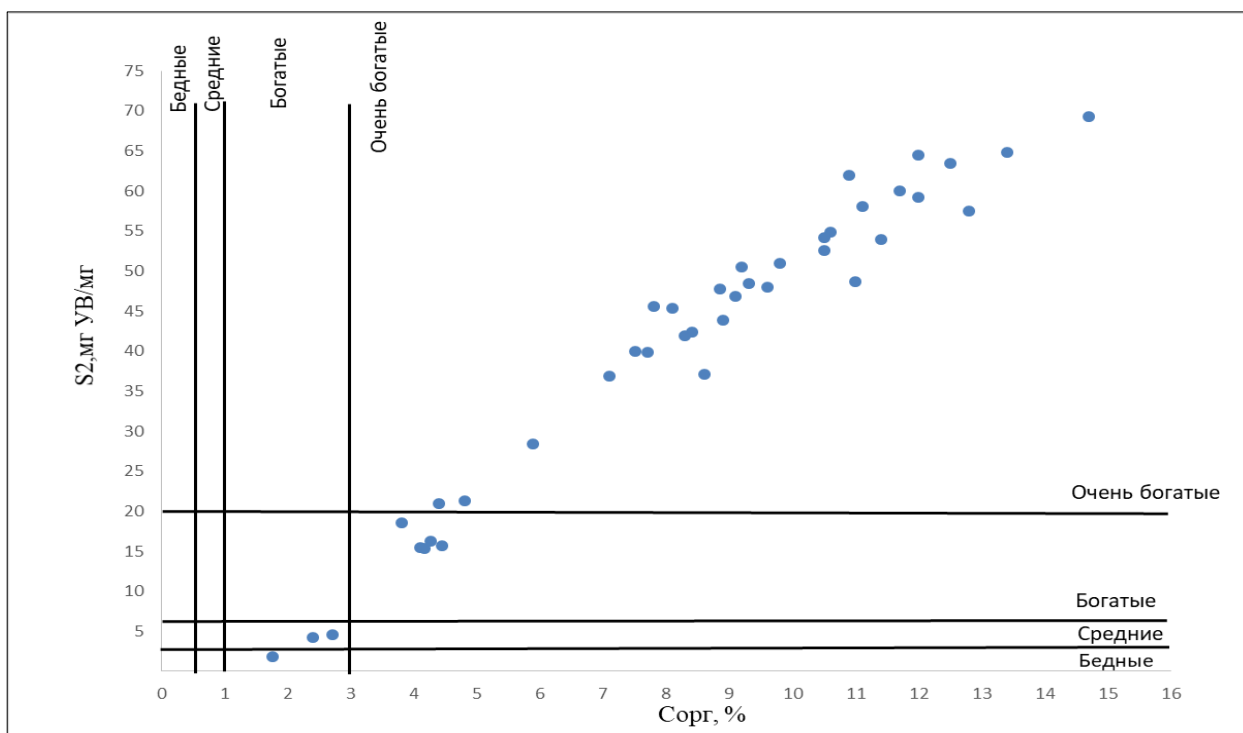


Рисунок 2.21 – Отношение углеводородного потенциала(S_2) от содержания органического вещества(C_{org})

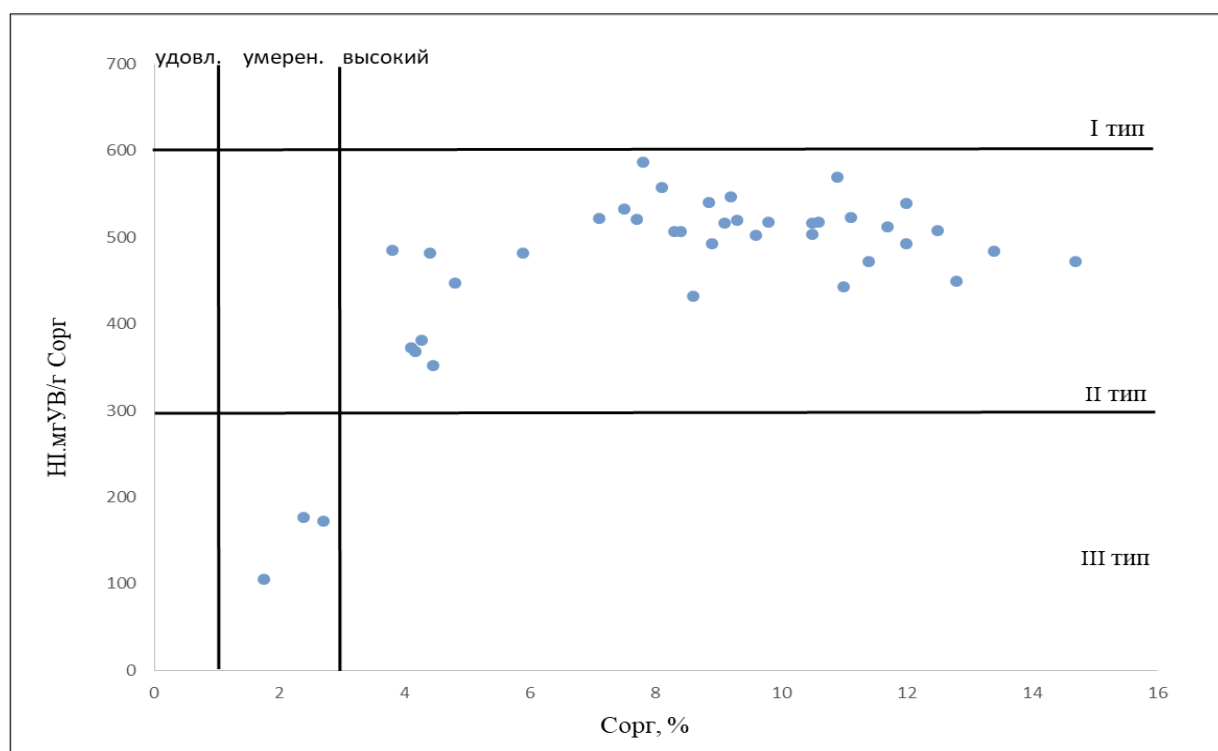


Рисунок 2.22 – Распределение водородного индекса (HI) от содержания органического вещества (C_{org})

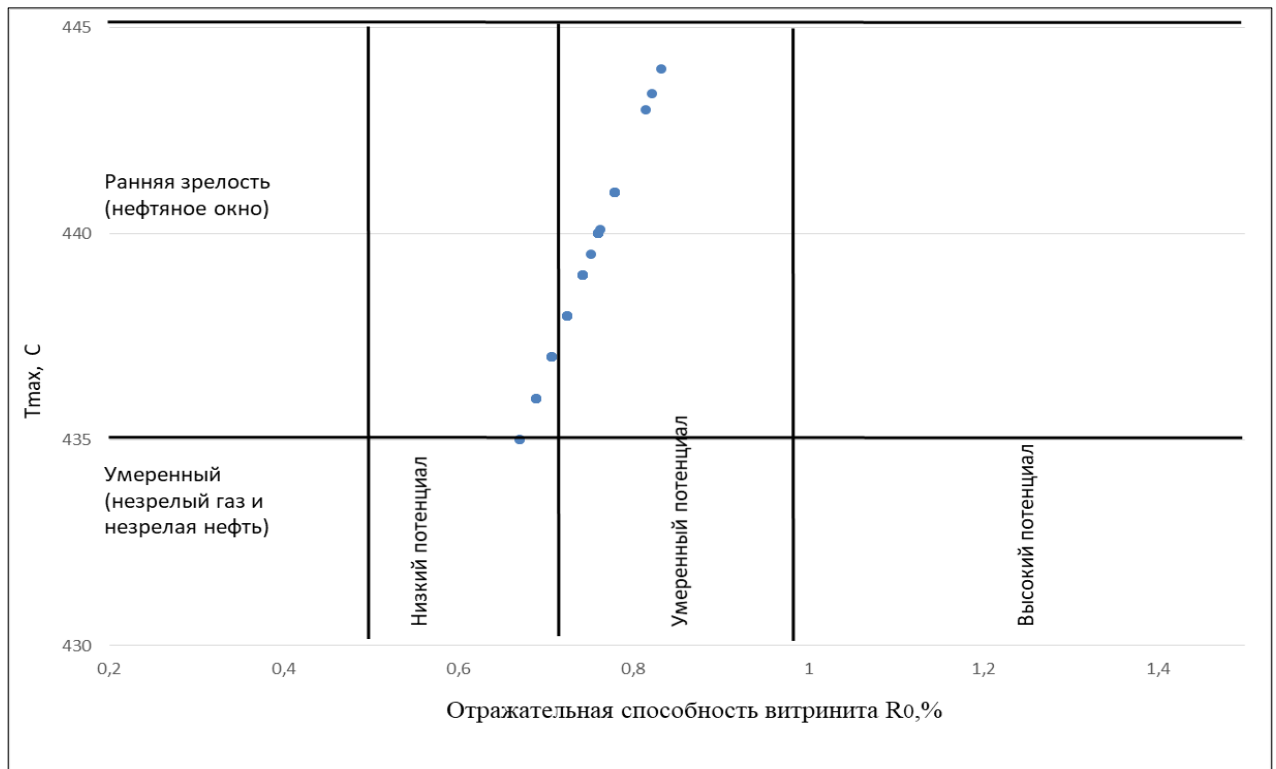


Рисунок 2.23 – Распределение отражательной способности витринита (R_0) от максимальной температуры (T_{max})

Повховское месторождение

Образцы Повховского месторождения, аналогично данным по Дружному месторождению, характеризуются хорошим нефтегенерационным потенциалом. В разрезе скважины 70Р преобладают глинисто-кремнистые и кремнисто-глинистые литотипы. В верхней части наблюдаются прослои глинисто-кремнистых пород, что фиксируется в интервале глубин 2866,44-2874,16 м и 2880,00-3004,00 м. Содержание органического вещества ($C_{орг}$) изменяется в диапазоне 0,24-16,47 %, при среднем значении 7,2 % (Рисунок 2.24).

Значения водородного индекса в анализируемых породах колеблются в диапазоне 109-334 мг углеводородов на грамм органического углерода ($C_{орг}$), что соответствует керогену преимущественно II типа с переходными формами к I типу, некоторые образцы характеризуются III типом с переходными формами ко II типу (Рисунки 2.26-2.27).

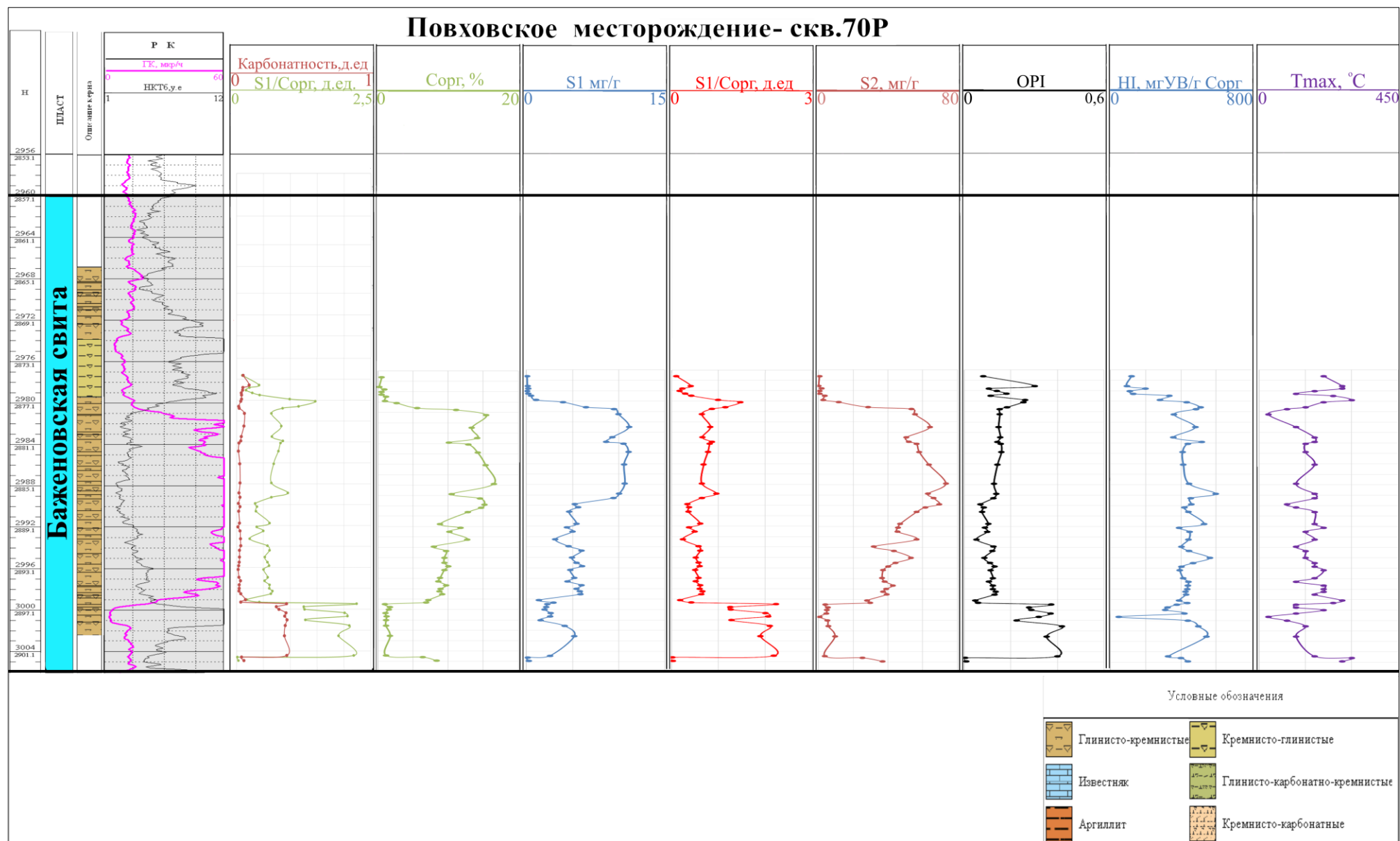


Рисунок 2.24 – Геохимический разрез скважины Повховского месторождения

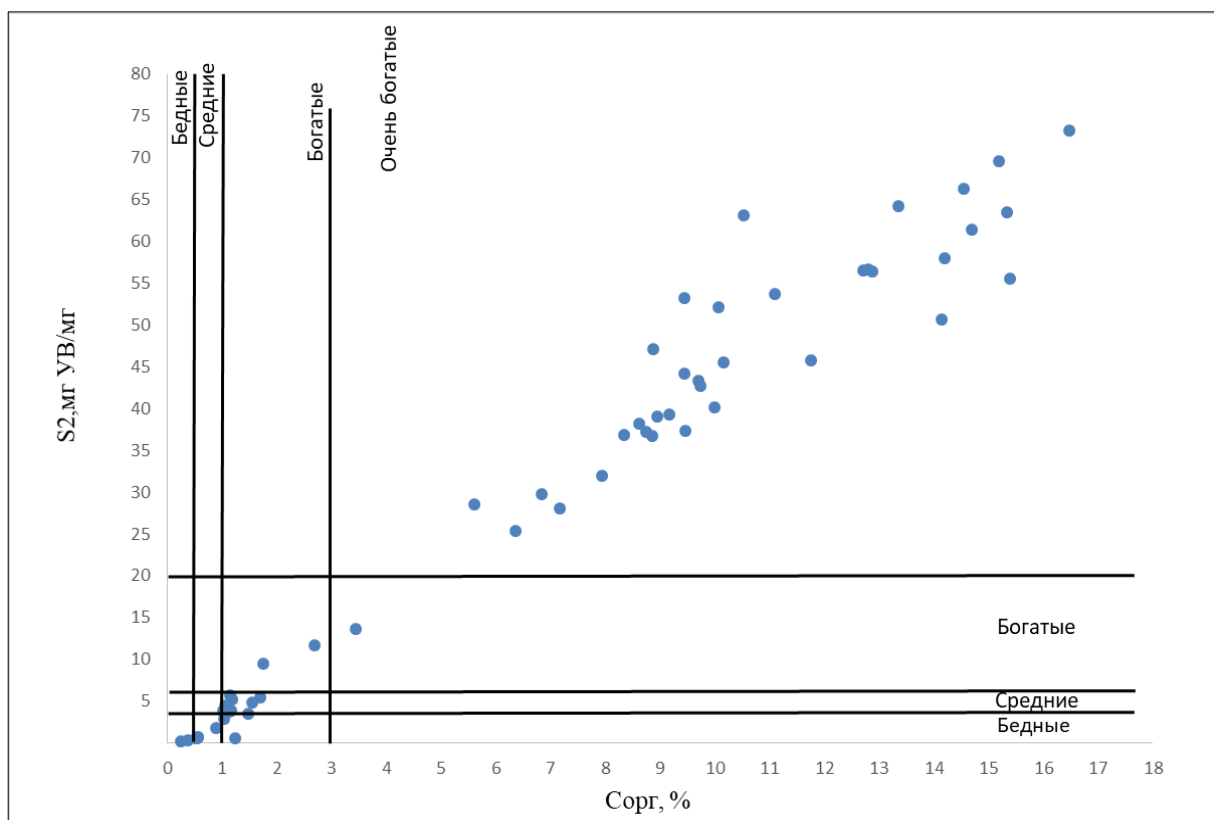


Рисунок 2.25 – Отношение углеводородного потенциала(S_2) от содержания органического вещества($C_{орг}$)

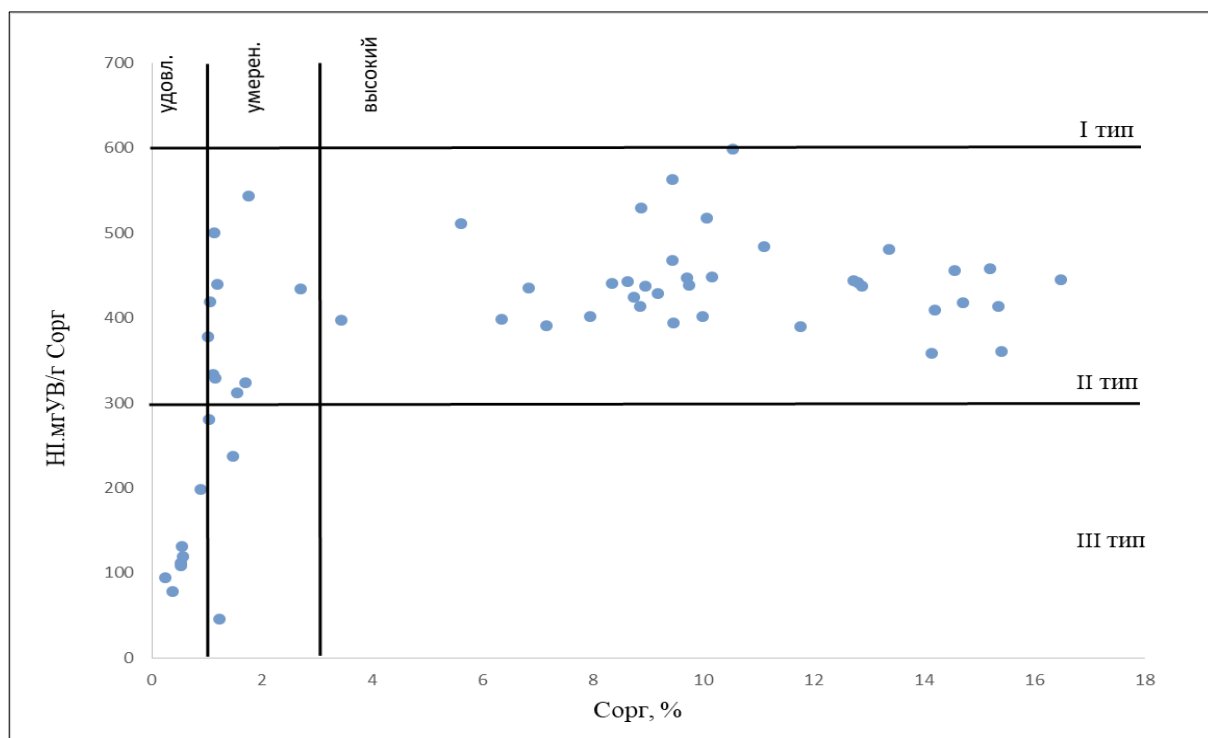


Рисунок 2.26 – Распределение водородного индекса (HI) от содержания органического вещества ($C_{орг}$)

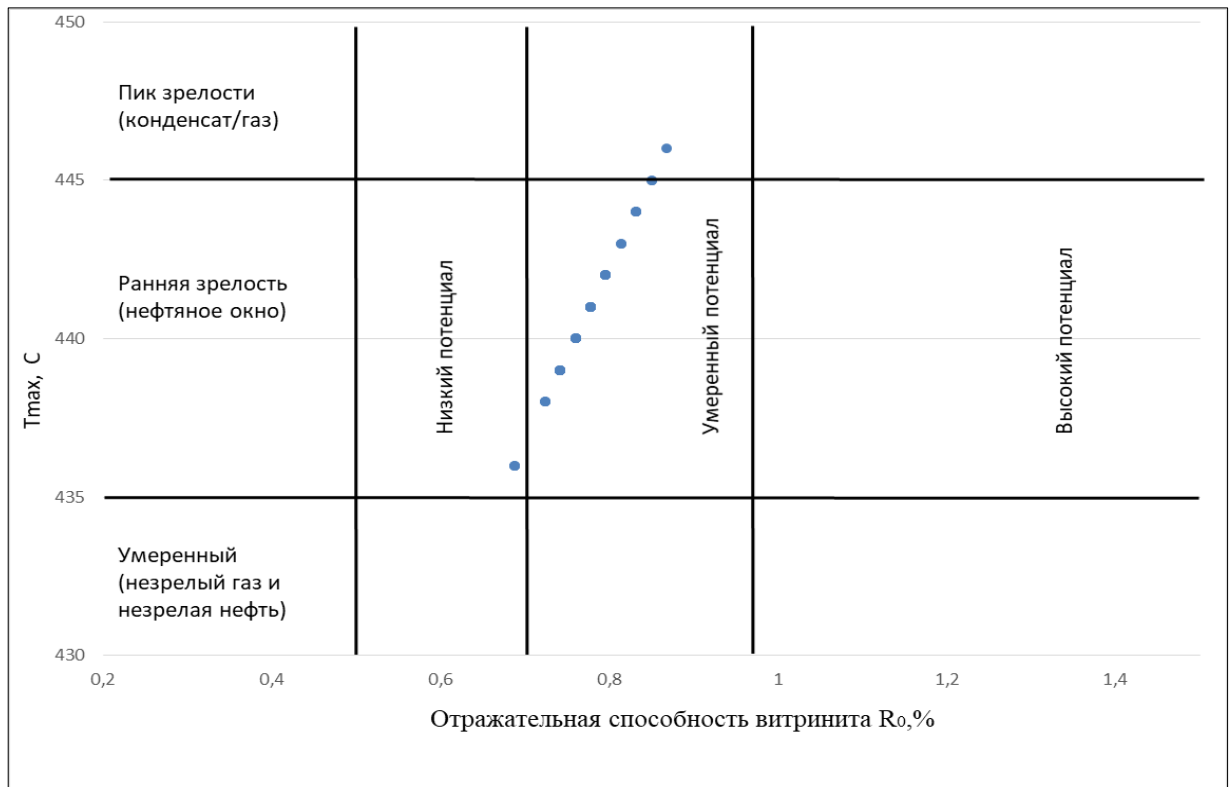


Рисунок 2.27 – Распределение отражательной способности витринита (R_0) от максимальной температуры ($T_{\max}$)

Показатель отражательной способности витринита (Рисунок 2.27) изменяется в диапазоне 0,6-0,87 %, что указывает на нахождение части керогена на ранней стадии зрелости и в зоне пика катагенетического преобразования. Исследованные породы достигли нефтяного окна и приближаются к оптимальной стадии генерации конденсатно-газовой фазы. Большинство образцов достигают пика зрелости, тогда как незначительная их часть соответствует ранней стадии катагенеза.

Свободное месторождение

Образцы, отобранные из скважины 196Р Свободного месторождения, характеризуются литологической однородностью в виде глинисто-карбонатно-кремнистых и глинисто-кремнистых отложений (Рисунок 2.28).

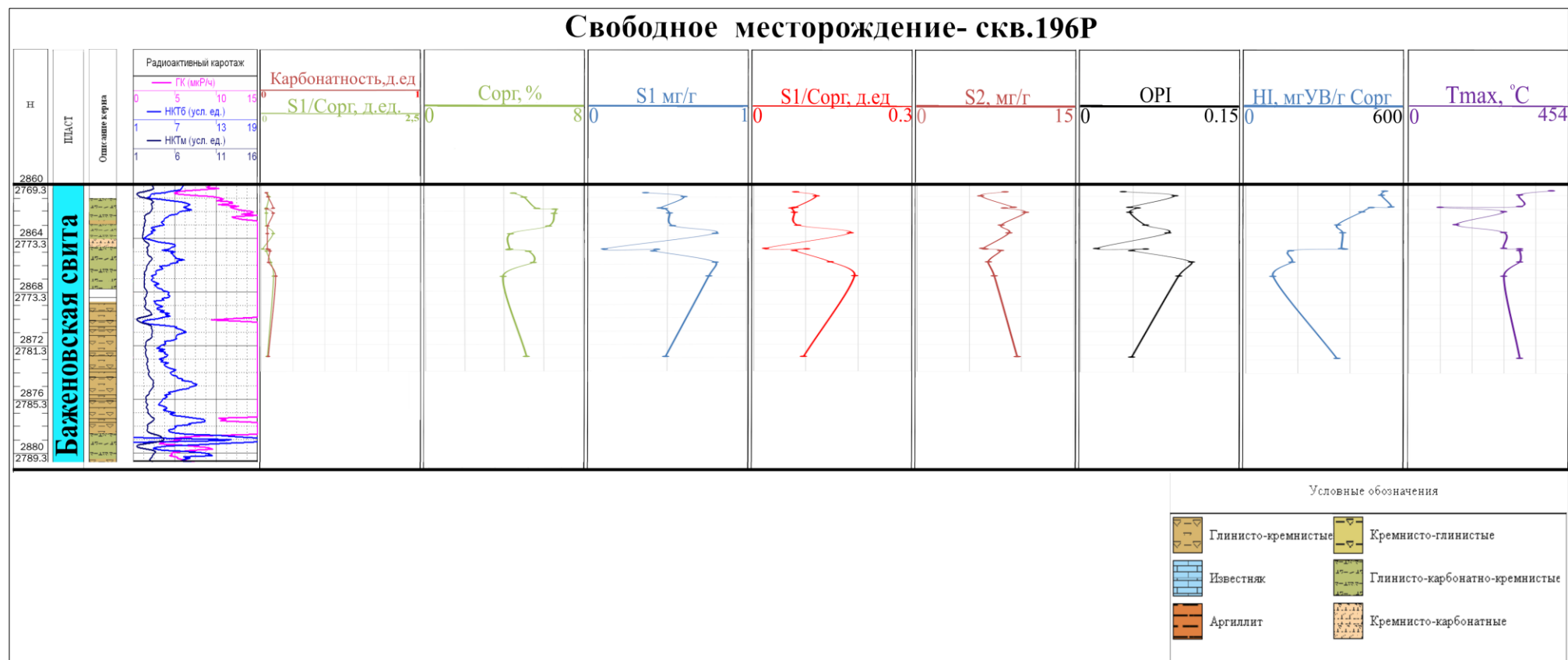


Рисунок 2.28 – Геохимический разрез Свободного месторождения

Максимальная температура преобразования органического вещества ($T_{\max}$) составляет 446-453 °С (среднее значение 450 °С). Для количественной оценки органического и углеводородного потенциала построена диаграмма зависимости концентрации $C_{\text{орг}}$ (%) от пика S_2 (мг УВ/г породы) (Рисунок 2.29).

На основании графика распределения водородного индекса (HI) от содержания органического вещества ($C_{\text{орг}}$) (Рисунок 2.30) можем сделать вывод, что породы имеют преимущественно низкие генерационные потенциалы. Отложения Свободного месторождения относятся ко II типу керогена (HI 100-300 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$).

Отражательная способность образцов горных пород находится в интервале 0,6-0,87 % – это свидетельствует о том, что кероген характеризуется умеренным потенциалом. Эти породы дошли до нефтяного окна и приближаются к пику зрелости формирования конденсата и газа (Рисунок 2.31).

Формально исследуемые образцы относятся к стадии катагенеза МК₃, однако для баженовской свиты такая степень термального преобразования является высокой и соответствует поздним фазам нефтяного окна. Все показатели пиролиза в данном случае отражают содержание остаточного органического вещества и сохраненных углеводородов. Аналогичные уровни зрелости керогена отмечены в Салымской группе месторождений, где из баженовских отложений при опробовании фиксируются притоки нефти до нескольких тонн в сутки.

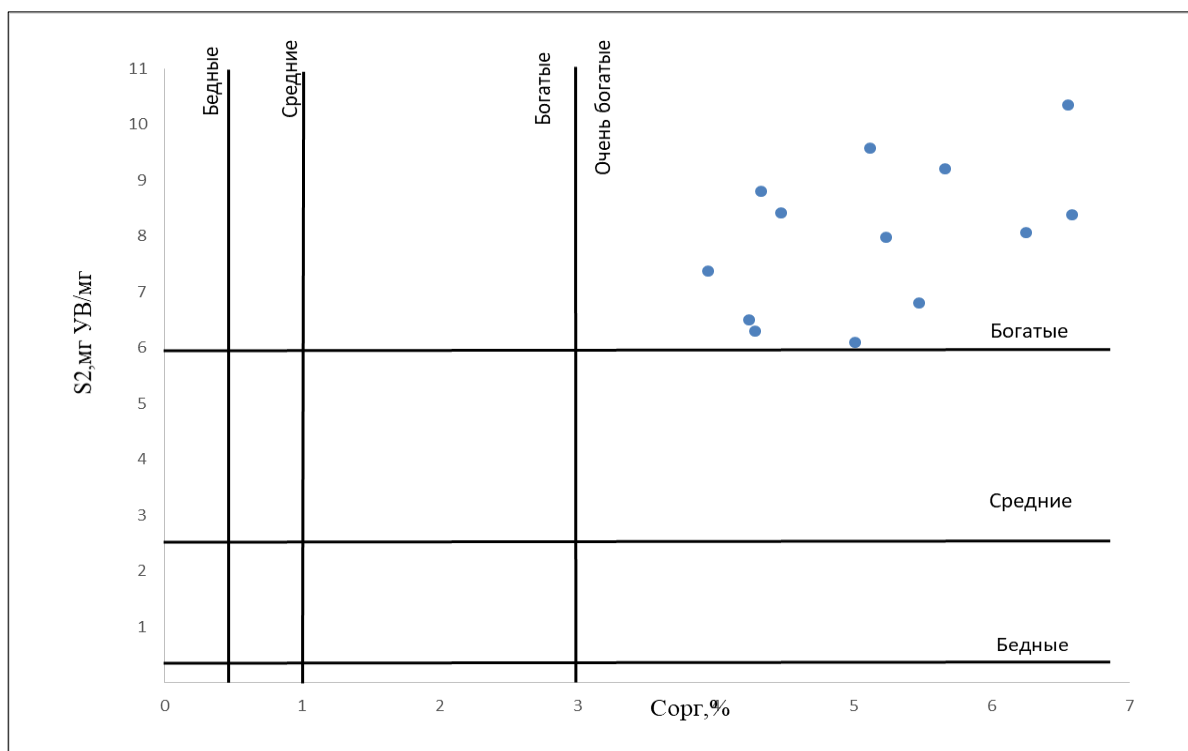


Рисунок 2.29 – Отношение углеводородного потенциала(S_2) от содержания органического вещества ($C_{\text{орг}}$)

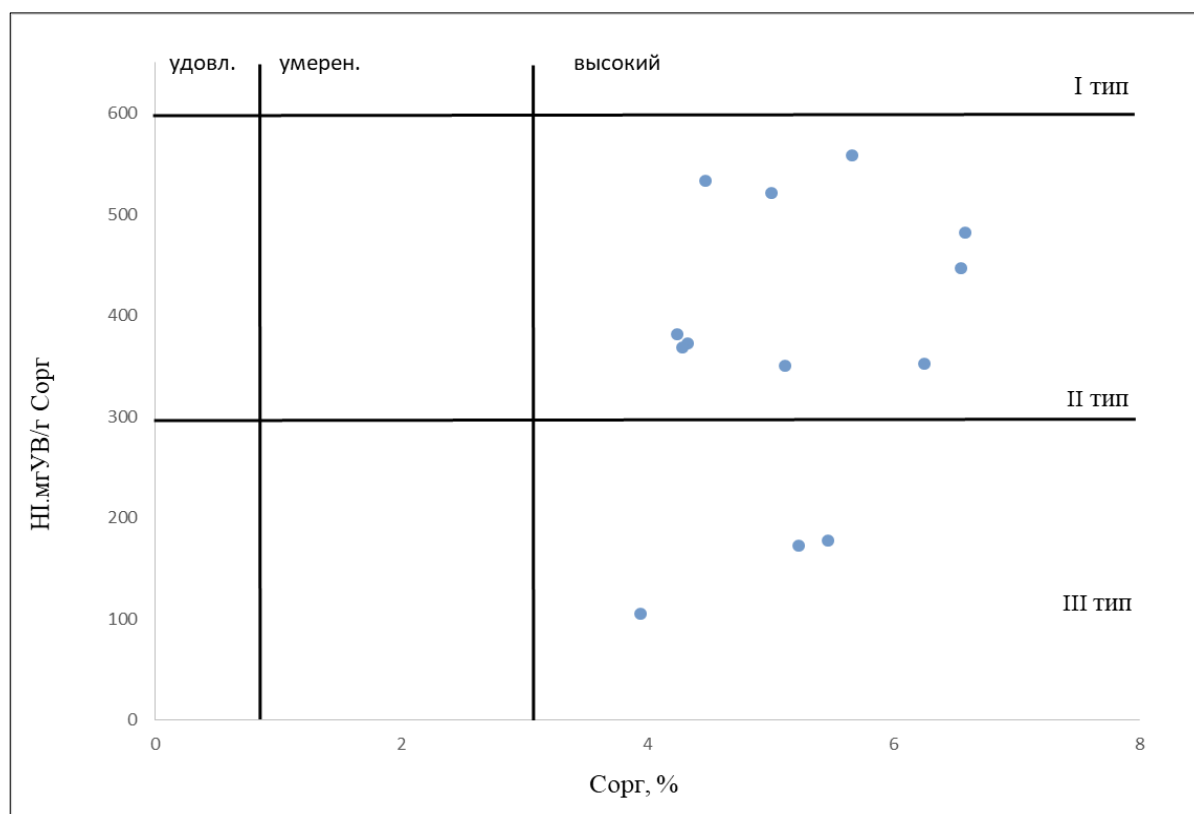


Рисунок 2.30 – Распределение водородного индекса (HI) от содержания органического вещества ($C_{\text{орг}}$)

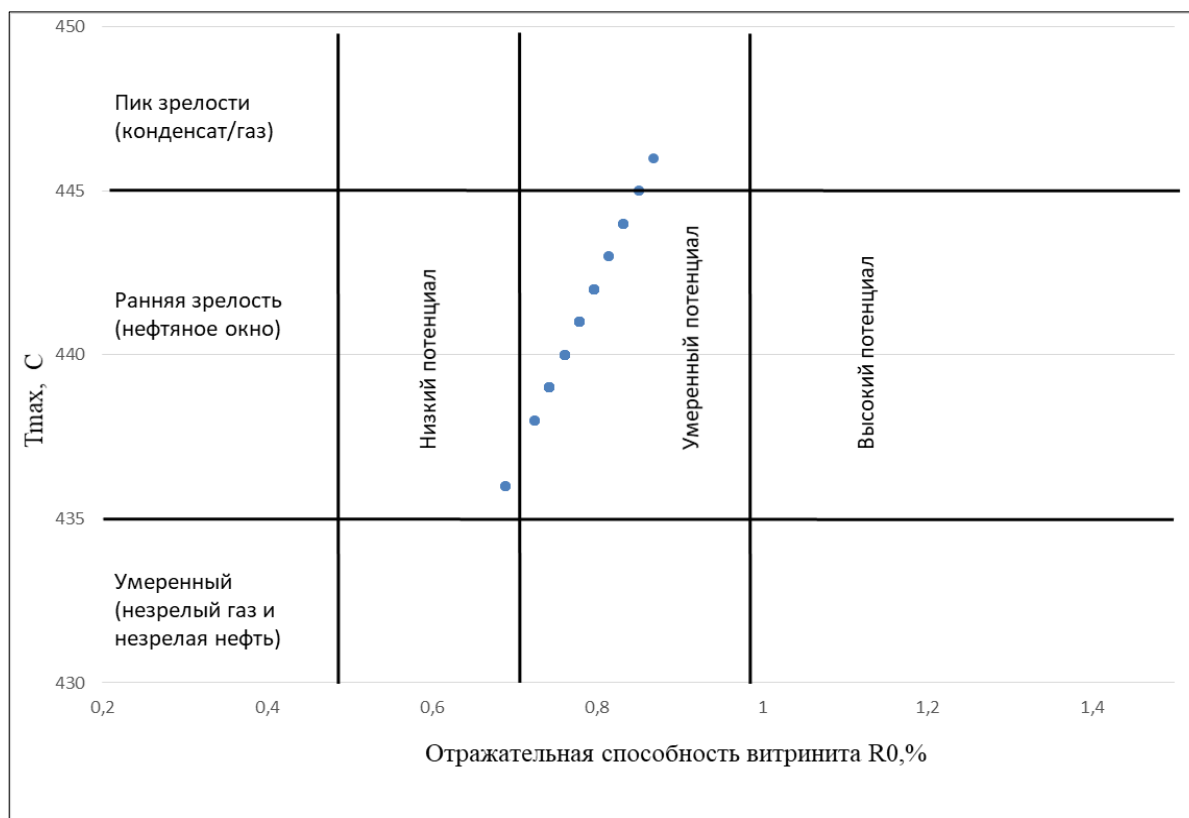


Рисунок 2.31 – Распределение отражательной способности витринита (R_0) от максимальной температуры ($T_{\max}$)

Южно-Ягунское месторождение

Среди пяти рассмотренных месторождений баженовский разрез в Южно-Ягунском месторождении (Рисунок 3.32) отличается наибольшим накоплением органического вещества значения $C_{\text{орг}}$ и достигает 15,86 %, при среднем значении по разрезу около 10,4 %.

Нефтегенерационный потенциал образцов достигает 89,6 мг УВ/г породы, что сопровождается степенью преобразования органического вещества при максимальной температуре $T_{\max}$ в интервале 438-441 °С. Особенностью данного разреза является также повышенное содержание карбонатного материала. Встречаются обширные карбонатно-глинисто-кремнистые горизонты, а карбонатность отдельных прослоев достигает 50-65 %, например, в интервале 2807,45-2808,00 м.

В литологическом и пиролитическом плане выделяются три интервальных подразделения. Верхний глинисто-кремнистый интервал (2788,35-2793,1 м)

содержит $C_{\text{орг}}$ на уровне 6,41-10,97 %, наблюдается максимальное содержание ($C_{\text{орг}} = 11,2$ %) зафиксировано в интервале 2793,00, суммарный потенциал $S_1 + S_2$ достигает 38-49 мг УВ/г породы, а водородный индекс варьируется от 410 до 530 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. Карбонатность в этом интервале находится в пределах 10-30 %, максимальная температура превращения T_{max} равна 441 °С.

Карбонатно-кремнистый интервал разреза (интервал 2798,32-2801,01 м) характеризуется карбонатностью от 9,5 до 43,5 %, среднее значение составляет 33,8 %, генерационный потенциал (S_2) находится в интервале 57 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$.

Глинисто-кремнистый интервал разреза (2801,15-2817,15 м) обладает средней карбонатностью около 12 % (нижний порог 8,2 %, верхний в некоторых образцах доходит до 59 %). Среднее содержание $C_{\text{орг}}$ составляет 8,9 %. Водородный индекс колеблется от 371 до 519 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$.

По величине выхода S_1 , значениям $\text{ОП} = 0,1$ отн. ед. и средним температурам $T_{\text{max}} - 440$ °С, два последних интервала (2793,1-2801,35 м), характеризующихся высоким содержанием органического вещества, могут быть отнесены к категории как превосходные нефтематеринские отложения стадии МК_2 . При этом они не содержат значительного количества параавтохтонного битумоида. Это подтверждается графиком зависимости отношения $S_1/C_{\text{орг}}$.

На основании графика распределения водородного индекса (HI) от среднего содержания органического вещества ($C_{\text{орг}}$) (Рисунки 2.33-2.35) можем сделать вывод, что породы имеют преимущественно высокие генерационные потенциалы. Отложения Южно-Ягунского месторождения относятся ко II типу керогена (HI 350-800 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$). Эти отложения относятся к богатым нефтегазоматеринским толщам.

Отражательная способность образцов горных пород находится в интервале 0,6-0,87 % – это свидетельствует о том, что кероген характеризуется умеренным потенциалом. Эти породы дошли до нефтяного окна и приближаются к пику зрелости формирования конденсата и газа.

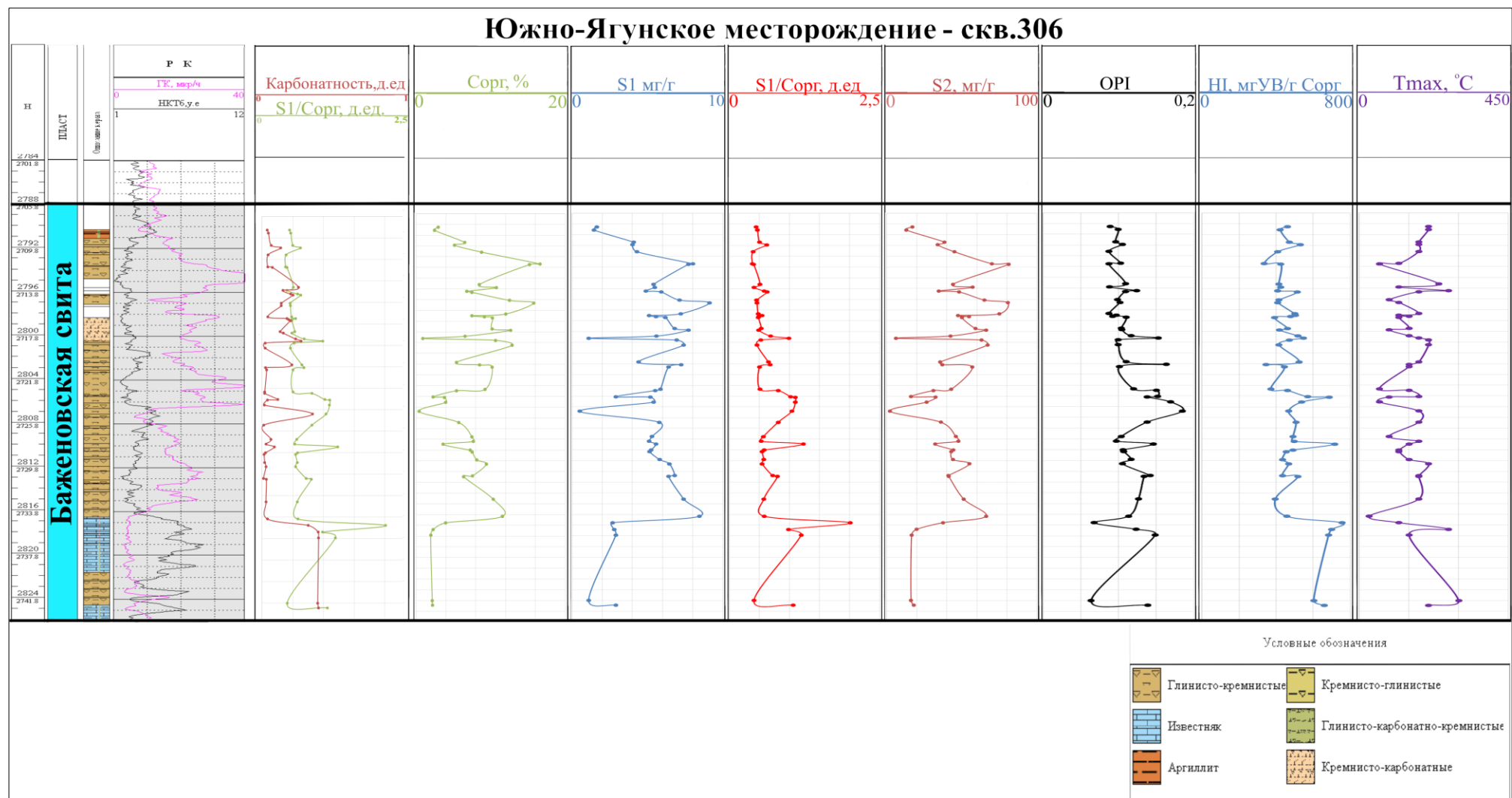


Рисунок 2.32 – Геохимический разрез Южно-Ягунского месторождения

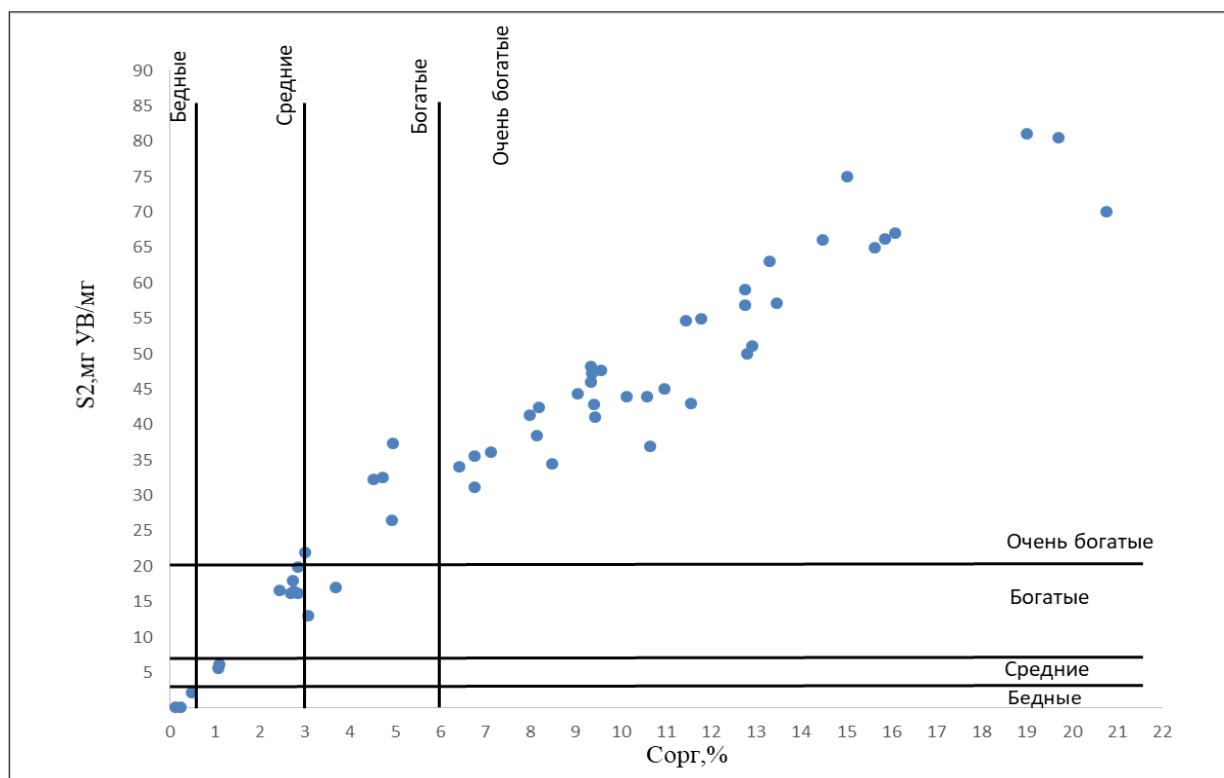


Рисунок 2.33 – Отношение углеводородного потенциала(S_2) от содержания органического вещества(C_{org})

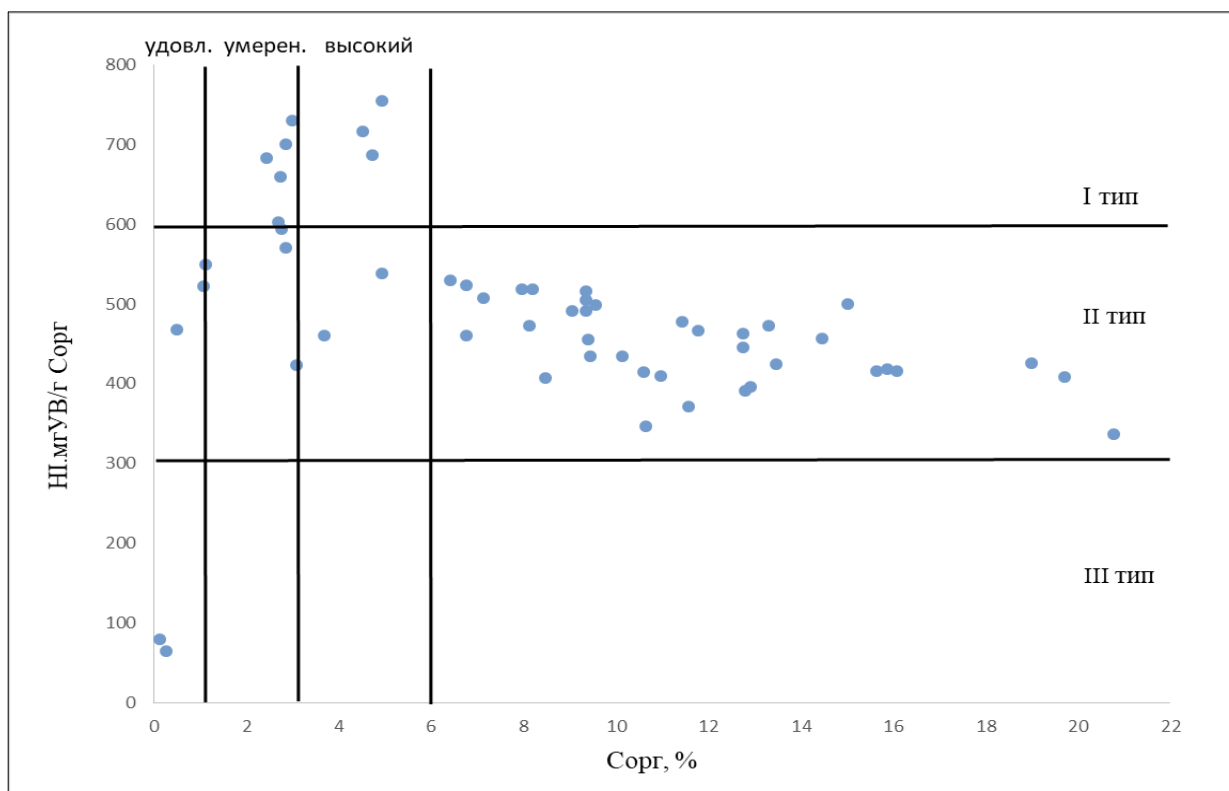


Рисунок 2.34 – Распределение водородного индекса (HI) от содержания органического вещества (C_{org})

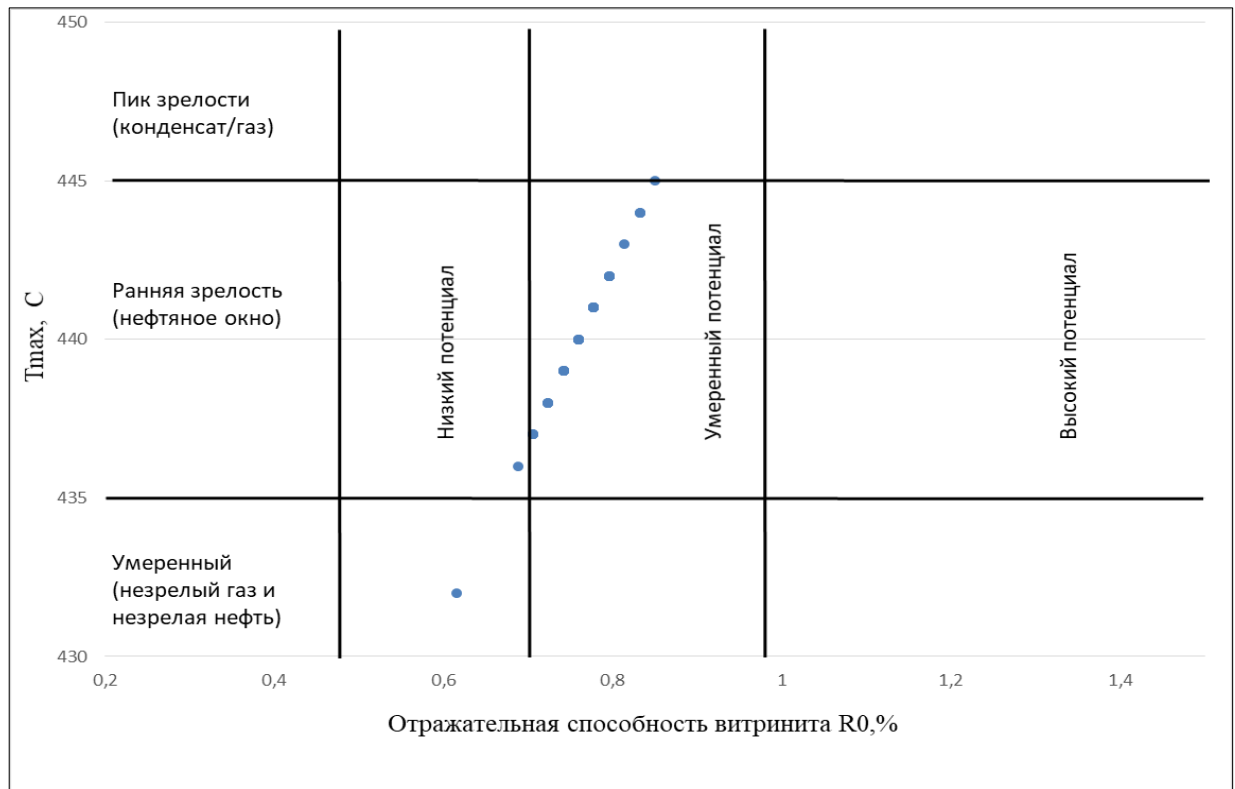


Рисунок 2.35 – Распределение отражательной способности витринита (R_0) от максимальной температуры ($T_{\max}$)

2.1.4 Распределение содержания органического вещества в отложениях баженовской свиты

Анализ содержания органического вещества в отложениях баженовской свиты показывает, что при прочих равных условиях его более высокая концентрация способствует увеличению генерационного потенциала углеводородов. В большинстве продуктивных интервалов содержание органического вещества в керне составляет не менее 7-10 %.

В зонах с повышенными температурами генерация углеводородов протекает интенсивнее, чем в низкотемпературных участках. По мере катагенетического созревания органическое вещество, слагающее отложения баженовской свиты, преобразуется в углеводороды и битум, представленный преимущественно гетеросоединениями. В результате, даже при одинаковом исходном содержании органического вещества в «горячих» зонах, его остаточная концентрация

оказывается ниже за счёт более активной генерации, что приводит к более быстрому и значительному сокращению его количества по сравнению с «холодными» участками.

2.1.5 Закономерности изменения удельной генерации углеводородов и степени катагенеза ОВ в составе отложений баженовской свиты

При использовании удельной генерации углеводородов в качестве дополнительного критерия оценки нефтегазоносных перспектив отложений баженовской свиты следует учитывать, что этот параметр является расчётным и функционально зависит от содержания органического вещества в породах свиты и величины пластовой температуры. Согласно экспертной оценке М. В. Зубкова [60], в качестве минимального порогового значения удельной генерации углеводородов рекомендуется принимать 4 усл. ед. и выше.

Большинство выявленных залежей нефти в баженовской свите приурочено к области катагенеза МК₂–МК₃. По Н. Б. Вассоевичу, степень катагенетической преобразованности органического вещества в пределах исследуемой территории, в основном соответствует области катагенеза МК₁–МК₂. В северной части района работ отмечается совпадение зон повышенных пластовых температур с участками повышенной катагенетической преобразованности органического вещества, что указывает на более продвинутую стадию термокатагенеза

2.3 Геофизические характеристики

Баженовская свита характеризуется повышенными значениями гамма-каротажа, высоким электрическим сопротивлением, повышенными водородным индексом и интервальным временем, а также пониженными показаниями плотностного каротажа (Рисунок 2.36).

Методика выделения и обоснования границ баженовской свиты по каротажным данным подробно изложена в работах В. В. Лапковского,

В. А. Конторовича и Н. Е. Шмелева [79]. В пределах исследуемой территории значения ГК обычно превышают 20 мкР/ч, иногда снижаясь в подошве до 5-10 мкР/ч, что сближает их с подстилающими породами. Повышенная радиоактивность пород обусловлена содержанием урана в фосфатизированных ихтиодетритах и керогене.

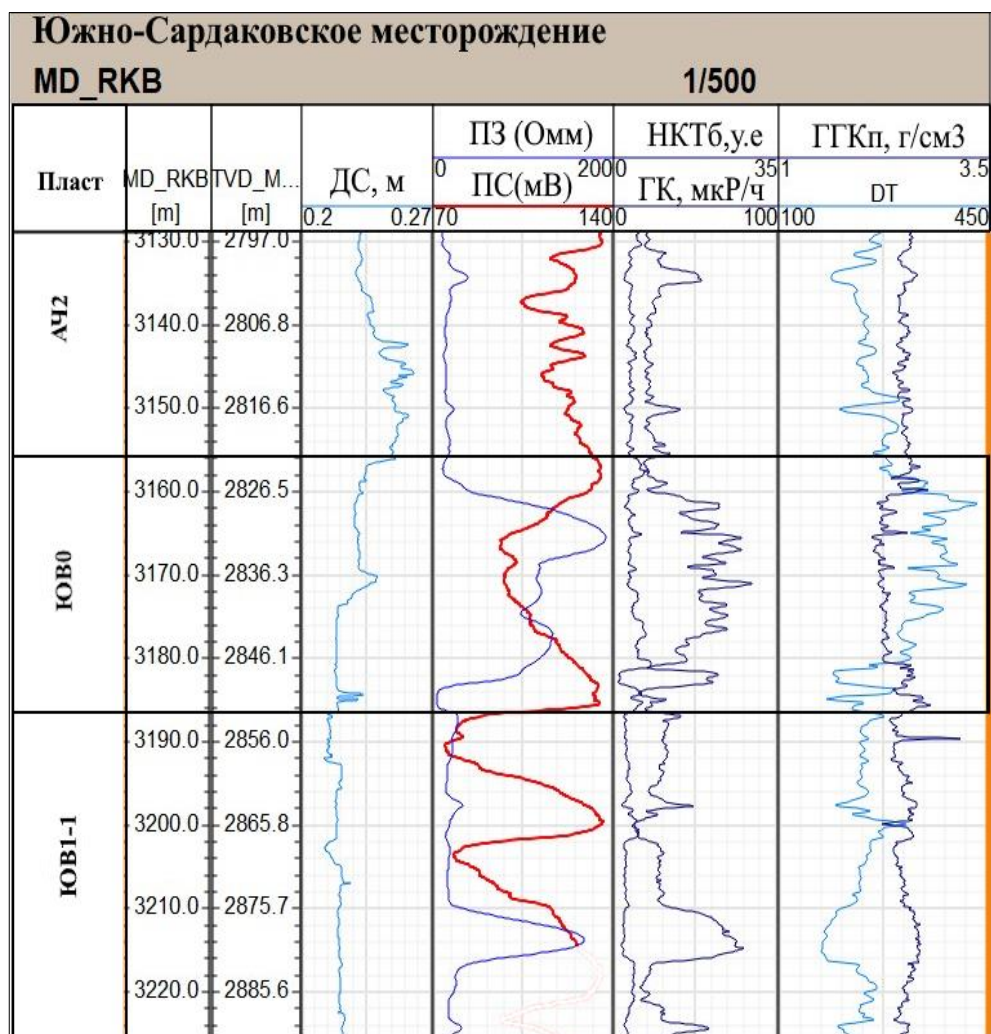


Рисунок 2.36 – Пример планшета ГИС скважины Южно-Сардаковского месторождения

Вторым диагностическим признаком свиты является высокое электрическое сопротивление. Поскольку проводимость пород определяется преимущественно связанной водой в глинистых минералах (до 30 %), повышение сопротивления

чётко отражается на кривых бокового каротажа, что позволяет уверенно фиксировать границы свиты.

По результатам анализа 489 скважин, пробуренных в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов, естественная радиоактивность баженовских пород варьируется от 20 до 60 мкР/ч (в среднем 22-35 мкР/ч), а в аномальных зонах достигает 200-250 мкР/ч. Электрическое сопротивление колеблется от 150 до 250 Ом · м (в среднем 170-200 Ом · м), местами достигая до 1000 Ом · м. Объёмная плотность пород (ГГКп) находится в диапазоне 1,5-2,2 г/см³ (в среднем 1,8-1,9 г/см³) (Таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Основные геофизические характеристики пород баженовской свиты

Параметры	Минимальные значения	Максимальные значения	Среднее
ГК	20 мкР/ч	60 мкР/ч	22-35 мкР/ч
ПЗ	150 Ом · м	250 Ом · м	170-200 Ом · м
ГГКп	1,5 г/см ³	2,2 г/см ³	1,8-1,9 г/см

2.4 Промысловые характеристики

Выделение коллекторов по данным геолого-технологических исследований скважин базируется на комплексной интерпретации трёх групп показателей: состава и свойств шлама, газовых индикаций в процессе бурения и детально-механических параметров работы долота.

Одним из наиболее прямых признаков нефтегазонасыщенности является люминесценция шлама в ультрафиолетовом свете. Нефть и некоторые компоненты газа обладают способностью к флуоресценции. Интенсивность и цвет свечения (от голубовато-белого для легких фракций до желтого и оранжевого для тяжелых) позволяют не только выявить нефтегазонасыщенность, но и приблизительно оценить тип флюида. Применяемая классификация битумоидов по ЛБА представлена в Таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Применяемая классификация битумоидов по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек

Группа	Цвет люминесценции капиллярных вытяжек	Состав битумоида	Тип битумоида
1	Беловато-голубые тона разной интенсивности: БГ	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов	Легкий битумоид (ЛБ)
2	Белый, голубовато-желтый, беловато-желтый: Б, ГЖ, БЖ	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов	Маслянистый битумоид (МБ)
3	Желтый, оранжевый, оранжево-желтый до желтовато-коричневого: Ж, О, ОЖ, ЖК	Нефти и битумоиды с содержанием масел более 60 %, асфальтенов 1-2 %	Маслянисто-смолистый битумоид (МСБ)
4	Оранжево-коричневый, светло-коричневый, коричневый: ОК, СК, К	Битумоиды и нефти с повышенным содержанием асфальтенов 3-20 %	Смолистый битумоид (СБ)
5	Темно-коричневый, зеленовато-коричневый, красно-коричневый, буровато-коричневый, черно-коричневый, черный: ТК, ЗК, КК, БК, ЧК, Ч	Битумоид с содержанием асфальтенов более 20 %	Смолисто-асфальтеновый битумоид (САБ)

Дополнительно анализируются изменения скорости механического прохода, нагрузки на долото и крутящего момента, поскольку переход к менее прочным, более трещиноватым породам, как правило, сопровождается ускорением бурения и изменением характера разрушения пород.

Пример ведомости отбора шлама и газовый каротаж представлены в Таблице 2.7 и на Рисунке 2.39.

Таблица 2.7 – Пример ведомости отбора шлама на скважине Повховского месторождения по материалам ТПП «Когалымнефтегаз»

Интервал отбора		Стратиграфия	Описание геологического разреза по шламу.	Средние содержания УВ газов					ДМК	ЛБА			
от	до			абс%	отн. %					мин/м			
				УВ сум.	C1	C2	C3	C4	C5				
2780	2785	Баженовская свй	Аргиллит- темно-серый до черный с зеленоватым оттенком CI-	0,018417	80,34	3,12	5,35	4,9	1,45	1	4	ОК	СБ
2785	2790			0,015938	85,78	1,09	4,32	3,88	1,1	0,8	4	ОК	СБ
2790	2795			0,005766	76,91	0,73	5,14	6,42	3,14	0,5	4	ОК	СБ
2795	2800			0,01066	87,47	0,98	3,12	3,39	2,02	0,7	5	ОК	СБ
2800	2805			0,016903	72,67	7,94	7,43	7,3	1,13	0,3	5	К	СБ
2805	2810			0,003776	64,32	3,83	10,29	8,41	3,42	1,1	5	К	СБ

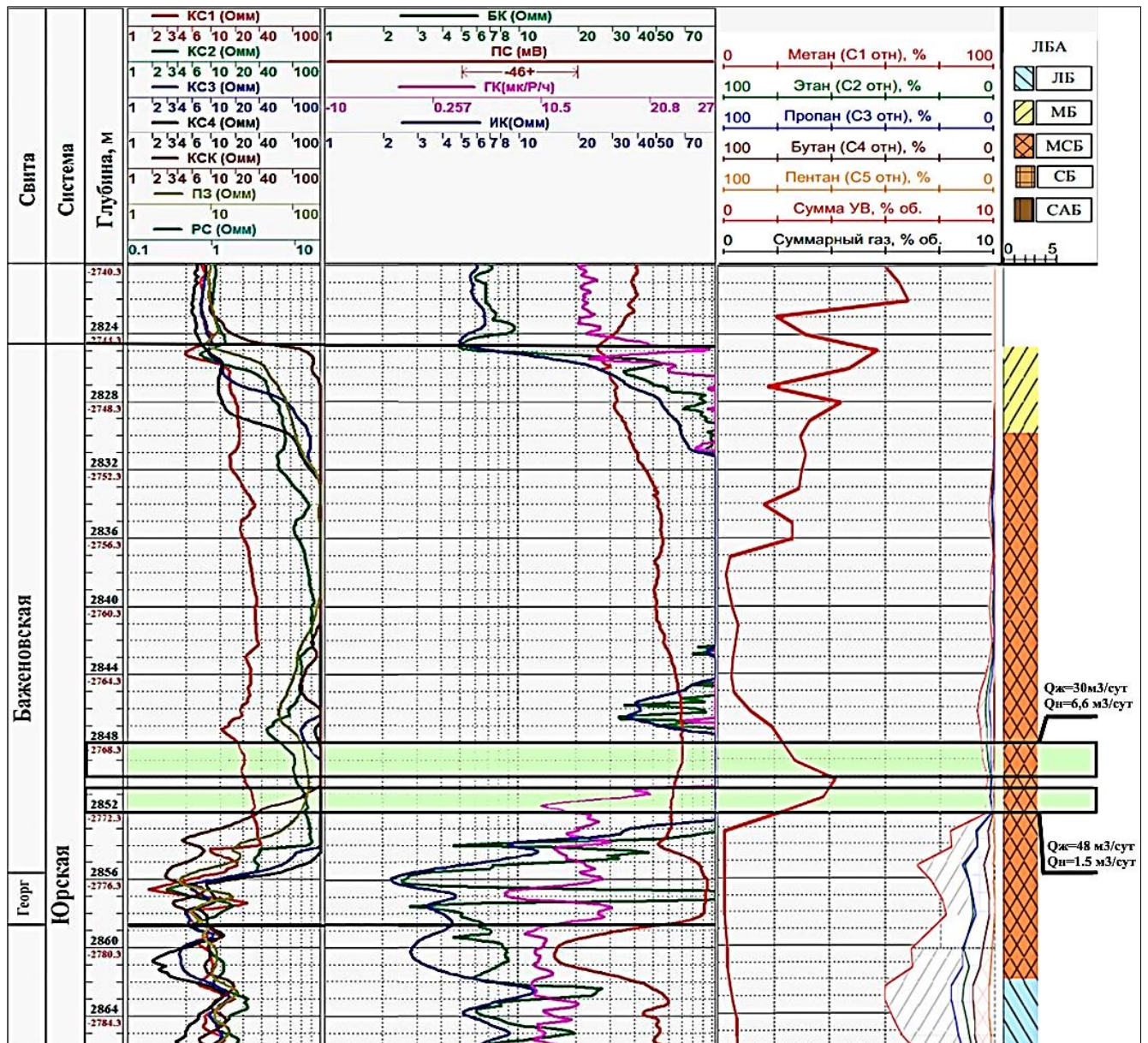


Рисунок 2.37 – Пример планшета ГИС и ГТИ скважины Северо-Ватъеганского месторождения по материалам ТПП «Повхнефтегаз» (зеленым выделены потенциальные коллекторы, по которым получены притоки нефти)

Выполненный анализ промысловых данных показывает, что высокий газовый фактор в сочетании с повышенным содержанием тяжёлых углеводородов надёжно указывает на нефтенасыщенность пластов. Увеличение доли тяжёлых углеводородов относительно метана, как правило, интерпретируется как признак вскрытия нефтяного пласта. Комплексный параметр, учитывающий суммарные концентрации всех углеводородных газов и широко применяемый для выделения



Эффективность газового каротажа значительно снижается при добавлении углеводородов или масляных компонентов в промывочную жидкость. На результаты также влияют расстояние от устья скважины до дегазатора, вязкость и другие свойства жидкости. Не следует переоценивать разрешающую способность геохимических методов в тонкослоистых разрезах, особенно при высоких

скоростях бурения и низком газовом факторе месторождения. Для точного определения газожидкостного контакта требуется соблюдать технологический режим и проводить не менее 1,5-2 циклов промывки до и после бурения, обеспечивая очистку забоя от шлама и удаление скопившегося газа.

Выводы по главе 2

1. Полученные геологические, геофизические, геолого-технологические и геохимические данные об органическом веществе позволили выделить ключевые критерии нефтегенерационного потенциала баженовской свиты. Генерационный потенциал нетрадиционных коллекторов в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов определяется совокупным воздействием взаимосвязанных геологических факторов, представленных региональными и локальными характеристиками. К региональным характеристикам отнесены содержание и степень катагенетической преобразованности органического вещества, толщина продуктивных отложений, подстилающих и перекрывающих флюидоупоров, а также пластовая температура. Локальные факторы включают результаты геофизических исследований (показатели естественной радиоактивности, электрического сопротивления, объёмной плотности), геолого-технологические данные (состав и свойства шлама, газовые показания в процессе бурения, детально-механические параметры работы долота) и геохимические параметры, характеризующие нефтенасыщенность, продуктивность и остаточный генерационный потенциал пород.

2. В результате комплексного анализа установлено, что отложения баженовской свиты характеризуются повышенными значениями гамма-каротажа и электрического сопротивления, а также пониженными показателями плотностного каротажа. По геолого-технологическим данным перспективными признаются лишь те интервалы, где совокупность литологических, газовых и механических признаков носит повторяющийся и согласованный характер, что

позволяет интерпретировать наблюдаемые аномалии как проявление реально проницаемых, насыщенных пластов. Подтверждено закономерное увеличение содержания органического вещества, а также параметров S_1 и S_2 от нижних к верхним частям разреза, что связано с постепенным обогащением вышележащих слоёв органическим материалом. Корреляция между содержанием нефти (S_1) и органическим углеродом (C_{org}) подтверждает роль органического вещества как основного источника генерируемых углеводородов, а локальные превышения значений S_1 относительно C_{org} интерпретируются как признак накопления подвижной нефти и развития нефтегазоносных интервалов коллекторов.

3. На основе комплексного исследования установлены граничные значения ключевых геологических, геофизических, геолого-технологических и геохимических характеристик, позволяющие оценить условия генерации углеводородов и выделить перспективные участки нефтематеринских отложений баженовской свиты для прогноза её нефтеносности в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов.

3 РЕГИОНАЛЬНЫЙ И ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

3.1 Площадная характеристика территории исследования в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов

Анализ и оценка собранных данных из базы геохимических исследований керна баженовской свиты позволили построить карты распределения ключевых параметров в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов и детально охарактеризовать площадные характеристики органического вещества. На Рисунках 3.1-3.2 видно, что средние показатели содержания органического углерода в породах баженовской свиты варьируются в пределах от 2,48 % до 19,45 %.

В пределах лицензионных участков, расположенных в условиях Сургутского и Нижневартовского сводов, среднее содержание $C_{орг}$ варьируется от 2,48 % до 12,5%. Отмечена устойчивая выдержанность содержания органического вещества по всей площади исследования, локальные максимумы $C_{орг}$ приурочены к Повховскому и Дружному месторождениям, что во многом связано с полнотой геологической информации и высоким процентом керна отбора по баженовской свите. Кроме того, выявлена отрицательная корреляция между содержанием органического вещества и карбонатности пород, что подчёркивает существенное влияние литологических и геохимических факторов на распределение нефтематеринского потенциала.

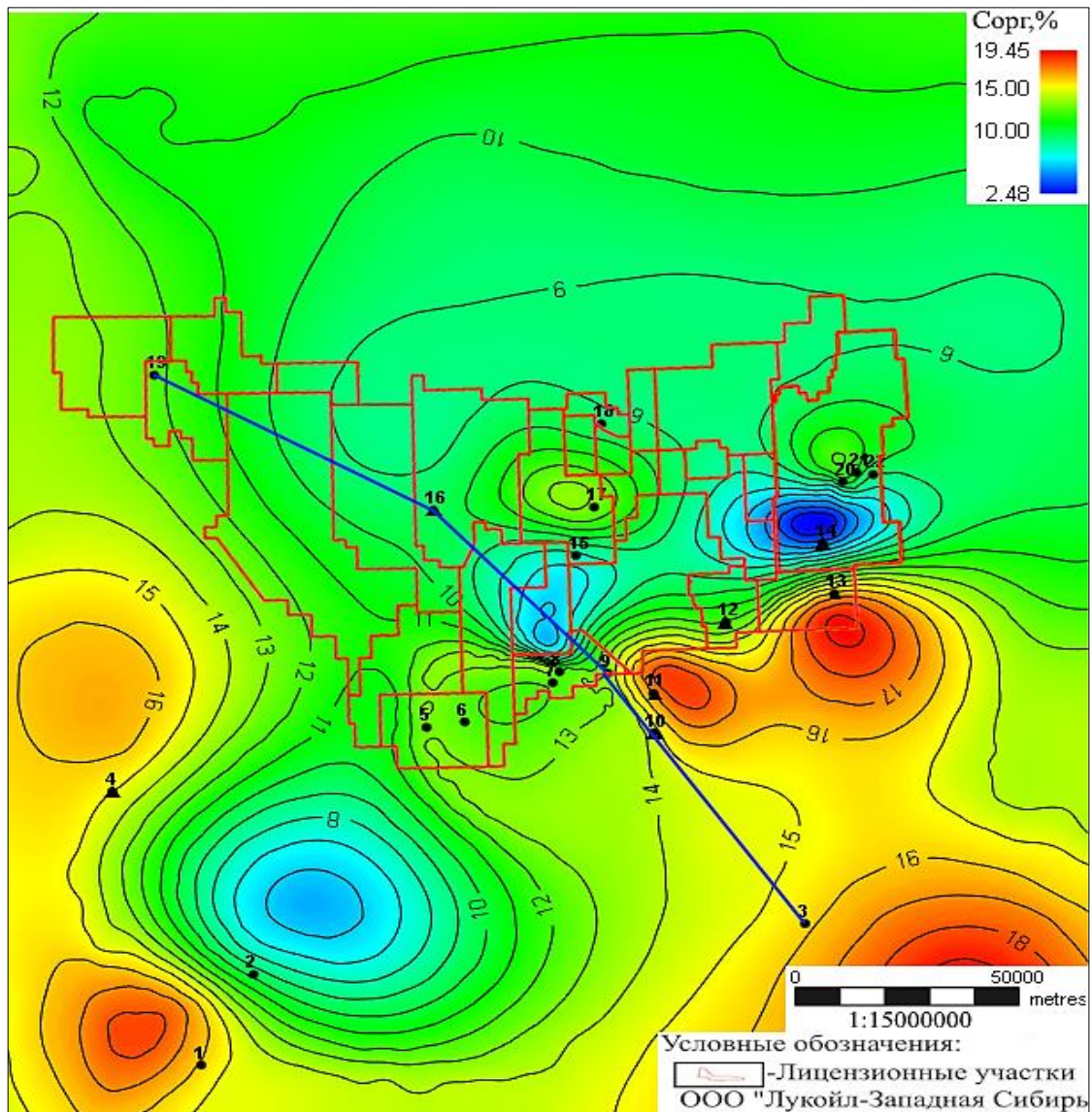


Рисунок 3.1 – Схема распределения среднего содержания $C_{орг}$ в отложениях баженовской свиты, %

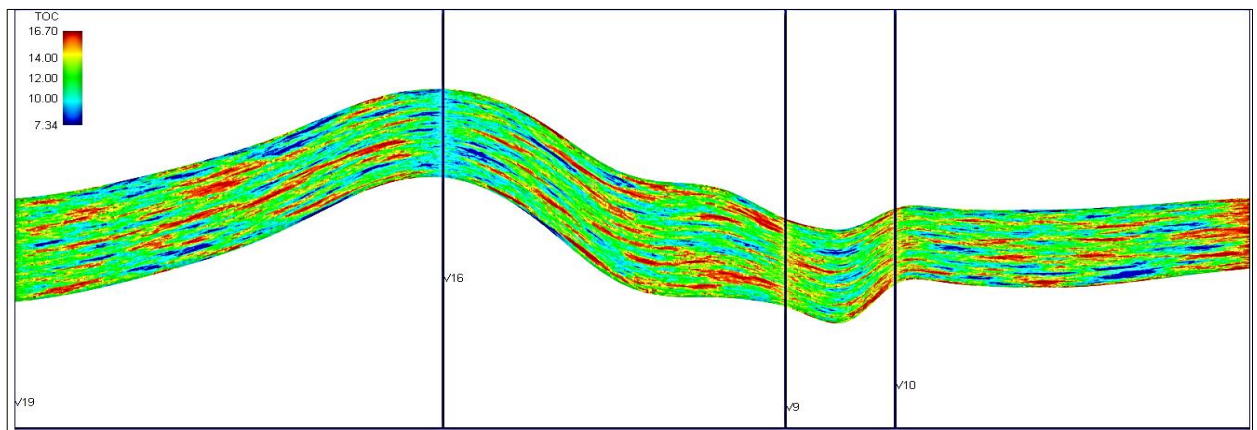


Рисунок 3.2 – Разрез по кубу распределения $C_{орг}$ в отложениях баженовской свиты, %

Среднее содержание уже сгенерированных органическим веществом углеводородов (S_1) в баженовской свите варьируется в широких пределах – от 0,66 до 16,59 мг УВ/г породы (Рисунки 3.3-3.4). Параметр S_1 демонстрирует хорошую корреляцию с содержанием органического углерода, поскольку формирующаяся нефть сорбируется органическим веществом.

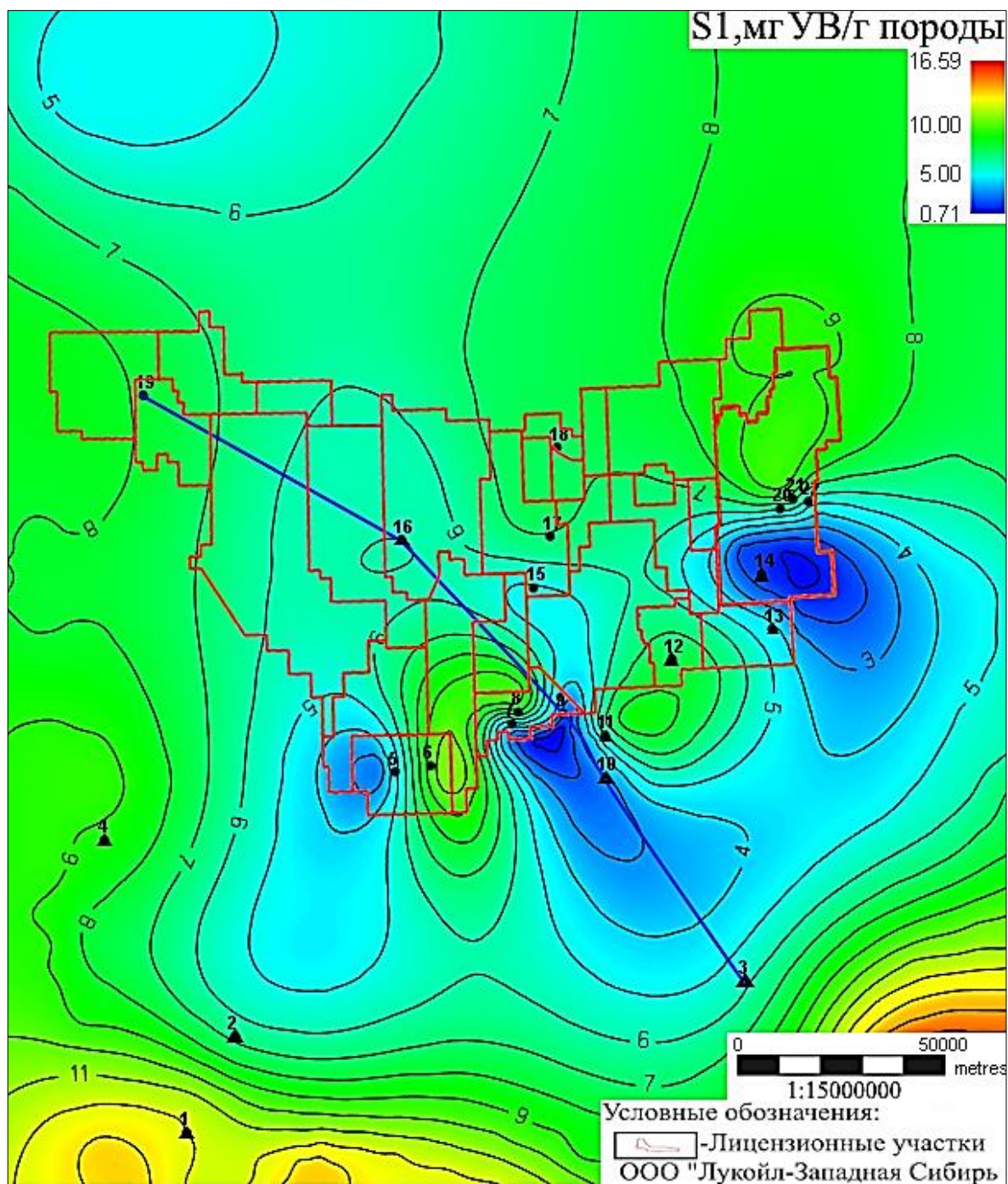


Рисунок 3.3 – Схема распределения нефти (S_1)
в отложениях баженовской свиты, мг УВ/г породы

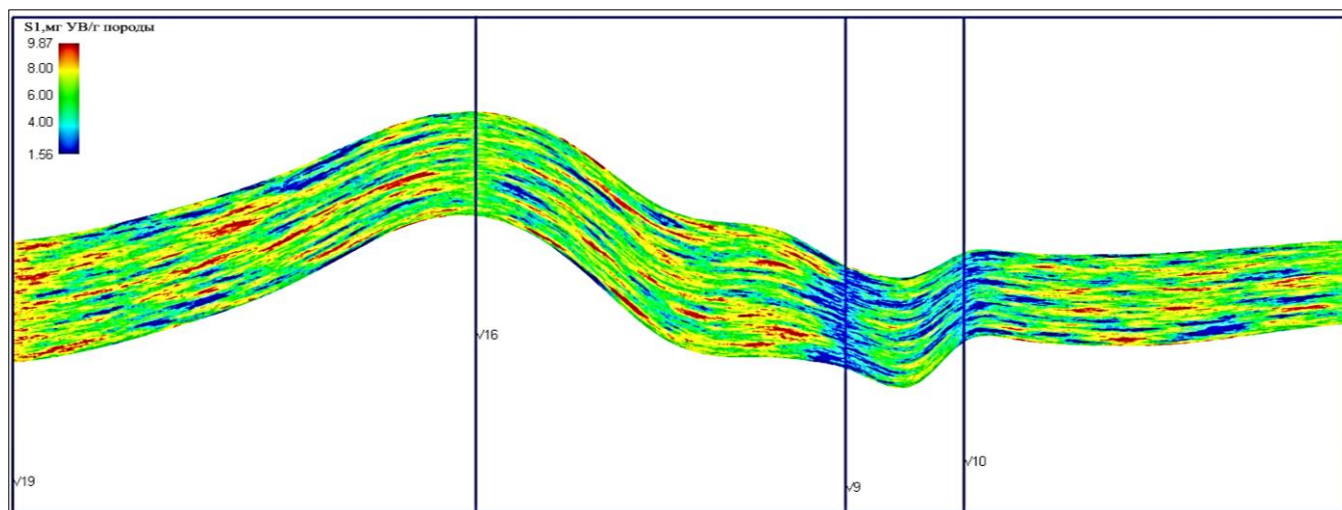


Рисунок 3.4 – Разрез по кубу распределения нефти (S_1)
в отложениях баженовской свиты, мг УВ/г породы

Нефтегенерационный потенциал баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов характеризуется широким диапазоном значений пиролитического параметра S_2 (Рисунки 3.5-3.6) – от 16,86 до 155,13 мг УВ/г породы. На большинстве лицензионных участков преобладают стабильные значения S_2 порядка 50-70 мг УВ/г породы, что соответствует высокому генерационному потенциалу органического вещества и типичным значениям для развитой нефтеобразующей зоны баженовской свиты. В северном направлении фиксируется последовательное снижение S_2 , отражающее уменьшение нефтегенерационного потенциала изучаемых отложений и более неблагоприятные условия для формирования значительных скоплений нефти.

Наибольший остаточный нефтегенерационный потенциал отмечается в разрезах баженовской свиты на юго-востоке, где значения S_2 достигают 60-100 мг УВ/г породы, что соответствует очень высокому уровню генерационной способности органического вещества. В пределах лицензионных участков остаточный потенциал сохраняется на уровне 70-90 мг УВ/г породы.

Распределение средних значений и разрез водородного индекса на исследуемой площади показано на Рисунках 3.7-3.8.

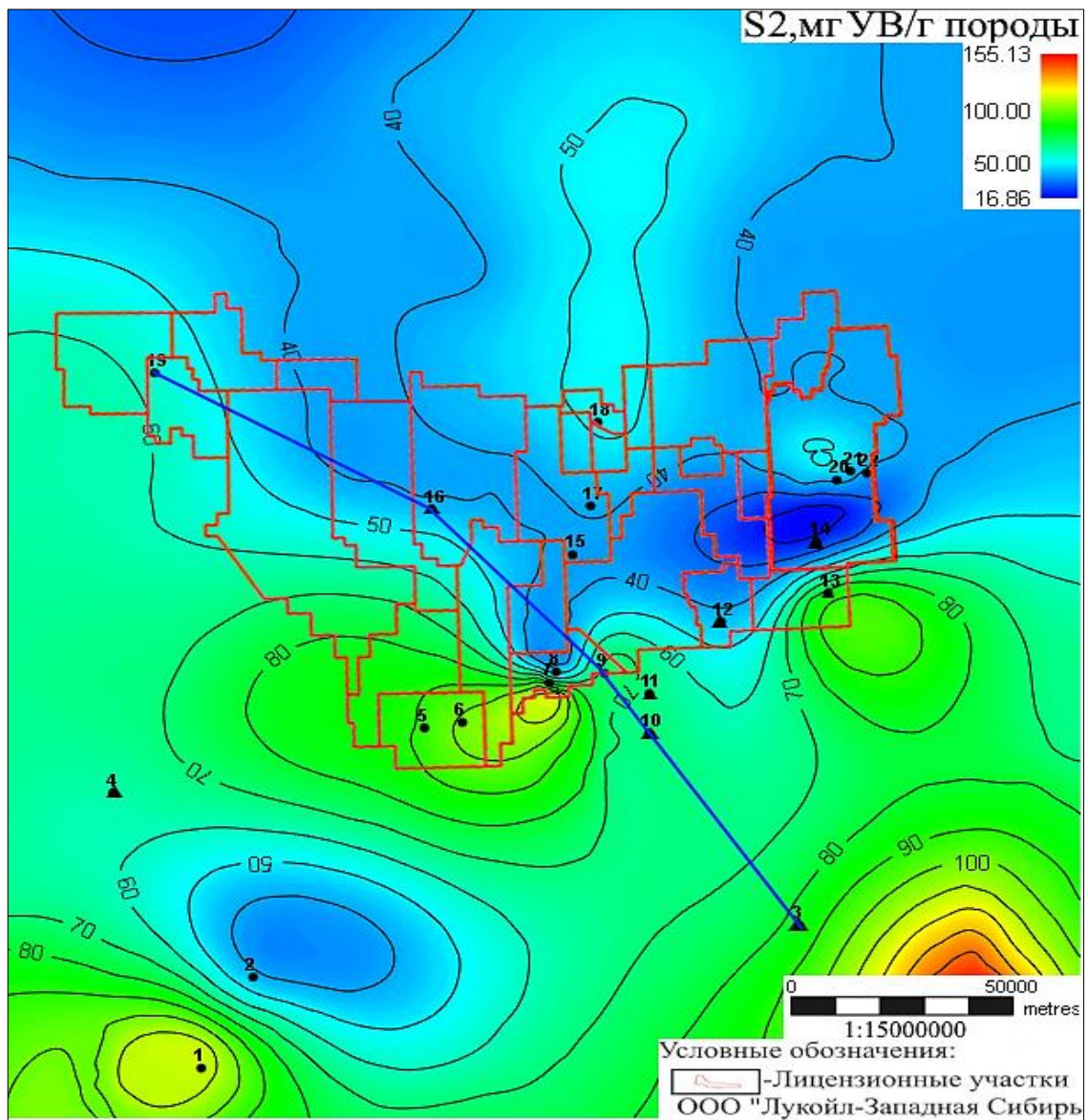


Рисунок 3.5 – Схема распределения нефтегенерационного потенциала (S_2) баженовской свиты, мг УВ/г породы

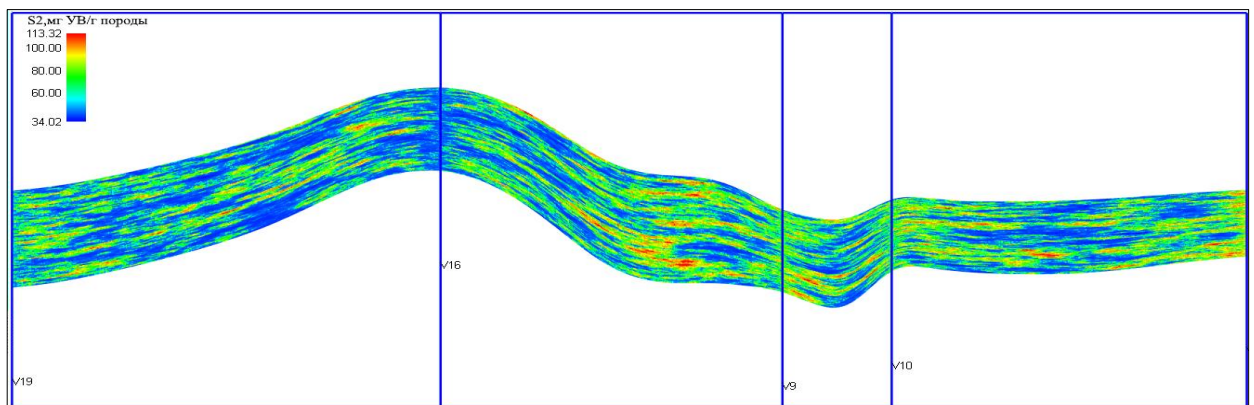


Рисунок 3.6 – Разрез по кубу распределения нефти (S_2) в отложениях баженовской свиты, мг УВ/г породы

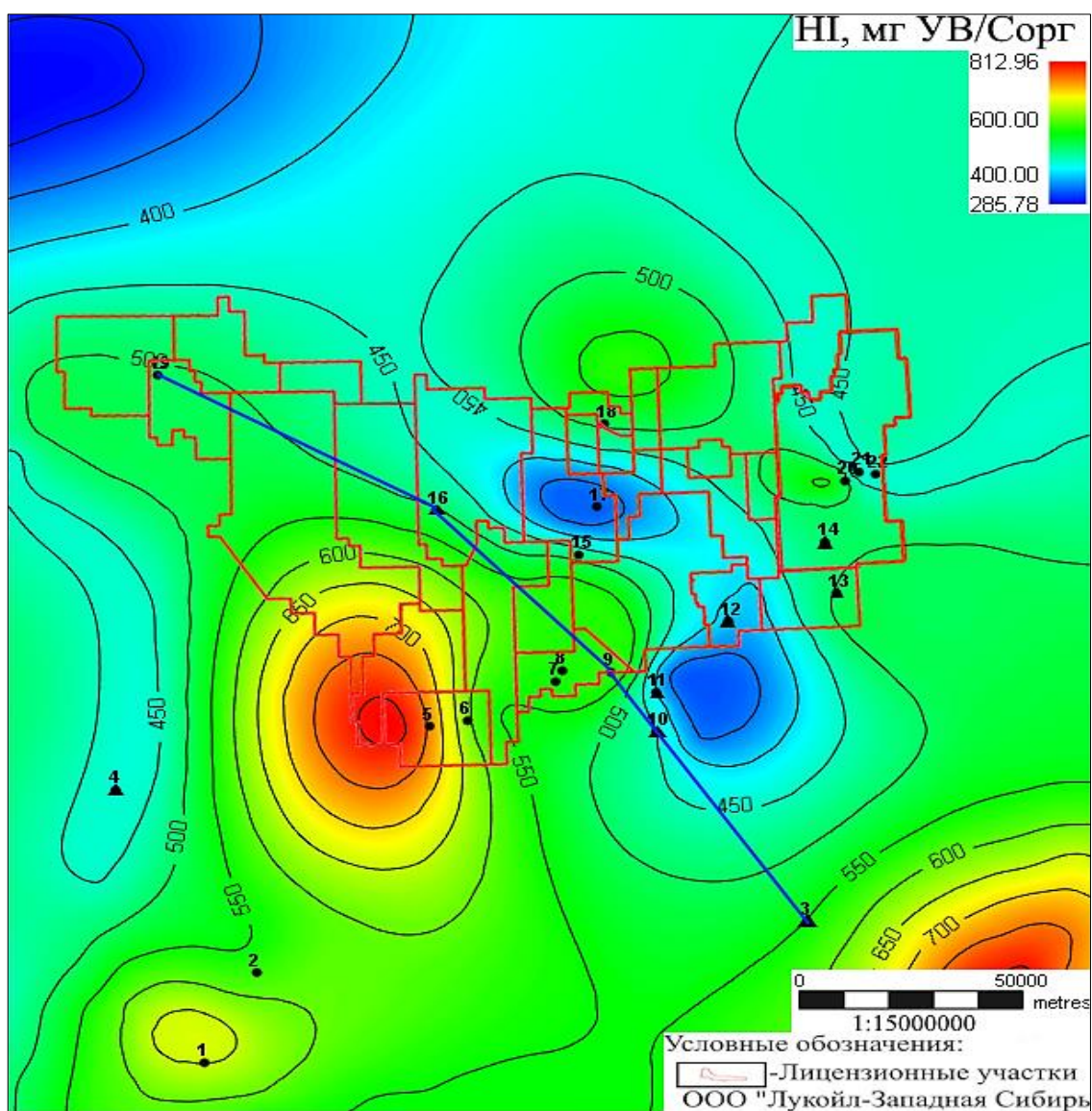


Рисунок 3.7 – Схема распределения водородного индекса (HI)
баженовской свиты, мг УВ/ С_{орг}

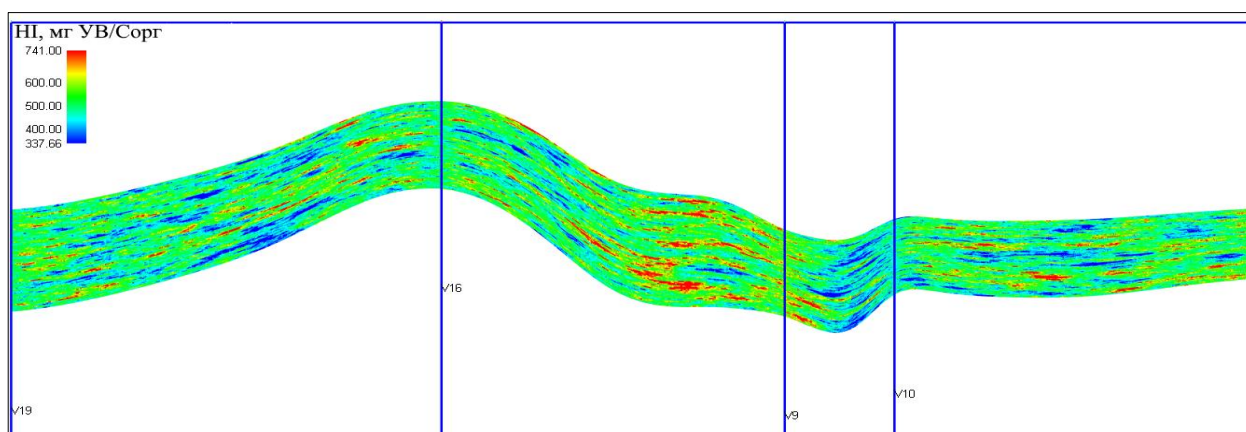


Рисунок 3.8 – Разрез по кубу водородного индекса (HI)
в отложениях баженовской свиты, мг УВ/ С_{орг}

Индекс водорода (HI) является показателем качества и типа керогена в породах баженовской свиты и служит одним из основных критериев оценки их нефтегазоносного потенциала.

Распределение локальных средних значений пиролитического параметра $T_{\max}$ по глубине для образцов из пяти скважин, расположенных в пределах изучаемой территории и отражающих степень катагенетической преобразованности органического вещества, показано на Рисунке 3.9.

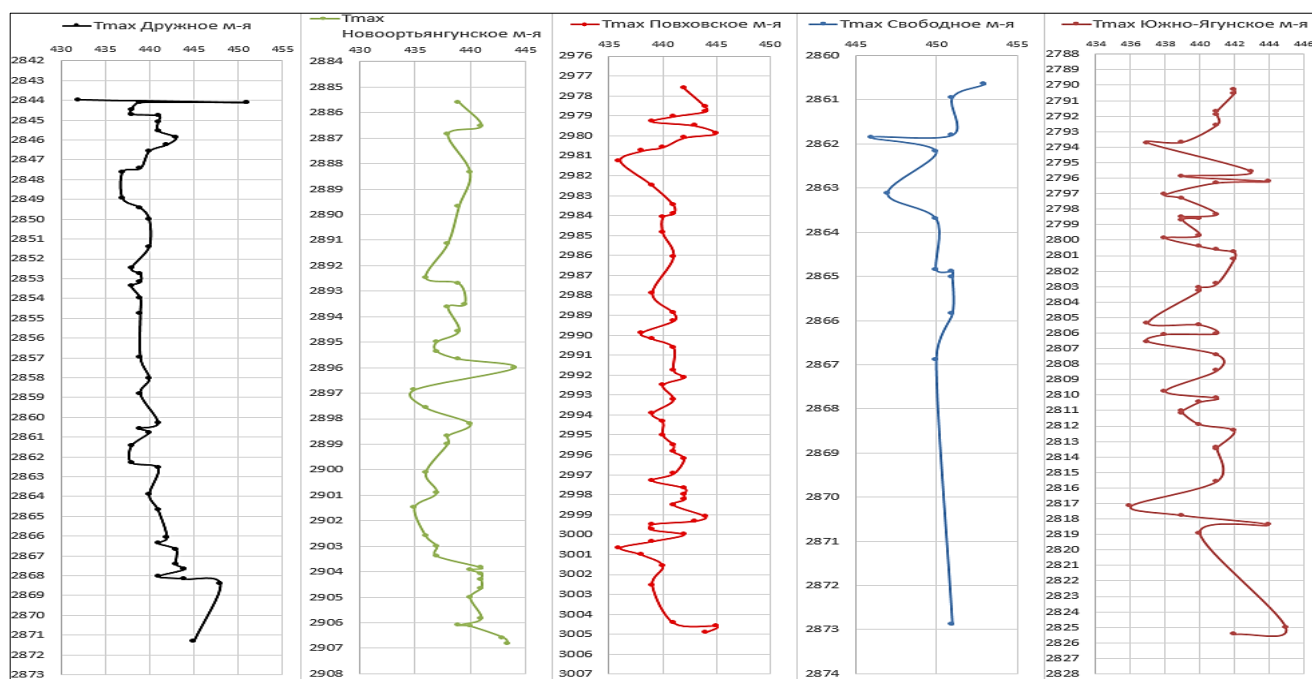


Рисунок 3.9 – Схема распределения параметра $T_{\max}$ баженовской свиты от глубины залегания отложений(Н)

Температурный параметр $T_{\max}$ в зависимости от глубины варьируется в диапазоне 432-454 °С, что соответствует изменению степени катагенеза органического вещества баженовской свиты от поздней незрелой стадии – начала нефтяного окна ($ПК_3$ – $МК_1$) – до развитой стадии нефтяного окна и позднего катагенеза ($МК_2$ – $МК_3$), но ещё не достигает типичных значений газогенерационной стадии $МК_4$.

В региональном плане органическое вещество баженовской свиты на лицензионных участках в центральной части Сургутского и Нижневартовского

сводов характеризуется средними значениями $T_{\max}$ порядка 430-445 °С, что соответствует интервалу отражательной способности витринита примерно 0,5-0,85 % R_o . Отражательная способность витринита определялась математическим методом по формуле (2.2) на основании чего по сводной шкале катагенеза Н. Б. Вассоевича установлена градации катагенеза. На территории исследования катагенез варьируется от поздней стадии $МК_1$ – $МК_2$ до начала главной зоны нефтегенерации. При таких значениях температурного параметра основная часть разреза находится в пределах нефтеобразующей зоны, тогда как условия, характерные для развитой газогенерационной стадии, ещё не достигаются (Рисунок 3.10).

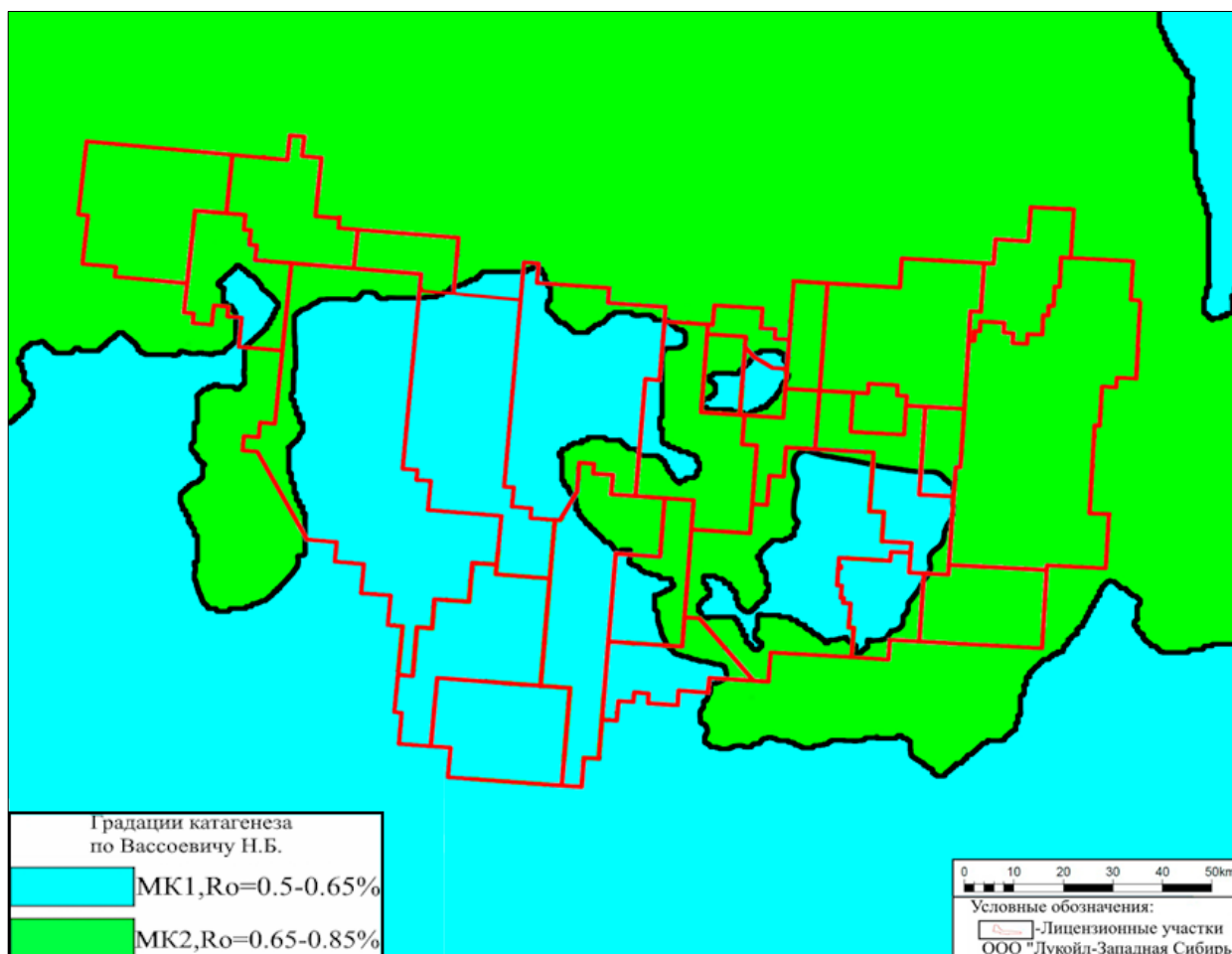


Рисунок 3.10 – Карта катагенетической преобразованности органического вещества шкале катагенеза Н. Б. Вассоевича

Для решения задач прогнозирования скоплений нефти в баженовской свите построены схемы и разрезы распределения пиролитических параметров – индекса продуктивности OPI и индекса нефтенасыщенности OSI (Рисунки 3.11-3.14).

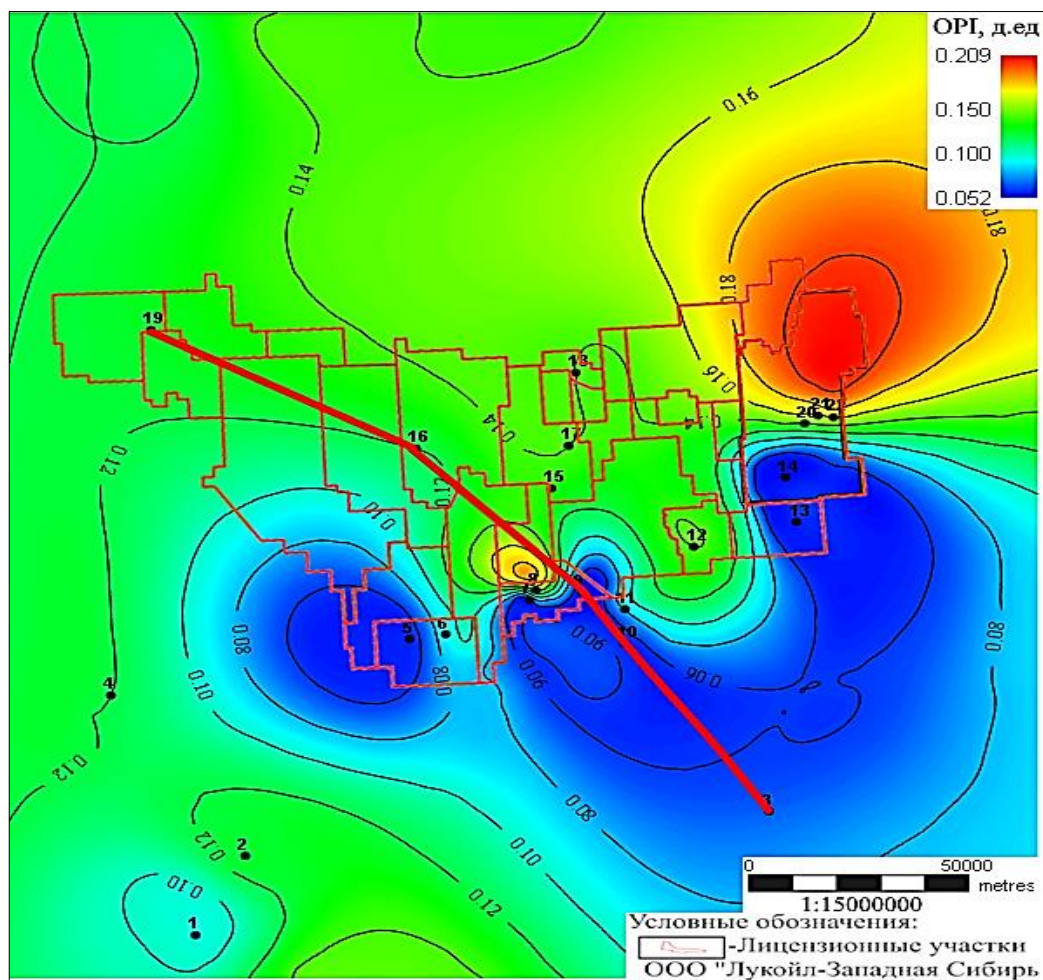


Рисунок 3.11 – Схема распределения параметра ОПІ баженовської свити

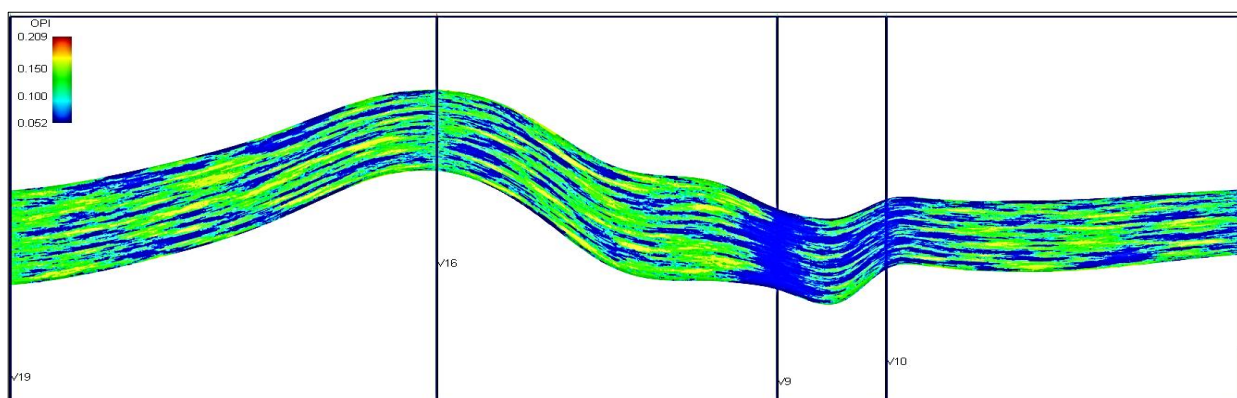


Рисунок 3.12 –Разрез по кубу распределения индекса продуктивности (ОПІ)
баженовської свити

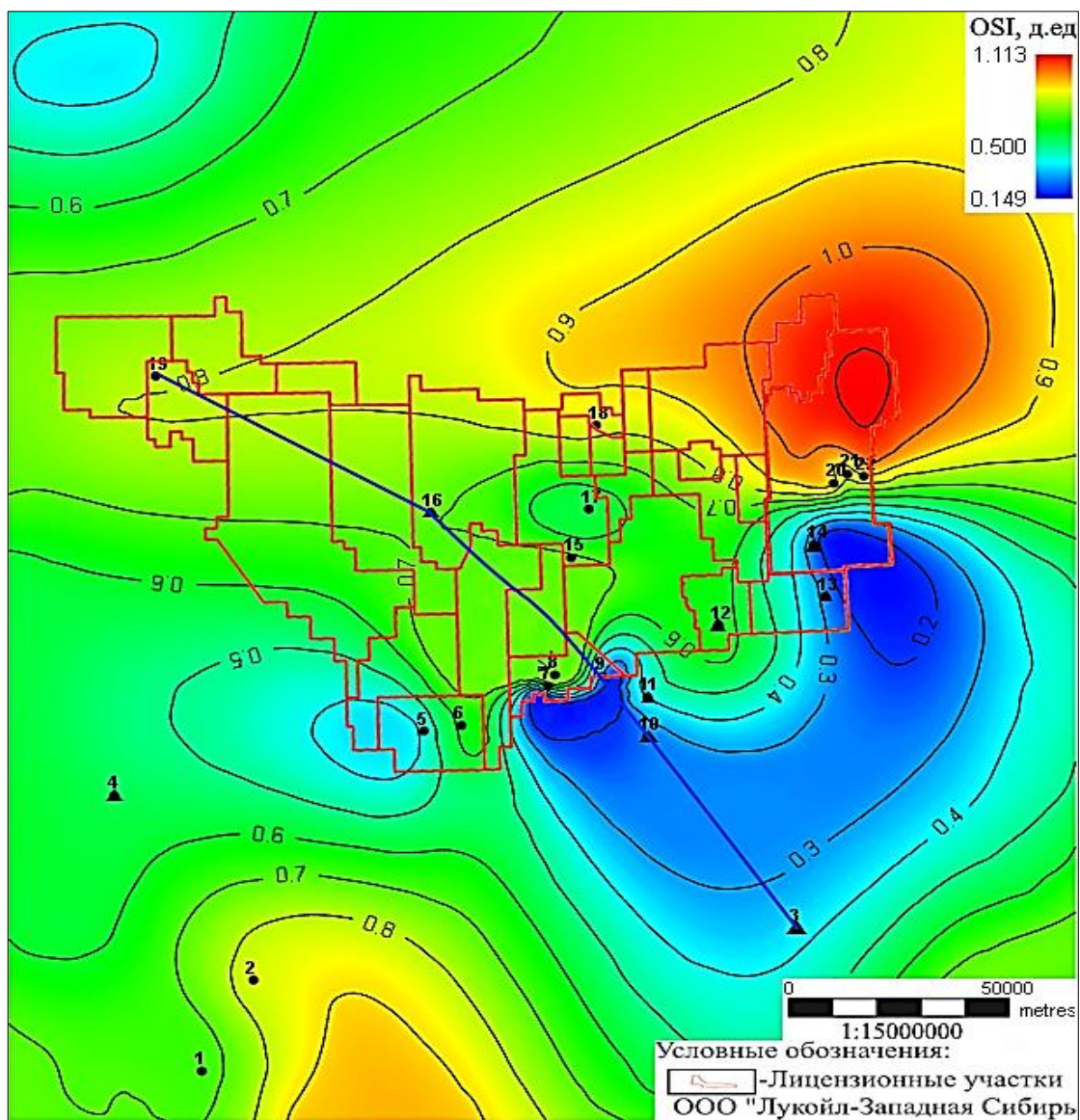


Рисунок 3.13 – Схема распределения параметра индекса нефтенасыщенности (OSI) баженовской свиты, д. ед.

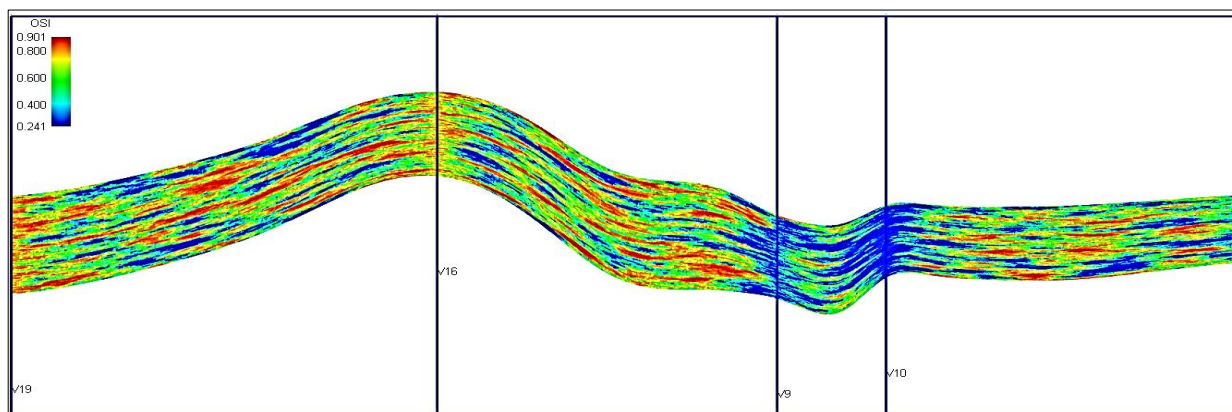


Рисунок 3.14 – Разрез по кубу распределения индекса нефтенасыщенности (OSI) баженовской свиты, д. ед.

Индекс нефтенасыщенности рассчитывался как $OSI = S_1/C_{орг}$, а индекс продуктивности – $OPI = S_1/(S_1 + S_2)$, что позволяет количественно оценивать степень насыщения пород свободными углеводородами и их генерационный потенциал. По анализу параметров продуктивности и нефтенасыщенности, выделяются участки с потенциально свободными миграционно-способными углеводородами в разрезе баженовской свиты. Присутствие свободных углеводородов определяется индексом продуктивности, значение которого превышает 0,2 д. ед., а также параметром нефтенасыщения, превышающим 1 д. ед.

Важно отметить, что данные параметры традиционно применяются для выделения перспективных интервалов коллекторов, однако в данной работе предпринята попытка предварительной идентификации участков с локально повышенными значениями OPI и OSI, интерпретируемых как зоны концентрации подвижных углеводородов. На территории исследования величина индекса продуктивности превышает 0,2 д.ед. лишь на северо-востоке и в центральной части Сургутского и Нижневартовского сводов, что может указывать на наличие потенциально более благоприятных условий для образования нефтяных залежей.

Следует отметить, что выделение перспективных зон осуществлялось на основе средних значений параметров продуктивности и нефтенасыщения. Не исключается возможность обнаружения интервалов, содержащих свободную нефть внутри баженовской свиты, где исследуемые параметры могут превышать критические значения, даже если среднее значение по скважине ниже. Лицензионные участки на северо-востоке и в центральной части Сургутского и Нижневартовского сводов характеризуются повышенными перспективами по параметру нефтенасыщения.

3.2 Оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты

С учётом выявленных ключевых критериев проведена оценка перспектив обнаружения залежей нефти в баженовской свите. В основу оценки положены следующие параметры: пластовая температура выше 90 °С, содержание

органического вещества ($C_{орг}$) более 7 %, толщина отложений баженовской свиты не менее 15 м и минимальная толщина флюидоупоров (подстилающих и перекрывающих) не менее 5 м (Рисунки 3.15-3.17).

Совокупность этих критериев позволяет дифференцировать территорию по степени перспективности и выделить приоритетные зоны с высоким потенциалом для последующих геолого-геофизических исследований и поисково-разведочных работ.

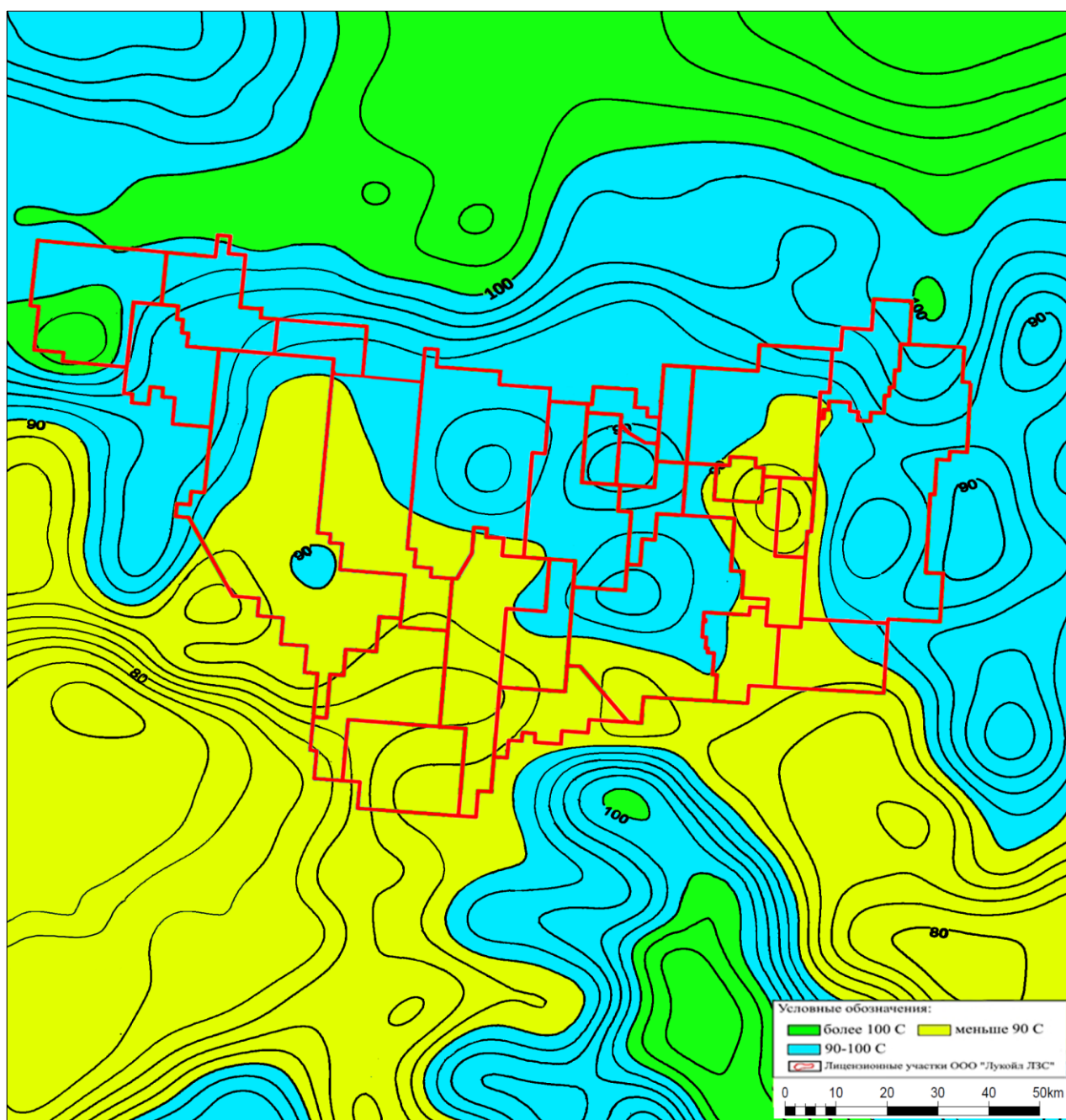


Рисунок 3.15 – Дифференциация благоприятных зон по пластовой температуре

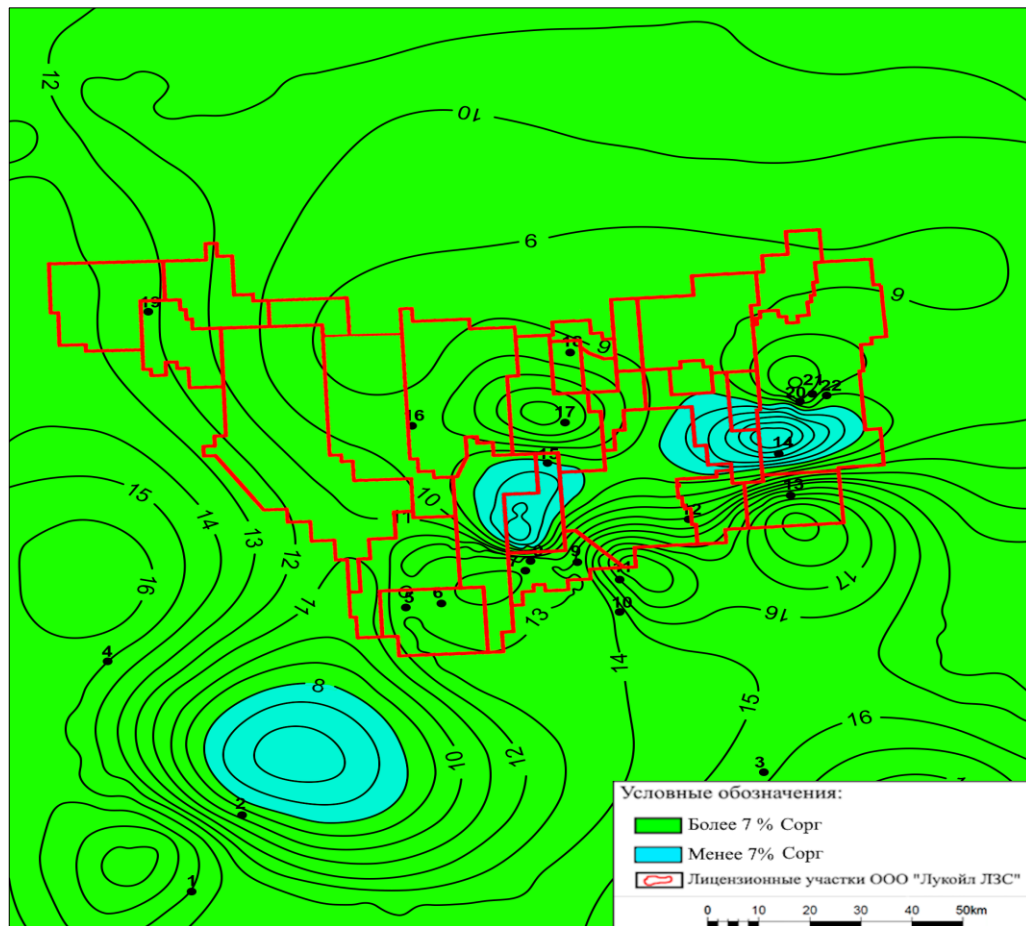


Рисунок 3.16 – Дифференциация благоприятных зон по $S_{орг}$

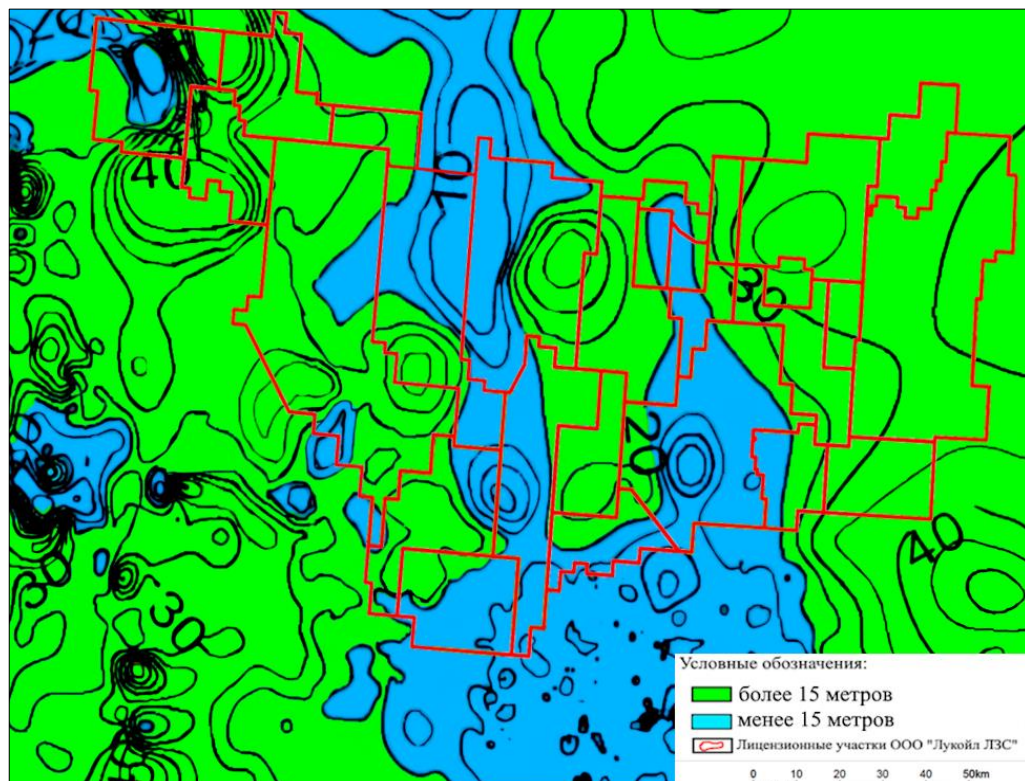


Рисунок 3.17 – Дифференциация благоприятных зон по толщине баженовской свиты

Базовым предположением такого анализа является необходимость благоприятных предпосылок для формирования залежей углеводородов. Наличие материнской породы, развитие в ней коллекторских свойств и эффективная изоляция от проницаемых песчаных пластов. Вероятность присутствия материнской толщи оценивалась по толщине баженовской свиты, содержанию в ней органического вещества и степени её катагенетической преобразованности.

Каждый из этих параметров оценивался в процентах от 0% (низкое содержание ОВ, низкая стадия катагенеза или недостаточная толщина) до 100 % (оптимальные условия для генерации нефти). Для каждого параметра были определены граничные значения оптимальных параметров в территории изучения, переведены в дискретные варианты (Рисунки 3.15-3.17) и выделены наиболее благоприятные участки, далее все карты были перемножены друг на друга для получения вероятности нахождения благоприятных условий для генерации нефти в баженовской свите в условия Сургутского и Нижневартовского сводов (Рисунок 3.18).

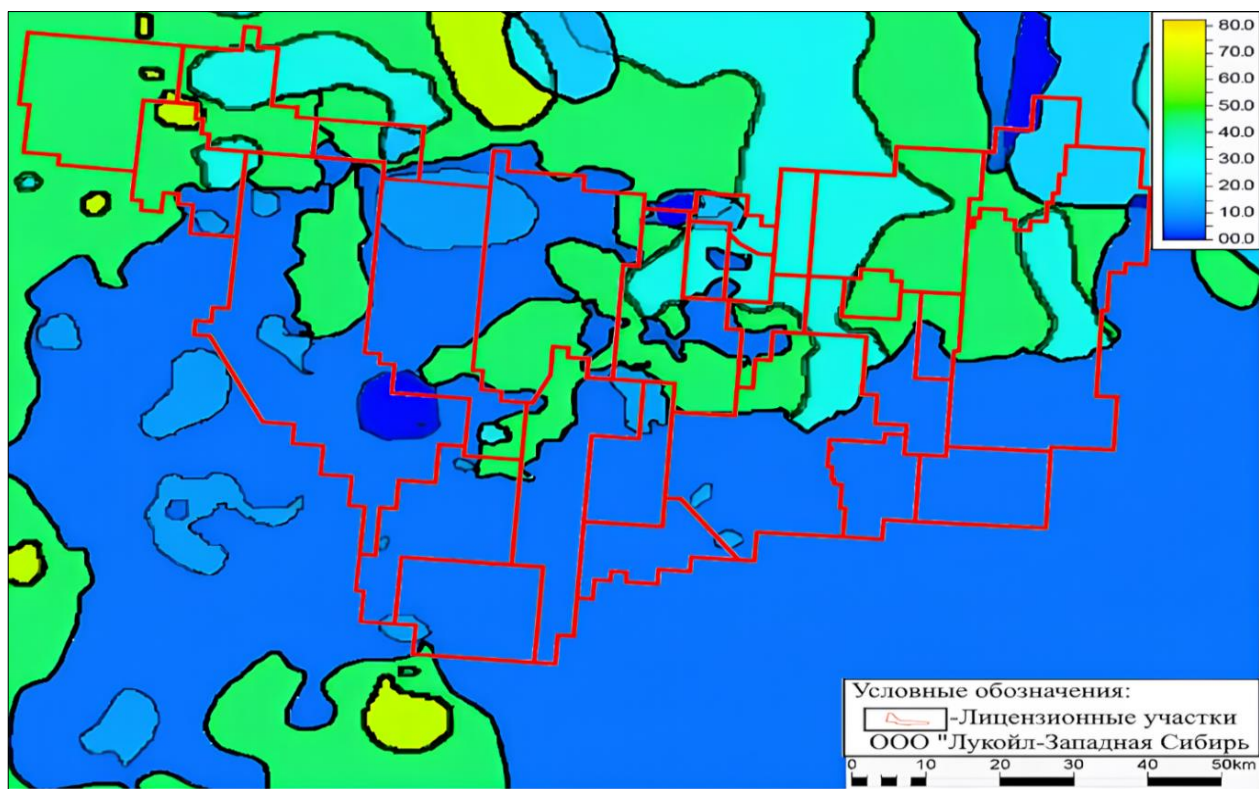


Рисунок 3.18 – Схема вероятности существования благоприятных условий для генерации нефти в баженовской свите, %

Аналогичным образом была построена карта вероятности наличия коллекторов в баженовской свите, которая основывается на толщине баженовской свиты и на наличии аномально высокого пластового давления (Рисунок 3.19-3.20).

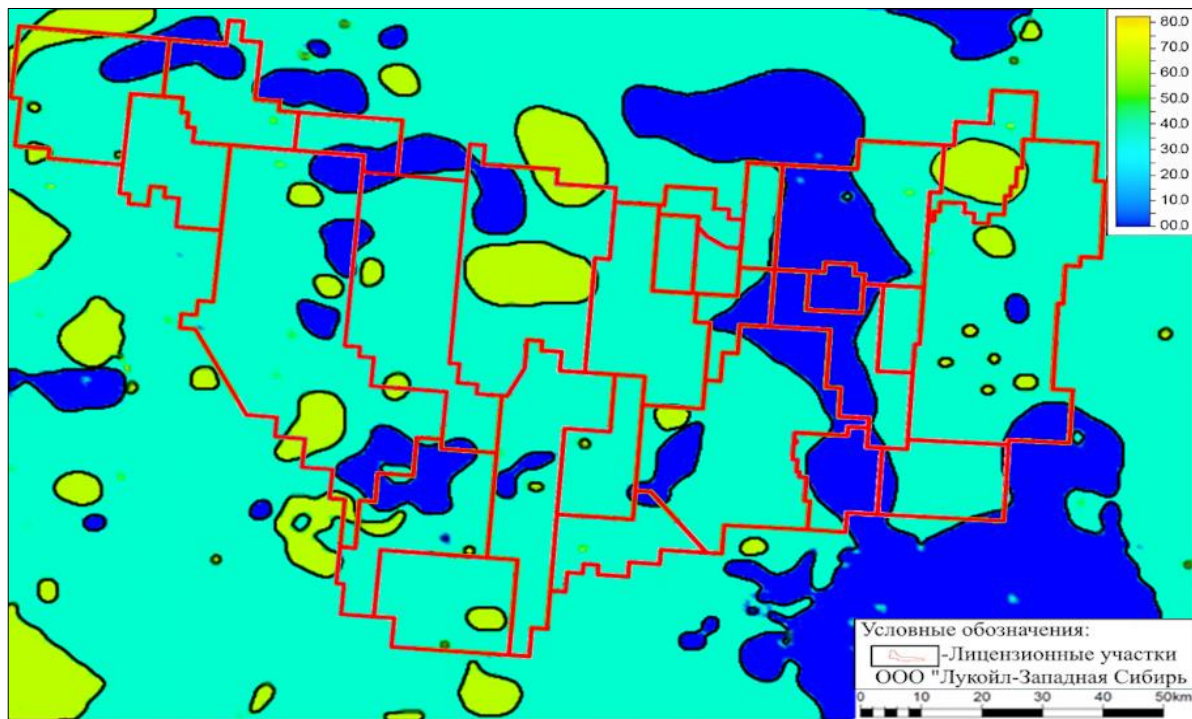


Рисунок 3.19 – Схема вероятности существования благоприятных условий для наличия коллектора в баженовской свите, %

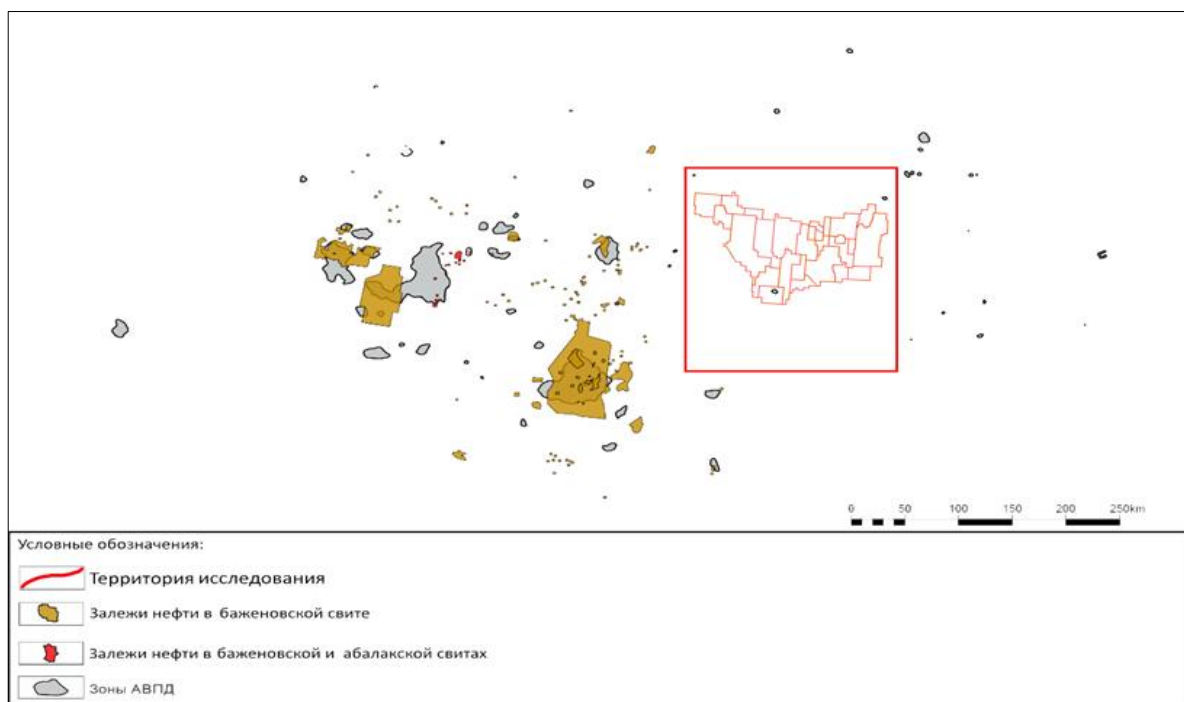


Рисунок 3.20 – Схема размещения зон аномально высокого пластового давления в баженовской свите [4]

Следующим параметром стала изоляция баженовской свиты от проницаемых пластов. Для учета этого параметра использовались карты толщин флюидоупоров, подстилающих и перекрывающих отложений, а также зоны наличия АВПД – как зоны с подтвержденной хорошей изоляцией баженовской свиты (Рисунок 3.21).

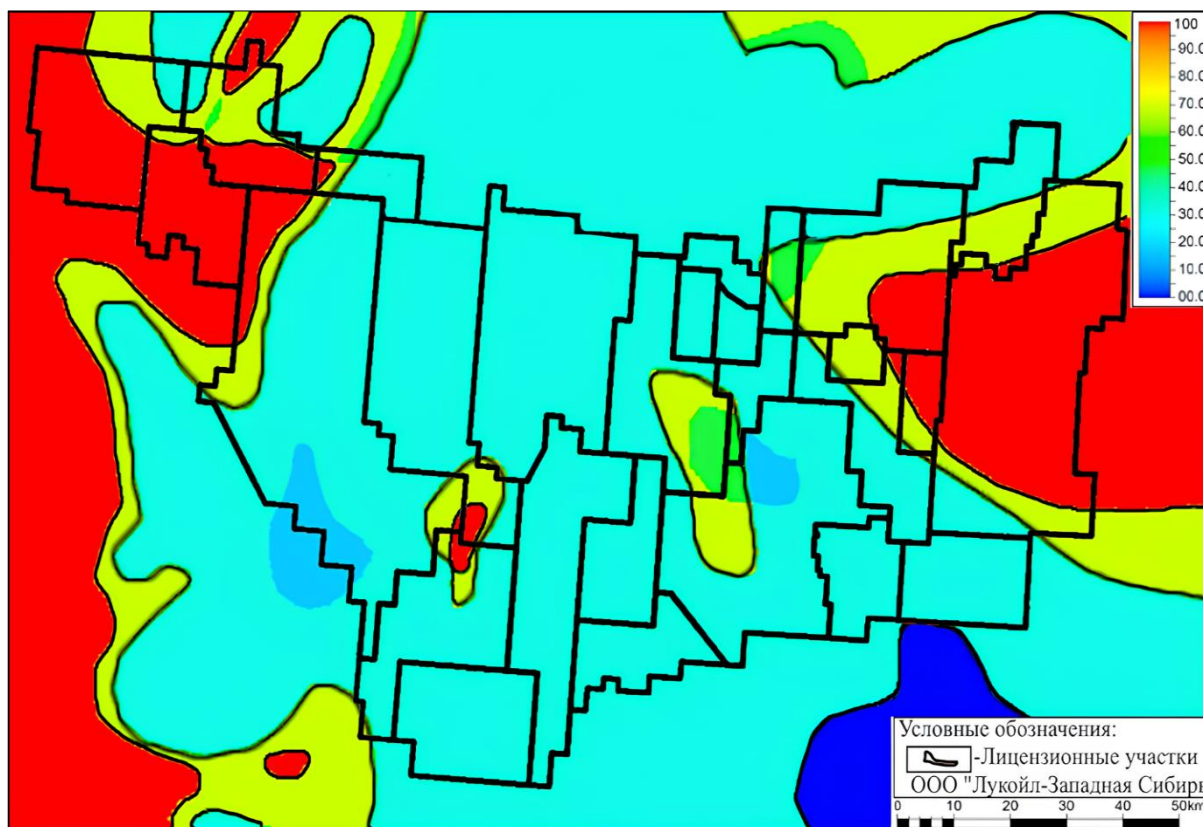


Рисунок 3.21 – Схема вероятности существования благоприятных условий для изоляции углеводородов в баженовской свите, %

После карты вероятности наличия материнской толщи, изоляции ее от проницаемых прослоев и существования в ней коллекторов, были наложены друг на друга и перемножены. В результате получилась детализированная карта перспектив нефтеносности отложений баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов (Рисунок 3.22). Эту карту можно использовать для выбора первоочередных объектов при геологоразведочных работах отложений баженовской свиты. Наиболее перспективными для первоочередной разработки отложений баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов являются участки, расположенные в северной части изучаемой территории:

Южно-Выинтойское, Повховское, им. А. Усольцева (Имилорское) и Северо-Конитлорское месторождения.

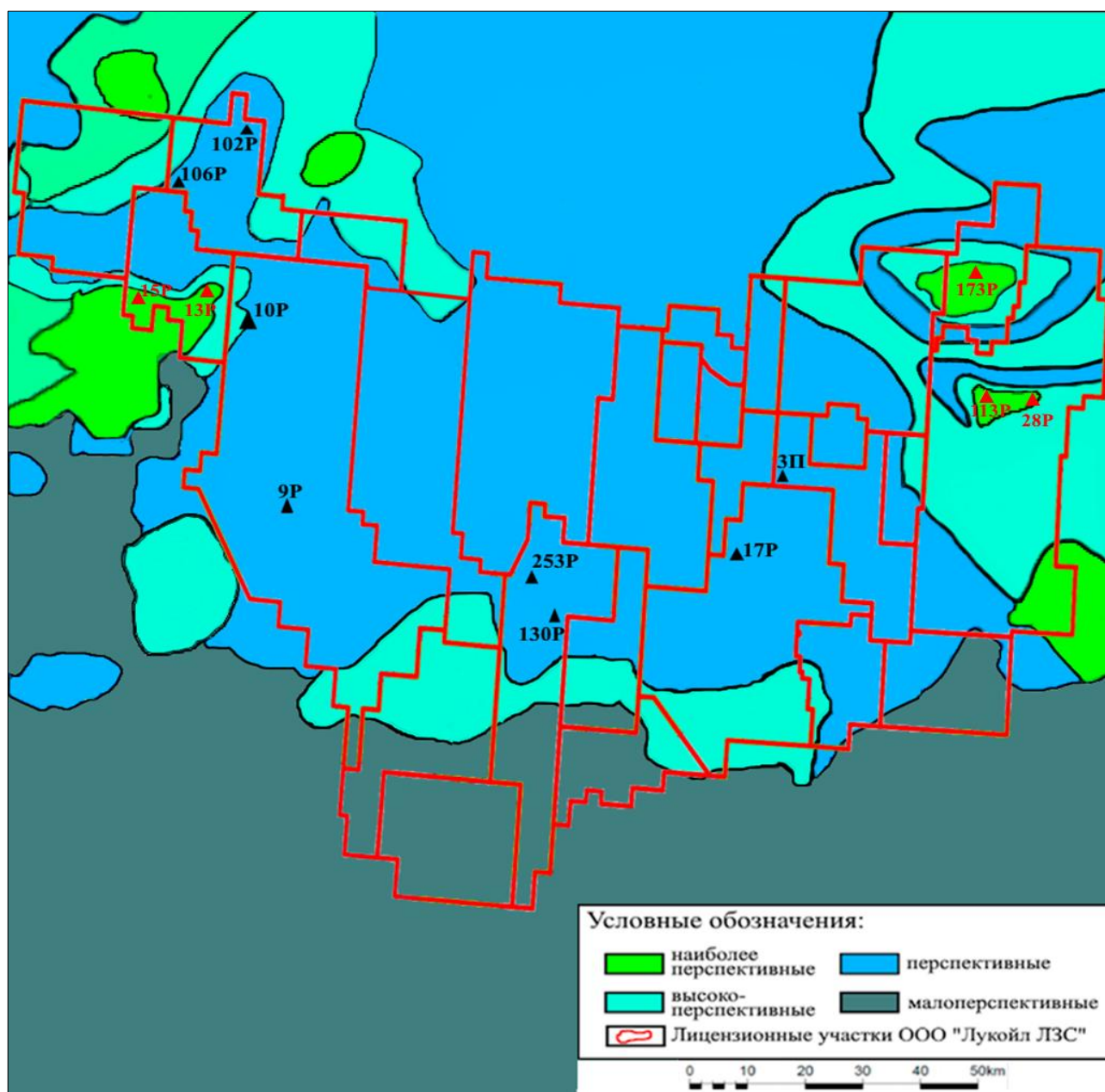


Рисунок 3.22 – Карта перспектив нефтеносности баженовской свиты (черным отмечены скважины, по которым проведены испытания, красным отмечены скважины-кандидаты для проведения испытаний)

Ранее территория деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов рассматривалась, как не перспективная в отношении получения притоков нефти из баженовской свиты.

Однако обобщение результатов испытаний интервалов баженовского разреза (Таблица 3.1) и новые данные по исследованиям керна позволяют пересмотреть эту оценку. В пределах Когалымского района выявлены запасы нефти как в зонах развития так называемых аномальных разрезов, так и в интервалах нормального разреза баженовской свиты. Ключевым примером успешного освоения баженовской свиты из нормального разреза является скважина 10Р Тевлинско-Русскинского месторождения. По результатам испытаний по скважине 10Р зафиксирован приток нефти до 26,8 м³/сут при среднем содержании органического вещества в разрезе порядка 8,15 %. Скважина приурочена к перспективной зоне в северной части района работ, что согласуется с современными представлениями о локализации наиболее продуктивных участков баженовской свиты на территории изучения.

Таблица 3.1 – Результаты испытаний скважин

Месторождение	Скважина	Интервал испытания	Результаты испытания, м ³ /сут	Пластовое давление, атм	Пластовая температура, °С
Северо- Ватьеганское	3П	2823,00- 2828,00	10	-	87,1
		2844,00- 2852,00	9	-	87,4
Ватьеганское	17Р	2852,00- 2870,00	2,88	270	91,0
Кустовое	130Р	2848,00- 2862,00	1,02	-	87,9
	253Р	2800,00- 2820,00	12,6	280	87,5
Северо- Кочевское	102Р	2873,00- 2996,00	0,3	-	95,0
	106Р	2924,00- 2928,00	0,9-1,8	-	93,0
Тевлинско- Русскинское	9Р	2735,00- 2748,00	4,6	-	82,5
	10Р	2740,00- 2756,00	5,8-26,8	273	89,0

В выделенных наиболее перспективных участках баженовской свиты уже расположены поисковые и разведочные скважины. Рекомендуется провести испытания на скважинах 28Р и 113Р Повховского месторождения, 173Р Южно-Выинтойского месторождения, 15Р и 13Р Кочевского месторождения для оценки коллекторских свойств и динамики притоков из отложений баженовской свиты.

3.3 Выделение перспективных интервалов на основе комплексных методов

На рассматриваемой территории наилучшие коллекторские свойства в разрезе баженовской свиты в наибольшей степени связаны с биогенными отложениями. Радиоляритовые разности баженовской свиты, подвергшиеся доломитизации, выделяются локальными более высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами при выраженной неоднородности как по вертикали, так и по латерали. Диагенетические процессы проявлены в карбонитизации скелетов радиолярий. Поровые полости, обеспечивающие коллекторские свойства повышенного качества, образуются в результате растворения при катагенетических процессах. Согласно В.С. Вишневской [27], замещение кальцитом снижает коллекторский потенциал радиоляритов, в то время как сохранение и доломитизация благоприятны для развития эффективных коллекторов.

Глинисто-кремнистые литотипы, преобладающие в разрезе, как правило, характеризуются низкой пористостью и проницаемостью и в большинстве случаев, не функционируют в качестве эффективных коллекторов.

Для надежного выделения указанных литотипов по каротажным кривым целесообразно увязывать результаты лабораторных исследований керн с данными стандартного и расширенного комплексов геофизических исследований скважин, устанавливая петрофизические критерии литотипов по керну и экстраполируя их на разрез по материалам ГИС.

С позиции геохимического подхода эффективные толщины в баженовской свите обычно сопоставляют с интервалами, где отношение $S_1/C_{орг}$ (отношение пика

содержания свободных углеводородов при нагреве пробы до 300 °С, достаточного для десорбции и выделения подвижной нефти, к общему содержанию органического углерода) превышает пороговое значение 1 отн. ед. Такой критерий предложен и обоснован в ряде геохимических работ, в том числе М. В. Дахновой и соавторами [37], и считается индикатором повышенного содержания подвижных углеводородов в породе. Вместе с тем, применение данного подхода ограничено только теми интервалами, по которым имеется керн, получение надёжных оценок S_1 и $C_{орг}$ по данным каротажа, особенно при использовании только стандартного комплекса ГИС, на практике связано с высокой неопределённостью и требует калибровки по обширной керновой выборке.

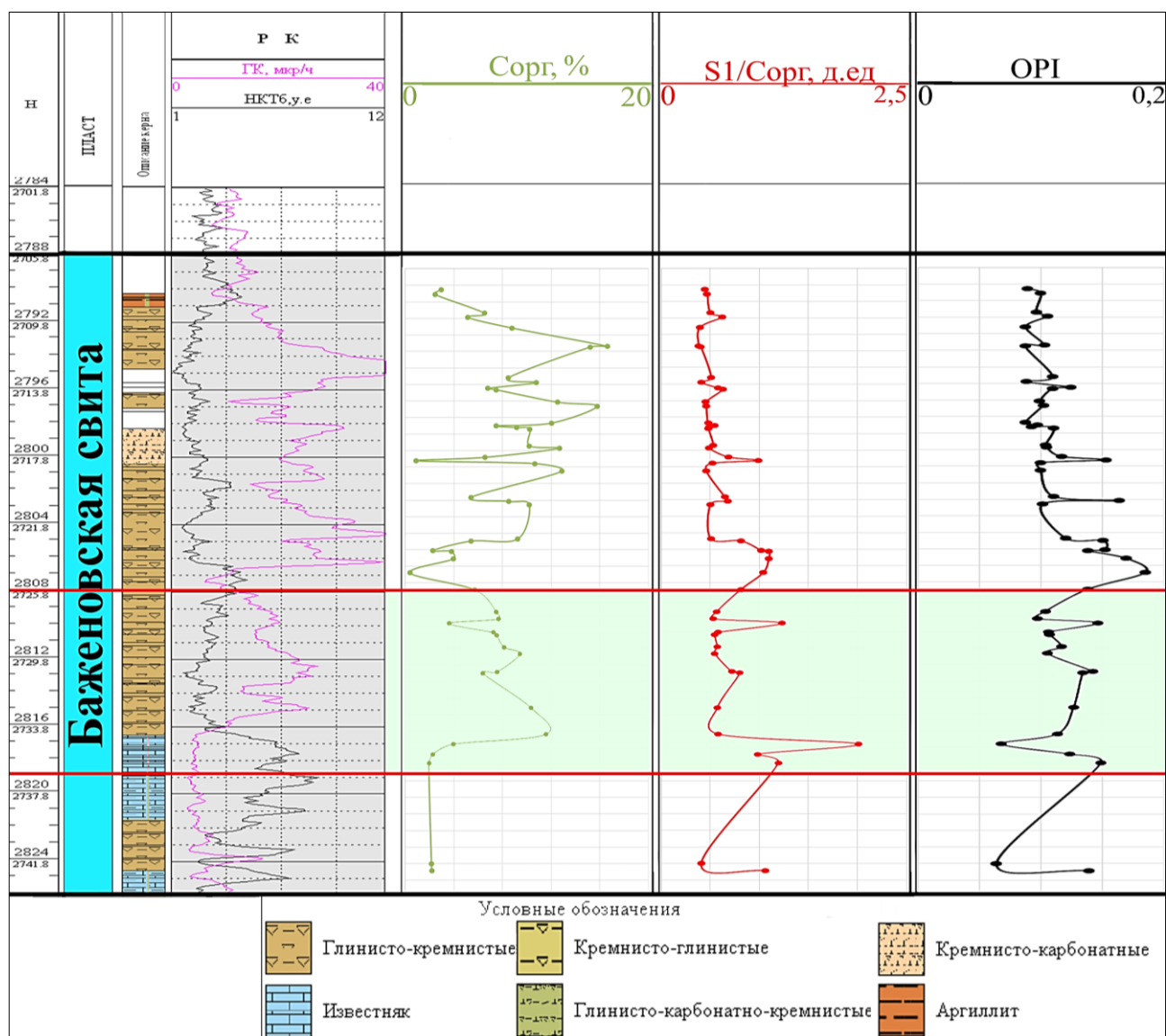


Рисунок 3.23 – Планшет скважины 306-Южно-Ягунского месторождения

На примере скважины Южно-Ягунского месторождения показано (Рисунок 3.23), что при комплексном использовании геофизических (ГК и НКТ) параметров в сочетании с геохимическими ($C_{\text{орг}}$, $S_1/C_{\text{орг}}$, показателем продуктивности (ОП) и нефтенасыщенности (ОСИ)) удаётся уверенно выделить перспективный интервал коллектора. Интервал 2808-2819 м, сложенный преимущественно доломитизированными радиоляритами, характеризуется устойчиво повышенными значениями $S_1/C_{\text{орг}}$ (>1 отн. ед.) при высоком содержании органического углерода и повышенных индексах продуктивности (ОП) и нефтенасыщенности (ОСИ), что позволяет отнести его к классу наиболее перспективных интервалов коллекторов в разрезе баженовской свиты

Выводы по главе 3

1. Анализ, обобщение и систематизация геохимических данных по баженовской свите позволили построить карты распределения ключевых параметров и выделить устойчивые зональные закономерности пространственной изменчивости свойств органического вещества. В пределах лицензионных участков, расположенных в условиях Сургутского и Нижневартовского сводов, среднее содержание $C_{\text{орг}}$ варьируется от 2,48 до 12,5 %, при общей выдержанности его уровней и локальными максимумами, приуроченными к Повховскому и Дружному месторождениям, что связано с большей полнотой геологической информации и высоким процентом керна отбора. Наибольший нефтегенерационный потенциал отмечается в юго-восточных частях территории, где значения S_2 составляют 60-100 мг УВ/г породы. В региональном плане органическое вещество баженовской свиты в центральных частях Сургутского и Нижневартовского сводов характеризуется T_{max} порядка 430-445 °С, что соответствует интервалу отражательной способности витринита $R_o \approx 0,5-0,85$ % и по сводной шкале катагенеза Н. Б. Вассоевича – градациям от поздней стадии МК₁–МК₂ до начала главной зоны нефтегенерации. Для прогноза нефтегенерации построены схемы распределения пиролитических индексов продуктивности (ОП)

и нефтенасыщенности (OSI), используемых как индикаторы наличия свободных миграционно-активных углеводородов в породах. Аномальные области, характеризующиеся превышением критических пороговых значений обоих индексов, приурочены преимущественно к северо-восточным участкам территории и центральным частям Сургутского и Нижневартовского сводов.

2. С учётом выявленных ключевых критериев выполнено ранжирование территории по степени благоприятности геологических условий, на основе которого построены вероятностные карты зон генерации углеводородов, развития коллекторов с учётом аномально высоких пластовых давлений и карты благоприятных условий, обеспечивающих изоляцию углеводородов. Совокупный анализ этих материалов позволил составить прогнозную схему перспектив нефтеносности баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов. Ранее территория деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в пределах указанных сводов рассматривалась как малоперспективная в отношении получения промышленных притоков нефти из баженовской свиты, однако обобщение результатов испытаний и новые данные по керну позволили пересмотреть данную оценку. Показательным примером успешного освоения баженовской свиты является скважина 10Р Тевлинско-Русскинского месторождения. Во многих скважинах в пределах исследуемой территории выявлены запасы нефти как в зонах развития так называемых аномальных разрезов, так и в интервалах нормального разреза баженовской свиты. Большая часть территории характеризуется сочетанием температурных условий, содержания органического вещества, степени катагенетической преобразованности и значений пиролитических индексов, соответствующих благоприятным параметрам для генерации и сохранности углеводородов в баженовской свите.

3. На примере скважины Южно-Ягунского месторождения установлено, что при комплексном использовании геофизических данных в сочетании с геохимическими показателями и пиролитическими индексами продуктивности (ОПИ) и нефтенасыщенности (OSI) обеспечивается надёжное выделение перспективного интервала коллектора в разрезе баженовской свиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Баженовская свита характеризуется сложным литологическим строением, обусловленным тонкодисперсностью породообразующего материала, частым переслаиванием сходных по строению, но различающихся по составу пород, высоким содержанием органического вещества и кремнезёма, а также переменной изменчивостью постседиментационных преобразований. По соотношению основных компонентов выделяются четыре литотипа: карбонатно-кремнистый, глинисто-кремнистый, карбонатный и глинисто-кремнисто-карбонатный. Коллектор баженовской свиты представляет собой тонкослойный литологически и генетически обособленный интервал, приуроченный к радиоляритовым и апорадиоляритовым кремнисто-карбонатным толщам, где вторичные процессы формируют систему пор, микрокаверн и трещин, обеспечивающих промышленно значимые фильтрационно-ёмкостные свойства. Такие коллекторы имеют локальный характер, небольшую толщину и залегают в пределах общей глинисто-кремнисто-карбонатной толщи с крайне низкими фильтрационно-ёмкостными параметрами. Ограниченная репрезентативность данных испытаний баженовской свиты определяет необходимость её комплексного изучения геологическими, геохимическими, геофизическими и промысловыми методами для оценки генерационного потенциала и выделения наиболее перспективных зон нефтегазонакопления.

2. Полученные геологические, геофизические, геолого-технологические и геохимические данные позволили выделить ключевые критерии нефтегенерационного потенциала баженовской свиты. Нефтегенерационный потенциал нетрадиционных коллекторов контролируется совокупностью региональных (содержание и катагенетическая преобразованность органического вещества, толщина свиты и флюидоупоров, пластовая температура) и локальных факторов (параметры ГИС, промысловые показатели, геохимические параметры нефтенасыщенности, продуктивности и остаточного потенциала). Перспективные интервалы приурочены к участкам с повышенными значениями гамма-каротажа

и электрического сопротивления, пониженными значениями плотностного каротажа и согласованным проявлением литологических, газовых и механических признаков, интерпретируемых как реально проницаемые, насыщенные пласты. Выявлена закономерная тенденция увеличения $C_{\text{орг}}$, S_1 и S_2 вверх по разрезу, корреляция S_1 и $C_{\text{орг}}$ подтверждает роль органического вещества как основного источника генерируемых нефтей, а локальные аномалии S_1 являются признаком накопления подвижной нефти. На основе комплексного анализа определены минимально допустимые значения ключевых геологических, геофизических, геолого-технологических и геохимических характеристик, позволяющие обоснованно выделить перспективные участки нефтематеринских отложений баженовской свиты для выполнения прогноза её нефтеносности в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов.

3. Анализ, обобщение и систематизация геохимических данных по баженовской свите позволили построить карты распределения ключевых параметров и выделить устойчивые зональные закономерности изменчивости свойств органического вещества. В пределах лицензионных участков Сургутского и Нижневартовского сводов среднее содержание $C_{\text{орг}}$ варьируется от 2,48 до 12,5%, при локальных максимумах на Повховском и Дружном месторождениях и максимальных значениях S_2 (60-100 мг УВ/г породы) в юго-восточной части территории. Органическое вещество характеризуется T_{max} 430-445 °C ($R_o \approx 0,5-0,85 \%$), соответствующими поздним стадиям $МК_1$ – $МК_2$ и началу главной зоны нефтегенерации, а схемы распределения индексов OPI и OSI фиксируют аномальные области свободных миграционно-активных углеводородов преимущественно на северо-востоке и в центральных частях Сургутского и Нижневартовского сводов. С учётом выявленных критериев нефтегенерационного потенциала выполнено ранжирование территории по степени благоприятности геолого-геохимических условий и построены вероятностные карты зон генерации углеводородов, развития коллекторов (с учётом аномально высоких пластовых давлений) и благоприятных условий изоляции углеводородов, на основе которых составлена прогнозная схема

перспектив нефтеносности баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов. Малоперспективная с точки зрения промышленных притоков нефти из баженовской свиты территория деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов при повторной оценке по данным испытаний и керна демонстрирует наличие запасов как в аномальных, так и в нормальных разрезах. Большая часть территории характеризуется сочетанием температурных условий, содержания органического вещества, степени катагенетической преобразованности и пиролитических индексов, благоприятных для генерации и сохранности углеводородов, а на примере скважины Южно-Ягунского месторождения показано, что комплексное использование данных ГК, НКТ, $C_{орг}$, $S_1/C_{орг}$, OPI и OSI обеспечивает надёжное выделение перспективных интервалов коллектора в разрезе баженовской свиты.

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. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. и др. Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых. М., Наука, 1987, 332 с.
4. 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.
5. 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.
6. Баженова, Т. К. Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России / Т. К. Баженова // *Геология нефти и газа*. – 2017. – № 5. – С. 37-50.
7. Байков, Н. М. Перспективы разработки месторождений сланцевой нефти (часть 1) / Н. М. Байков, Е. Н. Байкова // *Нефтяное хозяйство*. – 2013а. – № 5. – С. 120-123.
8. Байков, Н. М. Перспективы разработки месторождений сланцевой нефти (часть 2) / Н. М. Байков, Е. Н. Байкова // *Нефтяное хозяйство*. – 2013б. – № 7. – С. 131-135.
9. Балущкина Н. С., Калмыков Г. А., Хамидуллин Р. А. и др. Комплексная литофизическая типизация пород баженовской свиты по данным керна и комплексу ГИС // *SPE 171168*. – 2014.

10. Балущкина Н. С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов: Дисс. канд. геол.- мин. наук. – М., 2011.

11. 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.

12. 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.

13. 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.

14. 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.

15. Баталин О. Ю., Вафина Н. Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 10. – С. 418-425.

16. 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.

17. 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.

18. Белецкая, С. Н. Экспериментальное изучение механизма первичной миграции рассеянных битумоидов из осадочных пород в однофазном газовом состоянии / С. Н. Белецкая // Генезис нефти и газа. – М.: Недра, 1967. – С. 420- 427.

19. 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.

20. Белкин В. И. Фациальные типы пород баженовской свиты Западного Приобья // Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Москва, 1986. – С. 15-26.

21. Белкин В. И., Ефремов Е. П., Каптелинин Н. Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 10. – С. 27-31.

22. Белкин В. И., Ефремов Е. П., Каптелинин Н. Д. Строение и нефтегазоносность баженовского резервуара // Литология и полезные ископаемые. – 1985. – № 2. – С. 43-58.

23. Бондаренко П. М. Прогноз продуктивных зон в отложениях баженовской и абалакской свит в пределах Лебяжьего поискового лицензионного участка. – 2000.

24. Брадучан Ю. В., Гулари Ф. Г., Захаров А. В. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.

25. Вассоевич Н. Б., Вассоевич О. М., Назаревич И. А. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. – М.: Наука, 1986. – 368 с.

26. Важенина О. А. Стратиграфия и условия формирования абалакской и баженовской свит Широкого Приобья (Западная Сибирь): Дисс. канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2011.
27. Вишневская В.С. Баженовская свита: возраст, зоны по радиоляриям, фильтрационно-емкостные свойства // Геология нефти и газа. – 2025. – № 1. – С. 129–139. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-1-129-139
28. Власенко В. В. Изучение залежи нефти в глинистых толщах Азербайджана, Ставропольского края, Западной Сибири. – 1987.
29. Волков В. А., Захарова Л. М., Кулешова Т. М. и др. Комплексная оценка нефтеносности юрских отложений западной части Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. АУ НАЦРН им. В. И. Шпилемана. – Тюмень. – 2013.
30. Глотов А. В. Исследование природного и техногенного пустотного пространства отложений баженовской свиты для обоснования технологий её освоения): Дисс. канд. техн. наук. – Москва, 2020 г.
31. Грабовская Ф. Р. Особенности строения баженовского горизонта в связи с перспективами его нефтеносности (Пальяновская площадь, Западная Сибирь) // Материалы Технической конференции SPE «Актуальные подходы при подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов». – Тюмень. – 2015.
32. Грайфер В. И., Николаев Н. М., Кокорев В. И. и др. Термогазовое воздействие на залежи баженовской свиты // SPE 138074. – 2010.
33. Гришкевич В. Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и её использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. – Тюмень: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2005. – 116 с.
34. Гулари Ф. Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Тр. СНИИГГиМС. Новосибирск, 1979. – Вып. 271. – С. 153-160.
35. Гулари Ф. Г., Вайц Э. Я., Меленевский В. Н. и др. Условия формирования и методика поиска залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. – М.: Недра, 1988. – 130 с.

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

37. Гурари Ф. Г. Доманикиты и их нефтегазоносность // Советская геология. – 1991. – № 11. – С. 3-12.

38. Гурари Ф. Г. Изучение условий формирования залежей нефти в битуминозных толщах глин и аргиллитов (на примере баженовской свиты Западной Сибири). Новосибирск. СНИИГГиМС. – 1982.

39. Дахнова М. В., Можегова С. В., Назарова Е. С., Пайзанская И. Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55-61.

40. Добрынин В. М., Мартынов В. Г. Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых толщах // Геология нефти и газа. – 1979. – № 7. – С. 36-43.

41. Добрынин В. М., Мартынов В. Г. Модель и основные параметры пластового резервуара баженовской свиты Салымского месторождения нефти // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Сб. науч. тр. ИГИРГИ. – М., 1980. – С. 26-27.

42. Дорофеева Т. В. Дать прогноз размещения ловушек в баженовской свите Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Салымский нефтеносный район). – 1990.

43. Дорофеева Т. В., Лебедев Б. А., Петрова Т. В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 20-23.

44. Евсеев Г. П., Аристова Г. Б., Арчегова Т. Л. Рациональные пути выявления новых зон нефтегазонакопления на Западно-Сибирской плите и прилегающей части Карского моря. Ленинград. ВНИГРИ. – 1978. – 347 с.

45. Егоров В. Н., Артемов Ю. Г., Гулин С. Б. Метановые сипы в Черном море: средообразующая и экологическая роль. Севастополь. НПЦ «ЭКОСИ-Гидрофизика. – 2011.

46. Елисеев В. Г., Нестеров И. И. Перспективы нефтеносности глинистых отложений баженовской свиты: Сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1978. – Вып. 130. – С. 155-157.

47. Ефремов Е. П., Зубков М. Ю., Боркун Ф. Я. и др. Методика оценки перспектив нефтегазоносности баженовских отложений Западной Сибири. Энергия и механизм первичной миграции углеводородов. – М.: Наука, 1988. – С. 152-161.

48. Завьялец А. Н., Замятина Е. В., Скворцова Л. А. Геолого-геофизическая характеристика отложений в зоне контакта баженовской свиты с абалакской на Салымском месторождении // Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири: Сб. науч. тр. – М., 1986.

49. Занин Ю. Н., Замирайлова А. Г., Эдер В. Г. Некоторые аспекты формирования баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна // Литосфера. – 2005. – № 4. – С. 118-135.

50. Занин Ю. Н., Замирайлова А. Г., Давыдов В. Ю., Меленевский В. Н. Корреляционные связи органического вещества с минеральными компонентами в баженовской свите // Геология нефти и газа. – 1997. – № 1.

51. Зарипов О. Г., Сонич В. П., Зубков М. Ю. Региональная перспективность отложений баженовской свиты Западной Сибири // Исследования в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: Сб. науч. тр. СибНИИНП. – Тюмень. – 1982. – С. 132-144.

52. Захаров В. А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразие: Сб. науч. тр. Т-во научных изданий КМК. – 2006. – С. 552-568.

53. Зубков М. Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 58-72.

54. Зубков М. Ю. Литолого-петрофизическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 12. – С. 1821-1836.

55. Зубков М. Ю. Состав, строение и условия образования пород баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые. – 2001. – № 1. – С. 37-48.

56. Зубков М. Ю. Типы коллекторов и акустические свойства пород, слагающих отложения баженовской и абалакской свит (Западная Сибирь) // Горные ведомости. – 2013. – № 12 (115). – С. 32-49.

57. Зубков М. Ю., Бондаренко П. М., Трухан Я. А. и др. Прогноз углеводородных залежей в трещинных коллекторах баженовской и абалакской свит Восточно-Пальяновской площади на основе результатов сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Сб. науч. тр. – Х.- Мансийск, 2000. – С. 174-187.

58. Зубков М. Ю., Ершов В. А., Шакирова А. Х. и др. Особенности состава и генерации битумоидов в отложениях баженовской свиты // Строение и нефтеносность баженинов Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: Издание ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 123-131.

59. Зубков М. Ю., Зубарева Н. М., Сайфуллина А. Х. Органическое вещество баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 1988. – № 5. – С. 19-25.

60. Зубков М. Ю., Каган М. В., Вокин Р. Д. и др. Прогноз продуктивных зон в отложениях баженовской и абалакской свит Средненазымского лицензионного участка // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Сб. науч. тр. – Х.- Мансийск, 2008. – С. 64-81.

61. Зубков М. Ю., Мормышев В. В. Вещественный состав и условия образования пород баженовской свиты Салымского месторождения // Литология и полезные ископаемые. – 1987. – № 2. – С. 73-80.

62. Зубков М. Ю., Пормейстер Я. А., Бондаренко П. М. Прогноз трещинных коллекторов в отложениях баженовской и абалакской свит на основе результатов тектонофизического моделирования // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Сб. науч. тр. – Х.- Мансийск, 2002.

63. Зубков М. Ю., Потапов А. Г. Спектры ЯМР различных типов пород, входящих в состав бажено-абалакского комплекса Западной Сибири // Горные Ведомости. – 2014. – № 9 (124). – С. 24-43.

64. Зубков М. Ю., Прямоносова И. А. Нефте- и газогенерационный потенциалы баженовской свиты // Геохимия. – 1988. – № 3. – С. 386-392.

65. Зубков М. Ю., Скрылев С. А., Бондаренко П. М. и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Сб. науч. тр. – Х.- Мансийск, 1999. – С. 206-222.

66. Зубков М. Ю., Федорова Т. А. Преобразование микроструктуры органического вещества по мере его катагенетической эволюции // Литология и полезные ископаемые. – 1989. – № 5. – С. 71-79.

67. Зубков М. Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 5. – С. 26-30.

68. Клубова Т. Т., Климушина Л. П., Медведева А. М. Особенности формирования залежей нефти в глинах баженовской свиты Западной Сибири // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Сб. науч. тр. ИГИРГИ. – М., 1980. – С. 128-147.

69. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Под ред. Т. В. Дорофеевой. – Л.: Недра, 1983. – 132 с.

70. Конторович А. Э., Бабина Н. К., Богородская Л. П. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1967. – Вып. 50. – 223 с.

71. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

72. Конторович А. Э., Полякова И. П., Стасова О. Ф. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири // Тр. СНИИГиМС. – Новосибирск, 1971. – Вып. 118. – 83 с.

73. Конышева Р. А., Сахибгареев Р. С. О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири. ДАН СССР. – 1976. – Т. 228. – № 5. – С. 1197-1199.

74. Корж М. В., Филина С. И. Особенности литогенеза аргиллитов баженовской свиты и возможный механизм образования в них залежей нефти // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Тр. ИГиРГИ. – М., 1980. – С. 6-18.

75. Карнюшина Е. Е. Кремнистые породы нефтеносной баженовской свиты Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Вестник Московского Университета. – 2003. – № 6.

76. Коровина Т. А. Закономерности формирования и распространения коллекторов в битуминозных отложениях баженовской свиты для оценки перспектив нефтегазоносности западного склона Сургутского свода: Дисс. канд. геол. -мин. наук. – М., 2005.

77. Краснов С. Г., Беликова А. Г., Галишев И. Р. Условия формирования автохтонных нефтяных залежей баженовской свиты Западной Сибири // Геология и геофизика. – 1981. – № 10. – С. 3-10.

78. Краснов С. Г., Дорофеева Т. В., Лебедев Б. А. Геологические условия нефтеносности и природа емкости коллекторов баженовской свиты Западной Сибири // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите: Кн. – Л.: Недра, 1980. – С. 115-127.

79. Кривошеева З. А., Соколов Б. А. Образование нефтяных залежей в глинистых толщах в результате разуплотнения // Геология нефти и газа. – 1980. – № 1. – С. 26-29.

80. Кузьмин Ю. А., Судат Н. В. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа-Югры // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2011. – № 24.

81. Куляпин Т. П., Соколова Т. Ф. Прогноз коллекторов в разрезе баженовской свиты по материалам керна // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1.

82. Лапковский В. В., Конторович В. А., Шмелев Н. Е. Обобщенный образ и обоснование границ баженовской свиты по каротажным данным для разрезов Салымского типа (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 9. – С. 1408-1417.

83. Лобода Н. Г. Разработка и внедрение методики оценки массовых содержаний породообразующих элементов в разрезах нефтяных скважин по данным спектрометрического нейтронного гамма-каротажа: Дисс. канд. тех. наук. – Дубна, 2011. – 107 с.

84. Макарова О. М., Коробова Н. И., Калмыков А. Г., Калмыков Г. А., Балущкина Н. С., Белохин В. С., Козлова Е. В., Косоруков В. Л., Мануилова Е. А. Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. – Ч. 2. – С. 155-164.

85. Мелик-Пашаев В. С., Степанов А. И., Терещенко Ю. А. О природе аномально-высоких пластовых давлений в юрских отложениях Салымского месторождения // Геология нефти и газа. – 1979. – № 7. – С. 25-28.

86. Микуленко К. И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты // Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1974. – Вып. 194. – С. 37-41.

87. Немова В. Д. Литология и коллекторские свойства отложений баженовского горизонта на западе Широкого Приобья: Дисс. канд. геол. -мин. наук. – М., 2012.

88. Немова В. Д., Панченко И. В., Ильин В. С., Смирнова М. Е. Обзор результатов разработки баженовской свиты в связи с ее геологическим строением и пластовыми условиями (на примере Средне-Назымского и Салымского месторождений) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 38-45.

89. Неручев С. Г., Рогозина Е. А., Зеличенко И. А. и др. Геохимические особенности процессов нефте- и газообразования в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирской низменности // Изв. АН СССР. Серия геология. – 1980. – № 2. – С. 5-16.

90. Нестеров И. И. Нефтеносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. – 1980. – № 11. – С. 3-10.

91. Нестеров И. И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26-29.

92. Нестеров И. И., Ушатинский И. Н., Малыхин А. Я. и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 256 с.

93. Николаева И. В. Минералы группы глауконита в осадочных формациях. Новосибирск. – М.: Наука, 1977. – 117 с.

94. Оксенойд Е. Е. Минерально-вещественный состав, тип органического вещества и региональный прогноз продуктивности баженовского горизонта в центральной части Западно-Сибирского НГБ: Дисс. канд. геол. -мин. наук. – Тюмень, 2019 г.

95. Панченко И. В., Немова В. Д., Смирнова М. Е. и др. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 22-34.

96. Панченко Л. Т., Береснев Н. Ф. О некоторых особенностях геологического строения баженовской свиты Салымского нефтеносного района // Проблемы нефти и газа Тюмени. – Тюмень. – 1973. – Вып. 16. – С. 1-4.

97. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – Вып. 36. – 64 с.

98. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю. Жарков А. М. Нефтегазоносные отложения доманикового типа – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах // Георесурсы. – 2013. – № 4 (54). – С. 18-22.

99. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 13. – С. 1-10.

100. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю. Формация баккен: геология, нефтегазоносность и история разработки // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. – С. 1-28.

101. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 2004.

102. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. – Тюмень. – 1969. – Часть 1. – 143 с.

103. Салымский нефтегазоносный район / Под ред. И. И. Нестерова. Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1970. – Вып. 41. – 314 с.

104. Скоробогатов В. А., Краснов С. Г. Некоторые критерии перспектив нефтегазоносности баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1984. – № 3. – С. 15-19.

105. Скрылев С. А., Зубков М. Ю., Гусев В. В. Выделение высокопродуктивных зон на основе математического и тектонофизического моделирования с целью более эффективного вовлечения в разработку залежей нефти в абалакской свите // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Сб. науч. тр. – Х.- Мансийск, 2000. – С. 445-453.

106. Скрылев С. А., Чуйко А. И., Зубков М. Ю. Опыт и проблемы применения геофизических методов при изучении залежей нефти в абалакской свите Красноленинского месторождения // Научно-технический вестник «Каротажник». – Тверь: ГЕРС. – 1997. – Вып. 41. – С. 49-58.

107. Состояние и перспективы развития ресурсной базы нефтедобычи Ханты-Мансийского Автономного Округа – Югры // VI Международный инвестиционный форум «Югра-2011». – Х.- Мансийск, 2011.

108. Справочник по литологии / Под редакцией Н. Б. Вассоевича, В. Л. Либровича и др. – М.: Недра, 1983. – 509 с.
109. Свищев М. Ф., Садыков М. М., Каптелинин Н. Д. и Юсупов К. С. Гидродинамические особенности продуктивных пластов баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения // Тр. Гипротюменнефтегаз. – Тюмень. – 1973. – Вып. 35. – С. 239-252.
110. Сотнич И. С. Геохимия органического вещества и перспективы нефтеносности баженовской свиты Северо-Сургутского района Западной Сибири: Дисс. канд. геол.- мин. наук. – г. Новосибирск, 2022 г.
111. Сотнич И. С., Костырева Е. А., Родякин С. В., Рыжкова С. В., Конторович А. Э. Дифференциация битумоидов баженовской свиты Северо-Сургутского района в ходе генерации и миграции // Геология и геофизика. – Т. 64, № 12, с. 1732-1741.
112. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты / Под редакцией: В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосовой. – 2004.
113. Терещенко Ю. А. Резкая аномалия пластовых давлений на Салымском месторождении в Западной Сибири и ее возможная природа // Бюллетень МОИП. Отдел геологический. – 1972. – Вып. 47. – № 5. – С. 219-222.
114. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 502 с.
115. Трофимук А. А., Карагодин Ю. Н. Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти // Геология нефти и газа. – 1981. – № 4. – С. 29-33.
116. Ушатинский И. Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Советская геология. – 1981. – № 2. – С. 11-22.
117. Ушатинский И. Н., Бабицын П. К., Зарипов О. Г. и др. Методика и результаты изучения минералогии глин продуктивных отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью // Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1970. – Вып. 35. – 314 с.

118. Ушатинский И. Н., Зарипов О. Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. – Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1978. – 208 с.

119. Ушатинский И. Н., Харин В. С. Типы и составы пород баженовской свиты // Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири: Сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1985. – С. 54-64.

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

121. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 332 с.

122. Фомин М. А., Замирайлова А. Г., Саитов Р. М., Сотнич И. С. Выделение интервалов-коллекторов в разрезах баженовской свиты на Малобалыкской и соседних площадях (ХМАО, Западная Сибирь) // Материалы XVIII международной научной конференции (г. Новосибирск, 18-20 мая 2022 г.). – 2022. – Том 2. – № 1. – С. 98-105.

123. Фор Г. Основы изотопной геологии. – М.: Мир, 1989.

124. Хабаров В. В., Кузнецов Г. С. Аномальные разрезы Баженовской свиты Западной Сибири / Научный журнал «Нефть и газ». – 2001 г. – № 4. – С. 4-12.

125. Шарафутдинов А. Ф. Бассейновое моделирование как ключ к пониманию образования месторождений Западной Сибири // Материалы 73-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р. У. Рабаев. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2022.

126. Шарафутдинов А. Ф., Юсупов А. А. Стратиграфическая неоднородность верхнеюрских отложений в сургутском своде: значение для прогноза коллекторов // 64-я Международная научная студенческая конференция МНСК-2026: сборник статей международной научной студенческой конференции. – Новосибирск. – 2026. – 412 с.

127. Шарафутдинов А. Ф., Горбунов А. А. Применение бассейнового моделирования при поисках залежей углеводородов // Материалы 74-й научно-

технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р. У. Рабаев. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2023 г.

128. Шарафутдинов А. Ф., Котенёв Ю. А., Атсе Я. Д. Б., Волкова Н. В. Реконструкция палеогеографической обстановки формирования пласта АВ1-2 и фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов // Грозненский естественно-научный бюллетень. – 2022. – Том 8. – № 3(33). – С. 39-45. DOI: 10.25744/genb.2023.33.3.006

129. Шарафутдинов А. Ф., Котенёв Ю. А., Минкаев В. Н. Геохимия редкоземельных элементов верхнеюрских отложений в пределах Сургутского свода // Грозненский естественно-научный бюллетень. – 2026. – Том 11. – № 1(43). – С. 79-85.

130. Шарафутдинов А. Ф., Котенёв Ю. А. Критерии, влияющие на генерационный потенциал бажендовской свиты // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2025. – Том 57. – № 4(120). – С. 12-19.

131. Шарафутдинов А. Ф., Котенёв Ю. А. Геохимия редкоземельных элементов верхнеюрских отложений в пределах Нижневартовского свода // Территория Нефтегаз. – 2026.

132. Шарафутдинов А. Ф., Котенёв Ю. А., Доминик Бернабэ Атсе Яо, Гаймалетдинова Д. Ф. / Оценка потенциала доюрских нефтегазоматеринских пород Шаимского нефтегазоносного района // Нефть. Газ. Новации. – 2022 г. – № 3.- С.42-46

133. Шарафутдинов А. Ф., Махныткин Е. М., Котенёв Ю. А. Применение технологий бассейнового моделирования и моделирования углеводородных систем // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022: материалы VI Международной научно-практической конференции (22 апреля 2022 г.) / отв. редактор С. Н. Нагаева. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 429 с.

134. Шарафутдинов А. Ф., Михайлов Е. Д., Аксберг А. С. Региональные особенности верхнеюрских нетрадиционных коллекторов в контексте тектоники Западно-Сибирского бассейна // Междисциплинарный форум: трансформация

науки и общества: сборник статей III Международной научно-практической конференции. – Саратов: НОП «Цифровая наука». – 2026. – 385с.

135. Шарафутдинов А. Ф., Демакина А. А. Геохимические показатели органического вещества баженовской свиты как критерий оценки нефтегенерационного потенциала // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: материалы международной научно-технической конференции, посвященной памяти профессора В. Х. Хамаева / отв. редактор Р. Р. Зиганшина. – Уфа-УГНТУ, 2026.

136. Шарафутдинов А. Ф., Якубова Д., Аксберг А. С. Литолого-стратиграфические особенности строения баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов Западной Сибири // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: материалы международной научно-технической конференции, посвященной памяти профессора В. Х. Хамаева / отв. редактор Р. Р. Зиганшина. – Уфа-УГНТУ, 2026.

137. Шарафутдинов А. Ф., Складенко В. М., Аксберг А. С. Критерии идентификации перспективных зон баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: материалы международной научно-технической конференции, посвященной памяти профессора В. Х. Хамаева / отв. редактор Р. Р. Зиганшина. – Уфа-УГНТУ, 2026.

138. Шарафутдинов А. Ф., Михайлов Е. Д. Сопоставление выявленной нефтеносности баженовской свиты с различными ее характеристиками // В сборнике: Современные вопросы устойчивого развития общества в эпоху трансформационных процессов. Сборник материалов XXXIII Международной научно-практической конференции. Москва, 2026. С. 95-100.

139. Шурыгин Б. Н., Никитенко Б. Л., Девятков В. П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. – 476 с.

140. Эдер В. Г., Рыжкова С. В., Дзюба О. С., Замирайлова А. Г. Литостратиграфия и обстановка седиментации баженовской свиты (Западная

Сибирь) в центральном, юго-восточном и северном районах ее распространения // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2022, том 30, № 5, с. 46-74.

141. Sharafutdinov A. F., Kotenev Yu. A., Atse Yao D. B. Geochemical Features and Assessment of the Generation Potential of the Bazhenov Formation // Материалы конференции «International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern technologies (FarEastCon-2024)» in the city of Vladivostok, Russia.

142. Acholla F. V., Orr W. E. Pyrite Removal from Kerogen without Altering Organic Matter: the Chromous Chloride Method // Energy & Fuels. – 1993. – № 7. – Pp. 406-410.

143. Arthur M. A., Anderson T. F., Kaplan I. R. and etc. Stable Isotopes in Sedimentary Geology // Short Course No.10, Dallas. – 1983.

144. Bodnar R. J., Vityk M. O. Interpretation of Microthermometric Data for H₂O–NaCl Fluid Inclusions // Fluid Inclusions in Minerals: Methods and Applications. Pontignano: Siena. – 1994. – Pp. 117-130.

145. Breyer J. A. Shale Reservoir – Giant Resources for the 21st Century: AAPG Memoir 97. – 2012.

146. Brown P. F. A Computer Program for the Reduction and Investigation of Fluid Inclusion Data // Amer. Mineralogist. – 1989. – V. 74. – Pp. 1390-1393.

147. Bust V. K., Majid A. A., Oletu J. U., Worthington P. F. The Petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions // IPTC 14631. – 2011.

148. Glorioso J. C., Rattia A. J. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas // SPE-153004-MS. – 2012.

149. Hinrichs K. -U., Boetius A. The Anaerobic Oxidation of Methane: New Insights in Microbial Ecology and Biogeochemistry. – 2002. – Pp. 457-477.

150. Issler D. R., Hu K., Bloch J. D., Katsube T. J. Organic Carbon Content Determined from Well Logs: Examples Cretaceous Sediments of Western Canada // GSC Open File 4362. – 2002.

151. Jarvie D. M. Shale resource systems for oil and gas / D. M. Jarvie // Part 2. – Shale-oil resource systems, in J. A. Breyer, ed., Shale reservoirs – Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97, pp. 89-119

152. Passey Q. R., Bohacs, K. M., Esch, W. L., Klimentidis, R. and Sinha, S. From Oil-Prone Source Rocks to Gas-Producing Shale Reservoir Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs // SPE 131350. Richardson, Texas. – 2010.

153. Petrov A. I., Shane V. S. About need of accounting of modern geodynamics at assessment and recalculation of reserves of oil and gas // Geology of oil and gas. – 2001. – № 3. – Pp. 6-14.

154. Passey Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., and Stroud, J. D. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs // AAPG Bulletin. – 1990.

155. Ramirez T. R., Klein J. D., Bonnie R., Howard J. J. Comparative Study of Formation Evaluation Methods for Unconventional Shale Gas Reservoirs: Application to the Haynesville Shale (Texas) // SPE-144062-MS. – 2011.

156. Reitner J., Peckmann J., Blumenberg M. and atc. Concretionary Methane-Seep Carbonates and Associated Microbial Communities in Black Sea Sediments, Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 2005. – V. 227. – № 1–3. – Pp. 18-30.

157. Review of Emerging Resources: U. S. Shale Gas and Shale Oil Plays. US Energy Information Administration. – 2011. – 105 p.

158. Sakhaee-pour, A., Bryant S. L. Gas Permeability of Shale // SPE-146944-MS. – 2011.

159. Saneifar M., Aranibar A., Heidari Z. Rock Classification in the Haynesville Shale-Gas Formation Based on Petrophysical and Elastic Rock Properties Estimated from Well Logs // SPE-166328-MS. – 2013.

160. Sorkhabi R. (2017). Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Springer International Publishing AG, 105 p.

161. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. US Energy Information Administration. – 2013. – 730 p.

162. Thaimar R., Ramirez J. D., Klein R. J. Comparative Study of Formation Evaluation Methods for Unconventional Shale-Gas Reservoirs: Application to the Haynesville Shale (Texas) // SPE 144062. – 2011.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (ФГБОУ ВО «УГНТУ»)

ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450064. Тел.: (347) 242-03-70, <http://www.rusoil.net>, E-mail info@rusoil.net
ИНН 0277006179, ОГРН 1020203079016, ОКПО 02069450, КПП 027701001

24.03.2026 г. № 044-13/24

На № _____ от _____

В диссертационный совет

24.2.428.07 на базе ФГБОУ ВО

«Уфимский государственный

нефтяной технический

университет»

СПРАВКА

Дана соискателю Уфимского государственного нефтяного технического университета Шарафутдинову Алмазу Фаритовичу о том, что материалы диссертационной работы А.Ф. Шарафутдинова на тему «Прогнозирование нефтегазоносности нетрадиционных коллекторов в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов» используются при проведении лабораторных и практических занятий по дисциплинам «Геохимические методы поиска нефти и газа» и «Геология и геохимия нефти и газа», а также при выполнении дипломных проектов студентами горно-нефтяного факультета по направлениям: 21.05.02 «Прикладная геология», 05.03.01 «Геология».

Проректор по научной и инновационной работе,
кандидат технических наук



Д.А. Гулин