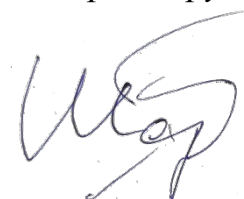


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Уфимский государственный нефтяной
технический университет»

На правах рукописи



ШАРАФУТДИНОВ АЙДАР РАФИСОВИЧ

**ОСОБЕННОСТИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ
СВИТЫ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО
АНАЛИЗА И МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ**

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
Султанов Шамиль Ханифович

Уфа – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ	12
1.1 Общие представления о геологическом строении изучаемого района	12
1.1.1 Геолого-геофизическая изученность	13
1.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивных отложений	16
1.1.3 Характеристика тектонического строения	21
1.2 Значение литолого-фациальных особенностей отложений при детализации геологического строения исследуемых объектов	25
1.3 Применение методов машинного обучения для решения задач нефтегазопромысловой геологии	27
Выводы к главе 1	30
ГЛАВА 2 МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ЛИТОЛОГО- ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	32
2.1 Методика проведения литолого-фациального анализа на основе данных описания керна	32
2.1.1 Изучение генетических особенностей состава пород	33
2.1.2 Изучение генетических особенностей структуры пород	40
2.1.3 Изучение генетических особенностей текстуры пород	42
2.2 Методика проведения литолого-фациального анализа на основе данных геофизических исследований.....	44
2.2.1 Методика выделения электрометрических моделей осадконакопления по методу В.С. Муромцева.....	45
2.2.2 Геометризация границ фациальных тел с помощью результатов интерпретации сейсморазведочных работ	51
Выводы к главе 2	58

ГЛАВА 3 КОМПЛЕКСНЫЙ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗУЧАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ	60
3.1 Особенности региональных палеогеографических обстановок осадконакопления в тюменское время.....	60
3.2 Результаты анализа фракционного состава отложений и минералов глинистого цемента.....	61
3.3 Результаты комплексного литолого-фацеального анализа юрско-нижнемеловых отложений	66
Выводы к главе 3	84
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ ФАЦИАЛЬНЫХ ТЕЛ В РАЗРЕЗЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ.....	86
4.1 Анализ особенностей исходных геолого-геофизических данных	86
4.2 Методика выделения фацеальных тел в разрезе с использованием алгоритмов машинного обучения	91
4.3 Анализ влияния особенностей условий осадконакопления на распределение коллекторских свойств отложений.....	106
4.4 Выявление зон остаточных запасов нефти на основе данных комплексного литолого-фацеального анализа отложений.....	115
Выводы к главе 4	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	131
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	145

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Исследование причин формирования зон со слабой выработкой запасов нефти является актуальным вопросом для месторождений на завершающей стадии разработки. Освоение остаточных запасов нефти требует детального геологического обоснования применения различных подходов и методов, направленных на их извлечение. Ключевыми факторами, влияющими на выработку запасов нефти, являются области замещения коллектора непроницаемыми породами, неоднородное распределение и высокие показатели вариации коллекторских свойств отложений как по площади, так и по разрезу нефтегазовой залежи.

В условиях большого объема геолого-геофизических и геолого-промысловых данных и наращивания мощности вычислительной техники, более актуальной является детализация геолого-гидродинамических моделей продуктивных пластов, построение которых является трудоемкой задачей.

Наибольшее влияние на геологическое строение оказывает распределение коллекторских свойств пород, в основном формируемых литолого-фациальными условиями образования отложений и тектоническими особенностями развития исследуемого района.

Учет литолого-фациальных особенностей может значительно снизить риски неэффективной разработки. Комплексный подход к изучению литолого-фациальных характеристик, включающий интеграцию геологических, геофизических и промысловых данных, позволяет создать более достоверные модели нефтяных резервуаров и оптимизировать процессы их разработки.

В качестве объекта исследований выбран регион в западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции, включающий 6 месторождений Приуральской нефтегазоносной области. Сложный генезис продуктивных пластов в разрезе обусловил формирование ловушек пластового и пластово-сводового типа с элементами литологического, стратиграфического и тектонического экранирования. Продуктивные юрско-нижнемеловые отложения имеют различный

генезис и приурочены как к континентальным, так и к морским обстановкам осадконакопления. Высокая послойная и площадная неоднородность пропластков коллектора значительно осложняет выработку запасов нефти. Так как состав отложений контролируется особенностями условий осадконакопления, литолого-фациальный анализ продуктивных толщ месторождений дает возможность получить представление о причинах образования зон с остаточными запасами нефти.

Современные методы математического моделирования и геостатистического анализа становятся всё более актуальными для оценки литолого-фациальных характеристик. Эти инструменты позволяют не только визуализировать сложные геологические структуры, но и прогнозировать поведение флюидов в резервуарах при различных геологических условиях.

Полученные литолого-фациальные особенности отложений оказывают влияние на выбор системы и технологий разработки месторождений углеводородов. Например, в случае выделения резервуаров с высокой послойной анизотропией свойств коллектора, где вариация коэффициента пористости и проницаемости быстро изменяется по площади и разрезу, применяется гидравлический разрыв пласта, потокоотгоняющие технологии и нестационарное заводнение. Геолого-технические мероприятия адаптируются с учетом особенностей литологического строения и фациальной структуры территории, что позволяет добиться вовлечения в разработку ранее не дренируемых запасов нефти.

Степень разработанности темы исследования

Большое внимание изучению особенностей геологического строения, корреляции отложений, а также проведению палеогеографических реконструкций восточной части Западной Сибири уделили такие ученые и производственники как: В.П. Алексеев, О.Э. Амон, В.С. Бочкарев, Ю.В. Брадучан, Е.А. Гайдебурова, Л.А. Глинских, В.П. Девятов, В.Г. Елисеев, О.В. Елишева, О.В. Золотова, В.И. Ильина, В.А. Казаненков, В.А. Конторович, Т.Г. Ксенева, Д.П. Куликов, М.А. Левчук, В.А. Маринов, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, Е.А. Предтеченская, С.В. Рыжкова, З.Я. Сердюк, Л.В. Смирнов,

А.Ф. Фрадкина, Г.Г. Шемин, А.В. Шпильман, Б.Н. Шурыгин, И.В. Князева и др. Вопросы доизвлечения остаточной нефти на исследуемых месторождениях рассматривались и обсуждались в работах: Ф.Г. Гурари, В.Е. Андреева, Ю.А. Котенёва, О.А. Залевского, В.Л. Свечникова, Б.М. Орлинского, Г.Х. Файзуллина, С.Б. Шишлов, Ф.Р. Губаева, Р.Х. Гильмановой, А.В. Стенькина и др.

Цель диссертационной работы:

Обоснование выделения особенностей условий осадконакопления отложений терригенных пластов тюменской свиты на основе проведения комплексного литолого-фациального анализа с применением методов машинного обучения.

Задачи исследования:

1. Выполнить детальный анализ геологических особенностей отложений, в том числе региональных условий осадконакопления продуктивных толщ, определяющих сложное геологическое строение и пространственное распределение остаточных запасов нефти залежей центральной части Приуральской нефтегазоносной области.

2. Формирование комплексной модели условий осадконакопления отложений тюменской свиты центральной части Приуральской нефтегазоносной области.

3. Обзор, обобщение и анализ применения методов машинного обучения для решения задач нефтегазовой геологии. Подбор эффективных моделей машинного обучения для оценки зон распространения литолого-фациальных неоднородностей продуктивных отложений.

4. Разработка алгоритма автоматизированного выделения литолого-фациальных тел в разрезе скважин на основе данных геофизических исследований.

5. Изучение влияния литолого-фациальных особенностей отложений тюменской свиты на распределение коллекторских свойств отложений и выработку запасов нефти.

Объект исследования

Объектом исследования являются терригенные отложения тюменской свиты центральной части Приуральской нефтегазоносной области.

Предмет исследования

Предметом исследования являются особенности условий осадконакопления продуктивных отложений, а также математические алгоритмы машинного обучения, направленные на решение задачи классификации разреза по литолого-фациальным зонам.

Научная новизна работы:

1. Впервые создана детальная модель условий осадконакопления отложений тюменской свиты центральной части Приуральской нефтегазоносной области, основанная на результатах интерпретации описания кернового материала, данных сейсморазведочных работ и геофизических исследований скважин, а также учитывающая сложное распределение тел коллекторов и анизотропию фильтрационно-емкостных свойств.
2. Установлены закономерности распределения геолого-физических свойств нефтегазоносных толщ, а именно электрических и радиоактивных, определяющие модели машинного обучения с целью выделения фациальных особенностей отложений.
3. Обоснованы оптимальные параметры моделей машинного обучения, обеспечивающие достоверный результат классификации терригенных отложений тюменской свиты по данным геофизических исследований скважин.

Теоретическая значимость работы:

1. Обобщены исследования, посвященные влиянию особенностей осадконакопления на коллекторские характеристики залежей и их нефтегазоносность, а также представлены выводы, полученные при формировании концептуальной палеогеографической модели изучаемой территории.
2. Предложена методика выделения литолого-фациальных тел на основе анализа данных описания керна, геофизических исследований скважин и

результатов интерпретации сейсморазведочных работ с применением методик машинного обучения.

Практическая значимость работы:

1. Созданы геолого-гидродинамические модели месторождений центральной части Приуральской нефтегазоносной области, учитывающие условия осадконакопления отложений.

2. Установлено, что распределение фациальных зон оказывает существенное влияние на выработку запасов нефти месторождений центральной части Приуральской нефтегазоносной области

3. Результаты выполненных исследований легли в основу рекомендаций по совершенствованию системы разработки и выработки запасов нефти шести месторождений: Новомостовского, Яхлинского, Потанай-Картопынского, Лазаревского, Ловинского и Пайтыхского.

4. Результаты диссертационной работы использованы в учебном процессе при подготовке студентов ФГБОУ ВО «УГНТУ» специальностей: 21.05.02 – «Прикладная геология» специализация «Геология нефти и газа»; 05.03.01 – «Геология» специализация «Геология», «Нефтегазовая геология и геофизика»; 21.05.03 – «Технология геологической разведки» специализация «Геофизические методы исследования скважин».

Методология и методы исследования:

Решение поставленных задач выполнено путем создания, систематизации и анализа базы данных геологической, геолого-геофизической и геолого-промысловой информации. Обработка массивов данных и их изучение выполнены методами математического моделирования и статистики. Формирование моделей машинного обучения и алгоритмов для работы с базами данных проводилось в программном комплексе для работы с языком программирования Python 3.12, построение геолого-гидродинамических и фациальных моделей выполнено в специализированных программных комплексах tNavigator, IRAP RMS. Формирование детальной литолого-фациальной модели проводилось на основе общепринятых методов фациального анализа, включающих изучение кернового

материала, построение электрометрических моделей осадконакопления, а также интерпретацию данных сейморазведочных работ.

Положения, выносимые на защиту:

1. Особенности условий осадконакопления отложений тюменской свиты центральной части Приуральской нефтегазоносной области, выделенные на основе комплексного анализа данных описания кернового материала, геофизических исследований скважин, а также результатов интерпретации сейморазведочных работ.

2. Алгоритмы машинного обучения, позволяющие выделить фациальные особенности отложений в разрезах скважин на основе комплексного применения данных проведенных в них геофизических исследований.

Степень достоверности и апробации результатов:

Достоверность научных результатов диссертационной работы и рекомендаций обоснована применением актуальных, общепризнанных методов обработки первичных геологических и геолого-геофизических данных, а также статистического и математического анализа геолого-геофизических данных. В процессе исследования учтены результаты предыдущих научных исследований, выполненных другими специалистами в данной области, которые подтверждают выводы, полученные в ходе проведенных исследований. Достоверность полученных геологических моделей согласуется с общими представлениями о геологическом развитии исследуемой нефтегазоносной области и обосновывается сходимостью результатов интерпретации геолого-геофизических данных, полученных разными методами.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на 73-й, 74-й, 75-й Научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, г. Уфа – 2022-2024 гг.; на Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, УГНТУ в г. Октябрьском, 2022 г.; на VI, VII Международной молодежной научной конференции г. Казань – 2022-2024 гг.; на XVI, XVII Международной научно-практической конференции молодых ученых Актуальные проблемы науки и

техники, г.Уфа – 2023-2024 гг.; на Международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича. УГНТУ, г. Уфа – 2023 г.; на 1 и 2 Международной научно-практической конференции «Освоение углеводородного потенциала – зелёные технологии», г. Уфа – 2024-2025 гг.; на Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей», г. Ухта – 2024 г., а также на научно-технических совещаниях в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» территориально-производственном предприятии «Урайнефтегаз».

Соответствие паспорту заявленной специальности:

Содержание диссертационной работы в области исследования соответствуют паспорту научной специальности ВАК 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно: п.1. «Условия образования месторождений нефти и газа – геология нефтяных и газовых месторождений, типы месторождений, их классификация»; п.4. «Совершенствование методов геологического моделирования залежей и месторождений нефти и газа».

Публикации по теме диссертации:

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 35 научных трудах, в том числе 3 – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ, 2 публикации РИД – программы для ЭВМ, 3 публикации – в издании, входящем в международную реферативную базу Scopus.

Структура и объем работы:

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка использованных источников из 105 наименований. Работа изложена на 145 страницах машинописного текста, содержит 50 рисунков, 6 таблиц, 1 приложение.

Автор благодарит профессора Котенёва Юрия Алексеевича, а также геологическую службу территориально-производственного предприятия

«Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» за консультации, замечания и рекомендации по проводимым исследованиям, позволившие сформировать научную идею.

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

ГЛАВА 1 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

1.1 Общие представления о геологическом строении изучаемого района

Исследуемая территория приурочена к центральной части Приуральской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и включает Новомостовское, Яхлинское, Ловинское, Пайтыхское, Лазаревское, Потанай-Картопьянское месторождения (Рисунок 1.1).

Промышленная нефтеносность территории связана с отложениями тюменской свиты среднеюрского возраста: пласты Ю₂₋₇. Основными продуктивными пластами на рассматриваемом участке являются пласты Ю₂₋₃.

Основная добыча нефти на исследуемой нефтегазоносной области производится на месторождениях, находящихся на заключительных стадиях разработки – отмечается высокая степень выработки активных запасов, сформированные системы разработки, снижающаяся динамика добычи нефти и высокая обводненность добываемой продукции. Залежи структурные с тектоническим и литологическим экранированием, нижняя часть разреза выклинивается о поверхность фундамента. Тектонические нарушения формируют разломно-блоковое строение с разными уровнями водо-нефтяного контакта (ВНК) в блоках. Кроме того, пропластки коллекторов характеризуются высокой степенью анизотропии фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Остаточные запасы нефти относятся к категории трудноизвлекаемых.

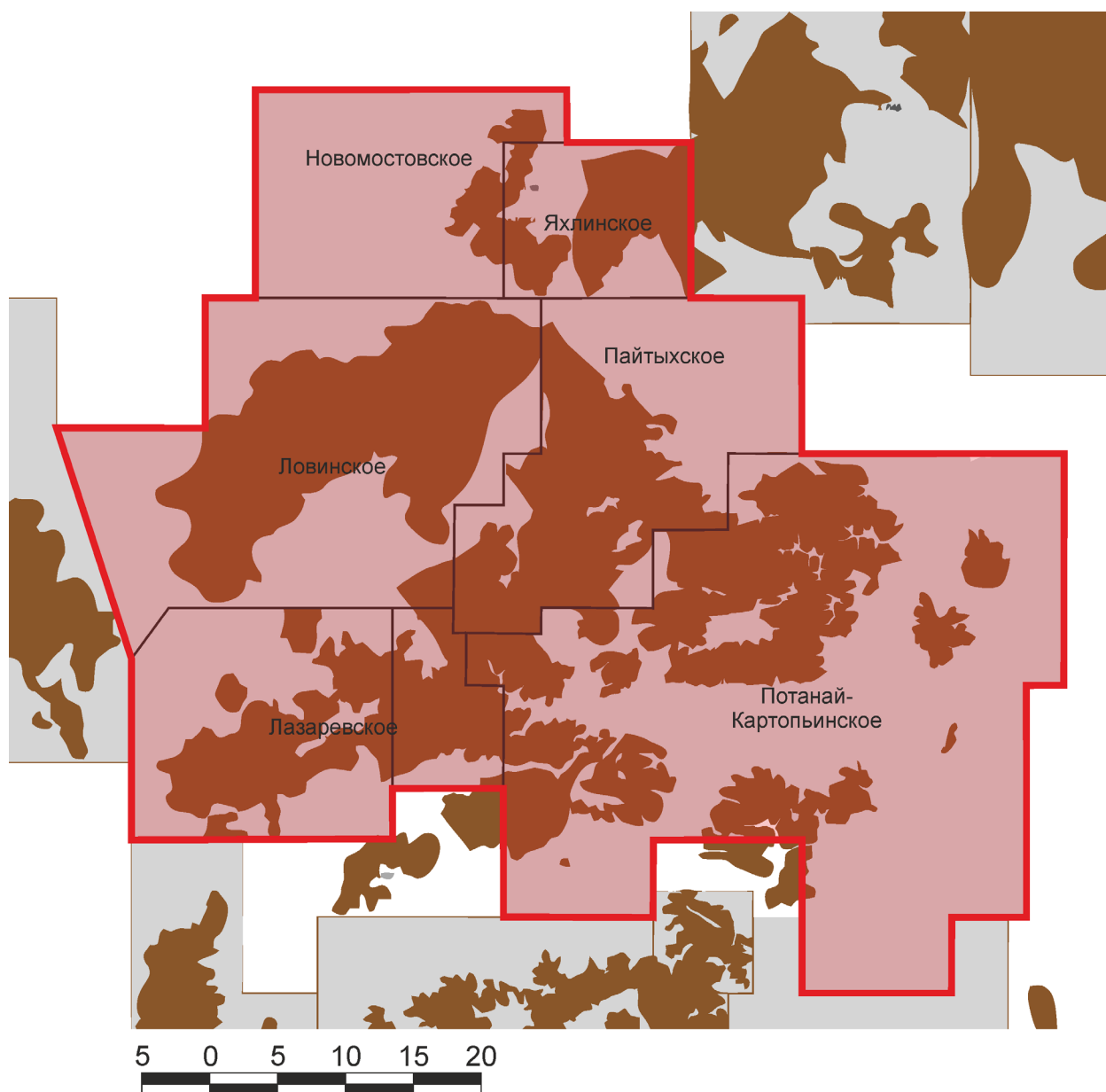


Рисунок 1.1 – Обзорная схема изучаемой территории

1.1.1 Геолого-геофизическая изученность

Центральная часть Приуральской НГО является одним из старейших объектов освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Предположение о перспективности юрских отложений было высказано И.М. Губкиным в 1932 году [17]. Согласно гипотезе, юрские угленосные отложения Челябинской области, сформированные в прибрежно-морских условиях, имели распространение вдоль восточного склона Урала. По мере простираия к центральным районам Западной Сибири эти породы должны замещаться морскими

сапропелитовыми отложениями. Сочетание продуктивных нефтегазогенерирующих толщ с наличием структурных ловушек создает надежные геологические предпосылки для обнаружения в регионе месторождений углеводородов.

Систематические исследования тектонического строения и литолого-стратиграфических особенностей западного сектора Западно-Сибирской равнины были инициированы в 1950-х гг. В рамках первых этапов изучения выполнены крупномасштабные аэромагнитные, электроразведочные и аэрогравиметрические съемки (масштаб 1:1 000 000 и 1:500 000), а также осуществлено составление региональной геологической карты (масштаб 1:1 000 000). Параллельно (1947 г.) начато бурение сети опорных скважин, направленное на изучение осадочного чехла платформы.

Ключевое значение для понимания геологии исследуемой НГО имели результаты бурения Кузнецовской и Леушинской опорных скважин. Полученные керновые материалы и геофизические исследования стволов скважин обеспечили получение первых систематизированных данных о стратиграфии, фациальной изменчивости и коллекторских свойствах отложений, положенные в основу современных палеогеографических реконструкций региона. К концу 1950-х гг, с целью изучения регионального геологического строения, начаты рекогносцировочные сейсморазведочные работы. В результате данных работ выявлены общие закономерности геологического строения региона, выделены основные перспективные положительные структуры.

В 1959 году вблизи села Шаим пробурена первая поисковая скважина, а в 1960 году открыто первое в истории Западной Сибири нефтяное месторождение – Трехозерное, приуроченное к верхнеюрским отложениям.

В 1960-1980-е годы на территории Приуральской НГО продолжают площадные сейсморазведочные работы, позволившие совместно с поисково-разведочным бурением детализировать общий структурный план района, а также выделить и уточнить строение локальных поднятий.

В 1990 году под редакцией И.И. Нестерова при участии авторов Г.К. Боярских, Г.Г. Бердинских и О.Н. Щербакова составлена «Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинклинали» [29].

В 1999 г. специалистами ГУП ХМАО НАЦРН под редакцией В.И. Шпильмана выполнена «Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты» [71].

Начиная с 2000-х годов на исследуемой территории активно используется трехмерная сейсморазведочная съемка, позволяющаякратно увеличить детальность построения структурных поверхностей, выявить и проследить новые тектонические нарушения, а также сформировать представления о распределении свойств коллекторов.

В 2001-2002 гг. в результате обобщения большого объема геолого-геофизической информации с использованием современных аналитических и геоинформационных технологий коллективом К.С. Ивановым, В.В. Кормильцевым, Ю.Н. Федоровым, И.В. Князевой и др. составлена карта доюрского основания Шаимского нефтегазоносного района.

С 2007 по 2010 гг. группой авторов под редакцией В.П. Алексеева проделана работа по обобщению информации о стратиграфии и генезису мезозойско-кайнозойского разреза Приуральской НГО. Описаны типы разреза, а также литологический состав и происхождение тюменских отложений, распределение коллекторов юрско-нижнемелового разреза на месторождениях рассматриваемой территории [2-5, 7, 36].

В настоящее время проводятся дополнительные доразведочные работы, направленные на выделение пропущенных перспективных ловушек углеводородов, а также изучаются выше- и нижележащие пласты.

1.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивных отложений

Геологический разрез исследуемого объекта представлен тремя структурными этажами – породами палеозойского складчатого фундамента, промежуточного триасового комплекса и мезо-кайнозойским комплексом отложений осадочного чехла [6, 8, 19, 23].

Суммарная толщина мезозойско-кайнозойских отложений в сводовых частях локальных поднятий составляет около 1700 м и увеличивается в сторону прилегающих прогибов до 1950 м и более. Отложения мезозоя с размывом залегают на породах доюрского комплекса (ДЮК) – гетерогенного фундамента и коры выветривания.

Складчатый фундамент, сложенный докембрийскими и палеозойскими породами, представлен метаморфизованными и осадочными горными породами. Состоит из блоков, разбитых многочисленными разломами, имеющими различную вертикальную латеральную протяжённость [21, 22].

Возраст коры выветривания (КВ) условно определяется триасовым. Отложения являются продуктами выветривания коренных пород и формируют промежуточный комплекс. В зависимости от особенностей нижележащих пород фундамента, условий образования и накопления осадка отложения коры выветривания характеризуются различными литологическими и структурно-текстурными особенностями, а также степенью преобразования коренных пород. Толщина коры выветривания по площади изменяется в значительных пределах – от единиц до 100 м и более. Отмечается продуктивность отложений КВ на некоторых площадях.

Осадочный чехол Западно-Сибирской плиты представлен мезо-кайнозойским комплексом отложений. Осадки платформенного чехла залегают на образованиях фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием. Интервал подразделяется на три структурных этажа: нижнеплитный (средний триас –

средняя юра, без келловей), собственно плитный (келловей – палеоген) и верхнеплитный или неотектонический (эоцен – четвертичный).

В пределах исследуемой территории нефтегазоносный интервал плитного комплекса приурочен к отложениям юрско-нижнемеловых систем, в составе которых выделяются шеркалинская, тюменская, абалакская (даниловская) и нижняя подсвита мулымьинской (тутлеймской) свиты [13, 16, 18, 20, 35].

Различия в выделяемых стратиграфических подразделениях (особенно в нижнемеловом интервале) характеризуются площадной приуроченностью изучаемой территории к границе смежных структурно-фациальных зон (СФЗ).

Согласно решению 6-го Межведомственного стратиграфического комитета по рассмотрению и принятию уточнению стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири [33] изучаемая площадь по характеру и составу юрского интервала приурочена к границам двух СФЗ – Шаимской и Фроловской.

Породы раннеюрского возраста объединены в шеркалинскую свиту. В пределах района исследований данная часть мезозойских отложений проявлена локально, преимущественно в северной и северо-восточной части территории. Отложения представлены песчаниками, алевролитами, гравелитами с прослоями аргиллитов. Осадконакопление отложений происходило в континентальных условиях за счет формирования узких аллювиально-озерных равнин в наиболее погруженных частях рельефа. В пределах изучаемого объекта отложения вскрыты единичными разведочными скважинами в северной части территории. В среднем мощность отложений достигает 150 м.

Среднеюрские отложения тюменской свиты широко развиты по площади. При этом отмечается уменьшение их толщины по направлению к сводам структур, вплоть до полного выклинивания. Среднее значение общих толщин пласта принимает значения от 0 до 100 м.

Исходя из литологических и структурно-текстурных особенностей, а также характера распространения по площади, тюменские отложения можно разделить на три подсвиты:

1. Нижняя подсвета (вымский горизонт, пласты Ю₇₋₉) преимущественно распространена в наиболее погруженных областях исследуемого объекта. Осадконакопление характеризуется развитием континентальных обстановок в условиях аллювиальных аккумулятивных равнин. В пониженных частях рельефа происходило накопление аллювиально-озерных алевроито-глинистых отложений с отдельными, небольшими по мощности песчаными телами палеорусел и пропластками углей. В сводовых частях локальных структур формировались склоновые делювиально-пролювиальные отложения, представленные плохо отсортированными песчано-алеврито-глинистыми отложениями конусов выноса. Толщина отложений до 30 м.

2. Средняя подсвета (Леонтьевский горизонт, пласты Ю₅₋₆) имеет широкое распространение по площади. Условия формирования отложений также отнесены к континентальным. Отложения пласта Ю₆ характеризуются большей долей песчаных тел русловых частей аллювиальных равнин, постепенно сменяющихся вверх по разрезу на более застойные глинисто-алевритовые озерно-болотные отложения пласта Ю₅. Средние значения толщин подсветы принимаются равными 15-40 м.

3. Верхняя подсвета (Малышевский горизонт, пласты Ю₂₋₄) характеризуется сменой фациальных обстановок. В северо-восточной части исследуемого объекта, за счет ингрессии бассейна, формируются переходные обстановки прибрежно-морской равнины. В основном разрез представлен сменой отложений затапливаемой равнины на осадки открытого мелководного бассейна к верхней части разреза – переслаиванием аргиллитов и алевролитов с прослоями углей. Песчаные тела приурочены к областям развития активных обстановок осадконакопления – пляжам, дельтам, вдольбереговым валам.

Территории, приуроченные к сводовой части Шаимского мегавала (Южная часть Пайтыхской и Лазаревской, Потанай-Картопьянская площади) характеризуются сохранением континентальных обстановок осадконакопления в условиях развития аллювиально-озерных долин и склонов возвышенностей.

Средняя толщина отложений верхней подсвиты принимается в интервале от 30 до 80 м.

Верхнеюрско-нижнемеловые отложения изучаемой территории приурочены к Кызым-Кондинской СФЗ, характеризующейся несколькими типами разрезов (Рисунок 1.2):

1. Даниловский, представленный в западной части изучаемой территории. Верхнеюрско-нижнемеловой разрез представлен развитием даниловской свиты (J_2k-K_1b), по литолого-фациальным особенностям подразделяющейся на нижнюю и верхнюю подсвиты.

По А.Г. Мухер [28]: «Нижняя подсвита является фациальным аналогом абалакской свиты. Представлена глинами аргиллитоподобными темно-серыми до черных, слабоизвестковистыми, глауконитовыми, с карбонатными конкрециями. Верхняя подсвита является аналогом баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты. Представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, почти черными со слабым буроватым оттенком, с прослоями слабобитуминозных разностей. По всему разрезу встречаются остатки рыб, двустворчатые моллюски».

2. Мулымьинский тип развит в юго-восточной части изучаемой территории, представлен абалакской и мулымьинской свитой.

По А.Г. Мухер [28]: «Абалакская свита ($J_2k - J_3km$) Представлена глинами аргиллитоподобными, серыми и тёмно-серыми, тонкоотмучеными в разной степени глауконитовыми. В верхней части разреза отмечаются глинисто-карбонатные и септариевые конкреции. Толщина увеличивается от 20-30 м до 100 м в погруженных частях зоны распространения абалакской свиты.

В зонах примыкания отложений свиты к выступам фундамента выделяется карбонатно-грубообломочная вогулкинская толща, которая может залегать в низах свиты или занимать весь её стратиграфический объём. Пласты группы П, выделенные в ее составе, являются основным продуктивным пластом. Разрезы, включающие вогулкинскую толщу выделены в трёхозёрный подтип, приурочены к гребневой части Шаимского мегавала.

Мулымьинская свита ($J_3tt - K_1g$). Подразделяется на две подсвиты. Нижнемулымьинская подсвита (J_3tt), является фациальным аналогом баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты. Представлена аргиллитами темно-серыми, до черных, в разной степени битуминозными. Верхнемулымьинская подсвита ($K_1b - K_1g$) характеризуется переслаиванием битуминозных разностей с небитуминозными».

3. Фроловский тип разреза в верхнеюрско-нижнемеловом интервале характеризуется развитием абалакской и тутлеймской свит. Абалакская свита ($J_2k - J_3km$) сложена тонкоотмученными темно-серыми зеленоватыми глинами, со стяжениями пирита и конкрециями сидерита. Тутлеймская свита ($J_3km - K_1b$) представлена черными, коричневатыми битуминозными аргиллитами с прослоями известняков.

4. Переходный тип. Характеризуется постепенным переходом от даниловского к фроловскому типу разреза и соответствует смене прибрежно-морских обстановок на морские глубоководные условия осадконакопления. Переход картируется на сейсмических разрезах сменой даниловской свиты на обособленные абалакскую и нижнюю подсвиту тутлеймской свиты.

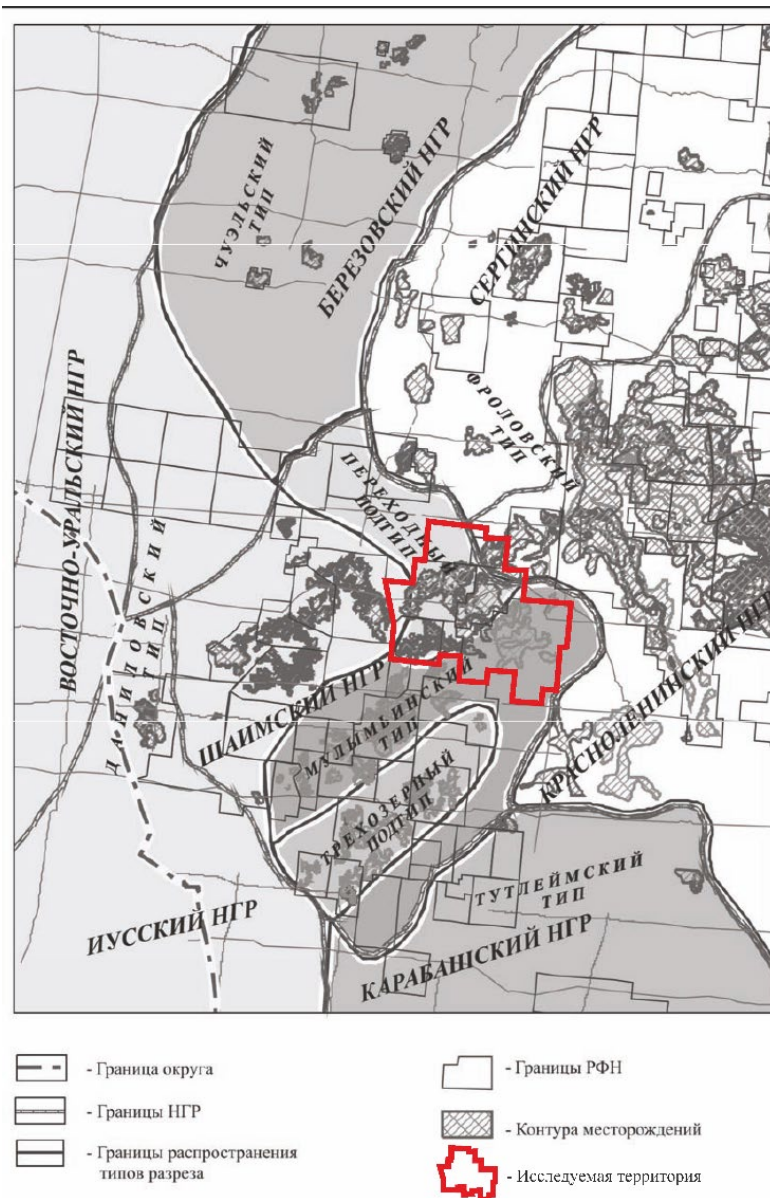
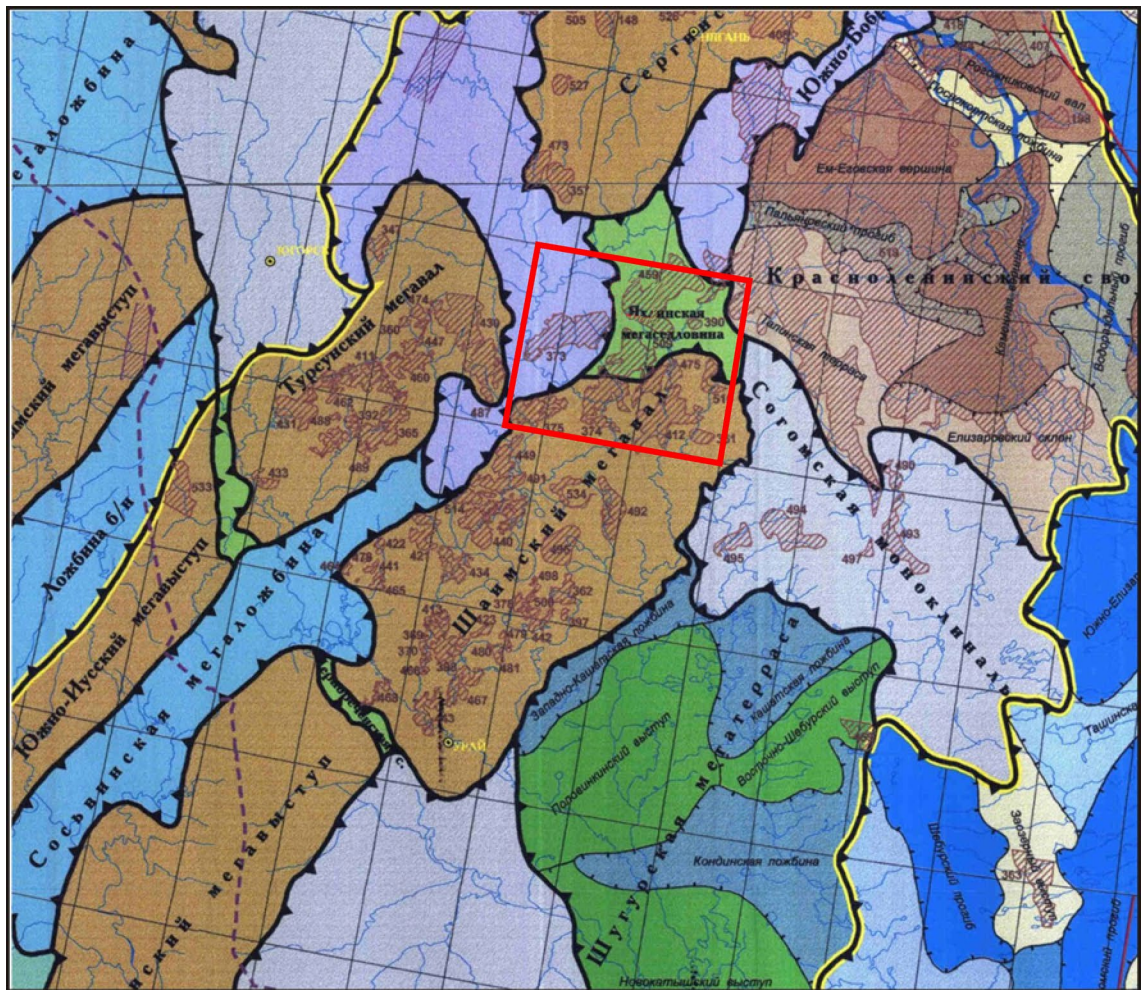


Рисунок 1.2 – Схема районирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений по типам разреза [28]

1.1.3 Характеристика тектонического строения

Согласно тектонической карте центральной части Западной Сибири под ред. В.И. Шпильмана [71], в структурно-тектоническом плане исследуемая территория приурочена к северной части Шаимского мегавала, Шеркалинской мегавпадине и Яхлинской мегаседловине (Рисунок 1.3).



Условные обозначения:

Тектоническое строение мезозойско-кайнозойского чехла



Граница тектонических элементов I порядка



Границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка



Граница ХМАО



Исследуемая территория

Надпорядковые структуры и структуры I порядка с элементами внутреннего районирования



Своды, мегавалы



Мегавпадины, мегапрогибы



Мегаседловины, седловины



Мегаложбины, ложбины

Рисунок 1.3 – Фрагмент тектонической карты центральной части Западной Сибири [71]

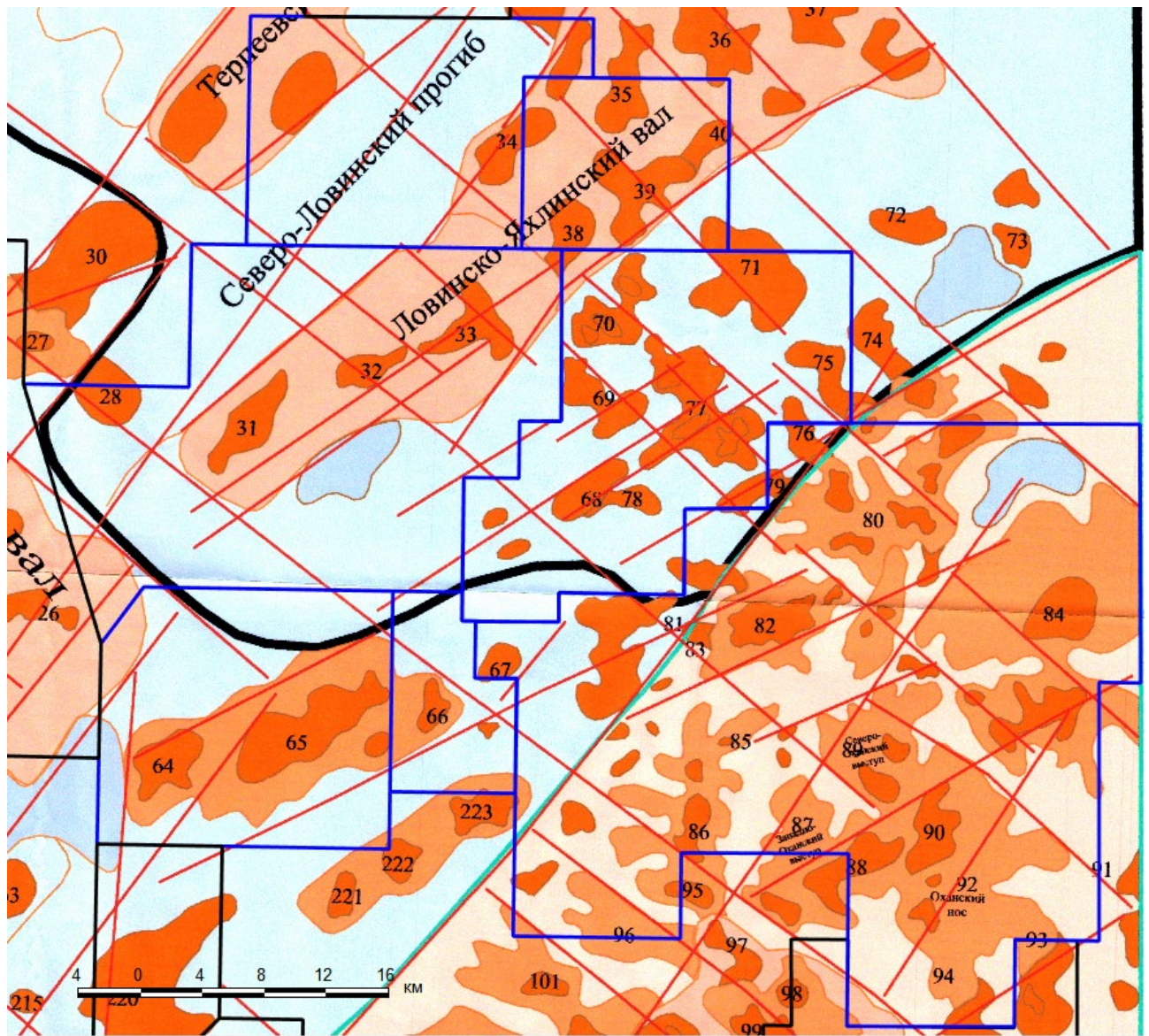
Залежи нефти приурочены к группам положительных структур II и III порядка – группа Яхлинских, Новомостовских и Ловинских структур Ловинско-Яхлинского вала, группа Кандырских, Потанайских, Картопьянских, Кишинских, Оханских и Пайтыхских структур (Рисунок 1.4).

В целом отмечается региональное погружение отражающего сейсмического горизонта «А» в северо-восточном направлении. По вышележащим отражающим сейсмическим горизонтам «Т», «Б», «М», «М1», «Г» сохраняется унаследованное строение данных структурных элементов с постепенным выполаживанием структур вверх по разрезу.

Все поднятия по времени заложения являются доюрскими.

Тектонические перестройки, протекающие на поздних этапах геологического развития, приводили к формированию дизъюнктивных дислокаций, имеющих постседиментационную природу. Разрывные нарушения не имеют преимущественного направления, ряд из них прослеживается вверх по разрезу с затуханием амплитуды смещения. Характер нарушений в основном сбросово-надвиговый.

Структурный план отображает разломно-блоковое строение поверхности доюрского основания, которое сформировалось в результате комплексного влияния тектонических и эрозионных процессов. Наибольшее воздействие на строение поверхности оказали разрывные нарушения диагональной направленности являющимися флюидоупорами, вдоль плоскостей которых происходит изменение уровня ВНК.



Цифрами на карте отображены следующие структуры:

31-33	Ловинская группа
34-35	Новомостовская группа
38-40	Яхлинская группа
68-71, 77	Пайтыхская группа
64-66	Кандырская группа
67, 81	Картопьянская группа
85-86, 95-96	Кишинская группа
74-76, 78-83	Потанайская группа
84	Корсунское поднятие
87-94	Оханская группа

Рисунок 1.4 – Фрагмент карты тектонического районирования мезозойско-кайнозойского осадочного чехла исследуемого района [24]

1.2 Значение литолого-фациальных особенностей отложений при детализации геологического строения исследуемых объектов

Литолого-фациальные особенности продуктивных отложений оказывают значительное влияние на выработку запасов нефти. Формирование геологической неоднородности коллектора во многом зависит от условий осадконакопления, характера среды переноса осадка и динамики их изменения во времени. Особенности седиментогенеза определяют широкий спектр свойств терригенных отложений – степень окатанности и сортировки отложений, распределение фильтрационно-емкостных свойств, структурно-текстурные характеристики, геометрию и положение песчаных пропластков по площади и разрезу. Состав и структура горных пород, а также фациальные особенности отложений, определяющие условия их образования, служат основой для прогнозирования и анализа продуктивности нефтяных резервуаров.

Основной задачей литолого-фациального анализа является восстановление физико-географических особенностей среды осадконакопления исследуемого объекта в течение определенного интервала времени и формирование представлений об их изменениях по площади. В основе лежит комплексное изучение выбранного стратиграфического подразделения, представленного конкретным геологическим материалом. Разные фации, такие как морские, речные или озерные, имеют свои уникальные характеристики, которые оказывают влияние как на анизотропию свойств отложений, так и на конечное распределение углеводородов в резервуаре.

Важным, при литолого-фациальном анализе, является интеграция разнообразных геологических данных – результаты макро- и микроописания керна, различные лабораторные исследования отложений, распределение коллекторских свойств в пространстве, что позволяет получить более полное представление о исследуемых отложениях [91, 95, 99, 100].

Кроме того, высокий вклад в формирование представлений о строении коллектора вносит использование современных методов геофизических

исследований. Применение 3D - сейсморазведочных работ, магнитных и гравитационных методов разведки позволяет более точно идентифицировать фациальные изменения в строении резервуара на неразбуренных территориях.

Современные методы математического моделирования и геостатистического анализа становятся всё более актуальными для оценки литолого-фациальных характеристик отложений. Эти инструменты позволяют не только визуализировать сложные геологические структуры, но и прогнозировать поведение флюидов в резервуарах при различных геологических условиях [80, 82, 97].

Первые представления о палеогеографических реконструкциях обстановок осадконакопления были предложены в трудах исследователей XVII-XVIII века. Сформированные закономерности распределения фациальных обстановок позволили восстановить условия осадконакопления осадочных отложений, а также значительно продвинули теоретические основы литологии и стратиграфии. Основные результаты исследований изложены в трудах Н. Стено, М.В. Ломоносова, У.Смита, А. Гресли, Д. Геттона, Н.А. Головкинского, Й. Вальтера, Г.Ф. Крашенинникова, А.Н. Карпинского, А.Д. Архангельского, Н.А. Андрусова и др.

Активные теоретические и методические исследования фаций и формаций, начавшиеся в середине прошлого века, привели к формированию региональных и зональных литолого-палеогеографических моделей для большинства угольных и нефтегазоносных бассейнов России. Прогнозирование литолого-фациальных характеристик пластов-коллекторов в большей части основывалось на изучении кернового материала. Этому вопросу посвящены фундаментальные работы И.М. Губкина, В.Е. Хаина, Н.М. Страхова, Н.С. Шатского, В.В. Белоусова, Н.Б. Вассоевича, Л.В. Пустовалова, А. Гребо, П. Даффа, А. Халлама, Х. Уолтона, Г. Миллера, М.С. Швецова, Д.В. Наливкина и др.

Начиная с 1960 – 1970-х годов прослеживается тенденция к привлечению широкого спектра разнообразных геологических данных с целью детализации прогнозируемых фациальных тел в разрезе. Для решения задач построения седиментационных и палеогеографических моделей стали привлекаться

каротажные и сейсморазведочные данные, разрабатывались методики циклостратиграфии, активно применялись петрохимические модули. Вклад в развитие вопроса внесли А.М. Казаков, Л.Б. Рухин, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, В.С. Бочкарев, А.А. Бакиров, И.И. Нестеров, А.В. Шпильман, Ф. Шеппард, В. Эдельгардт, К. Эдельман, В.Крумбейн, Л. Слосс, П. Вейл

Современные исследования показывают, что учет литолого-фациальных особенностей может значительно снизить риски неэффективной разработки. Комплексный подход к изучению литолого-фациальных характеристик, включающий интеграцию геологических, геофизических и промысловых данных, позволяет создать более достоверные модели нефтяных резервуаров и оптимизировать процессы их разработки [73-76, 102-104].

Параллельно с этим, инструменты машинного обучения находят применение в анализе больших объемов геологических данных. Эти методы способны выделить скрытые закономерности и предсказать литолого-фациальные характеристики на основании имеющихся данных, что может существенно ускорить процесс геолого-разведочных работ и повысить эффективность эксплуатации месторождений углеводородов.

Таким образом, изучение литолого-фациальных особенностей отложений является неотъемлемой частью эффективной нефтедобычи. От правильного анализа характеристик отложений зависит не только успешность текущей выработки запасов нефти, но и разработка стратегий для будущих проектов в области извлечения углеводородов.

1.3 Применение методов машинного обучения для решения задач нефтегазопромысловой геологии

Увеличение количества месторождений, находящихся на заключительных стадиях разработки повышает актуальность детализации имеющихся представлений о геологическом строении залежей, а также увеличивает спрос на доразведку плохо изученных территорий.

Общее развитие нефтяной промышленности привело к качественному и количественному улучшению получения информации о строении недр. Общее увеличение разбуренных территорий, рост применения различных методов геофизических исследований скважин (ГИС), сейсморазведочных работ, а также общее улучшение используемых приборов привело к аккумуляции больших объемов геолого-промысловых данных.

В сложившихся условиях интерпретация данных осложняется большим количеством разнородной информации. При этом, формирование обобщений и нахождение закономерностей на основе имеющейся информации может занимать большое количество времени.

Современная нефтегазовая геология сталкивается с комплексом вызовов, обусловленных усложнением структуры месторождений, сокращением ресурсной базы и необходимостью повышения экономической эффективности разработки. Рост объемов данных, получаемых в ходе геологоразведочных работ и эксплуатации скважин (сейсмические исследования, геофизические измерения, мониторинг добычи), требует перехода от эмпирических и детерминированных методов к технологиям, способным анализировать многомерные зависимости и работать в условиях высокой неопределенности. В этом контексте методы машинного обучения становятся критически важным инструментом, обеспечивающим не только автоматизацию рутинных задач, но и создание принципиально новых подходов к интерпретации данных, прогнозированию и оптимизации процессов.

Область применения методов искусственного интеллекта и машинного обучения имеет широкий диапазон направлений нефтегазовой отрасли. Многие авторы проводили внедрение методов автоматизации анализа сложных по структуре данных, интерпретации каротажных диаграмм, классификации пород, определения литологических и коллекторских свойств продуктивных отложений [81, 85, 89, 90]. Среди перечня работ можно отметить труды следующих авторов: Д.В. Костикова, В.А. Судакова, Р.И. Сафуанова, А.Н. Козлова, И.Р. Мавлялова,

Л.Дж. Дрю, Дж.Х. Довентона, Л.У. Лейка, А.К. Джона, Л.Ф. Анифоуоса, Ф. Ли, Дж. Чена, Дж. Чана, Х. Ли, Б. Холла и др.

Применение алгоритмов машинного обучения и нейросетевых моделей позволило провести детальную корреляцию отложений, выделить в разрезе установленные литотипы и классы коллектора, восстановить и спрогнозировать кривые ГИС, петрофизические и коллекторские свойства отложений. Полученные результаты и закономерности значительно повышают достоверность формируемых представлений о геологическом строении изучаемых территории [78, 86, 92].

Нейросетевые модели активно применяются в интерпретации данных сейсморазведочных работ. Специализированные продукты геологического моделирования (Petrel, tNavigator) включают модули, использующие алгоритмы машинного обучения для проведения инверсии кубов сейсморазведочных работ. Многие авторы – М. Карренбах, Р. Эзенрайтер, К. Рефанджол, И. Леннон, Ф. Аминзаде, К. Росс, А. Кэннинг и др., применяли алгоритмы машинного обучения с целью улучшения разрешения результатов сейсморазведочных работ, автоматического выделения в разрезе стратиграфических поверхностей, разрывных нарушений, а также геометризации различных геологических тел и потенциальных нефтегазоносных областей в нетрадиционных коллекторах [93, 101, 105].

Кроме того, применение методов машинного обучения реализовано в направлении бурения скважин. На основе моделей искусственного интеллекта сформированы алгоритмы автоматизированной геонавигации в реальном времени, подбор оптимального направления бурения стволов скважин, формирования представлений о состоянии бурового оборудования и процесса бурения.

Алгоритмы машинного обучения также используются в вопросах эксплуатации месторождений нефти и газа [42]. На основе результатов моделей спрогнозирована работа действующего фонда, проведена оценка текущего состояния разработки и выработки за счет формирования представлений о характере взаимодействия скважин. Созданы различные алгоритмы, позволяющие

проводить моделирование состояния резервуара по специализированным параметрам – геомеханическим, термическим, геохимическим и реологическим свойствам флюида и отложений. Кроме того, получены результаты в подборе наиболее эффективной программы геолого-технических мероприятий.

Выводы к главе 1

1. Изучаемая территория центральной части Приуральской НГО характеризуется сложным геологическим строением. Залежи структурные с тектоническим и литологическим экранированием, нижняя часть разреза выклинивается о поверхность фундамента. Кроме того, пропластки коллекторов характеризуются высокой степенью анизотропии фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу.

2. В структурно-тектоническом плане территория приурочена к северной части Шаимского мегавала, Шеркалинской мегавпадине и Яхлинской мегаседловине, что обусловило формирование нескольких типов продуктивного юрско-нижнемелового разреза.

Палеогеографические обстановки осадконакопления формируют особенности литологического состава отложений. Исходя из литологических и структурно-текстурных особенностей, а также характера распространения по площади, интервал тюменской свиты разделен на три подсвиты:

- нижняя подсвита (Вымский горизонт, пласты Ю₇₋₉) Осадконакопление характеризуется развитием континентальных обстановок в условиях развития аллювиальных аккумулятивных равнин;

- средняя подсвита (Леонтьевский горизонт, пласты Ю₅₋₆) имеет широкое распространение по площади. Условия формирования отложений также отнесены к континентальным;

- верхняя подсвита (Малышевский горизонт, пласты Ю₂₋₄) характеризуется сменой фациальных обстановок. За счет ингрессии бассейна формируются переходные обстановки прибрежно-морской равнины, постепенно сменяющиеся

на условия открытого бассейна. Территории, приуроченные к сводовой части Шаимского мегавала, характеризуются сохранением континентальных обстановок осадконакопления.

3. Тектонические перестройки, протекающие на поздних этапах геологического развития, приводили к формированию дизъюнктивных дислокаций, имеющих постседиментационную природу.

4. На основе обобщения, анализа и систематизации научной и научно-технической литературы уточнены основные проблемы изучения литолого-фациальных особенностей отложений и их влияния на выработку запасов нефти, а также уточнены основные направления применения алгоритмов машинного обучения для решения задач нефтегазопромысловой геологии.

ГЛАВА 2 МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

2.1 Методика проведения литолого-фациального анализа на основе данных описания керна

Основной задачей фациального анализа является восстановление физико-географических особенностей среды района исследования в течение определенного времени и установление изменения данных особенностей по площади. В основе анализа лежит комплексное изучение выбранного стратиграфического подразделения, представленного конкретным геологическим материалом. Выделяется несколько главных направлений исследования пород:

1. Изучение вещественного состава, структурных и текстурных особенностей (имеющих определенное генетическое значение) осадочных пород.
2. Изучение фоссилий с целью установления условий их обитания и захоронения в разновозрастных отложениях.
3. Установление взаимоотношения выделенных осадочных тел о площади (с разновозрастными отложениями) и по разрезу (с подстилающими и покрывающими отложениями).

Важно достоверно установить в какую стадию литогенеза сформировались те или иные особенности отложений. Логично то, что для реконструкции палеогеографических обстановок осадконакопления необходимо учитывать лишь те аспекты, которые сформировались в стадии седиментогенеза, кроме этого, некоторые диагенетические особенности могут частично охарактеризовать условия седиментации [11, 30-32].

Объем имеющихся данных для проведения литолого-фациального анализа представлен единичными выборками разведочных скважин, в которых производился отбор кернового материала, и базой данных о проведенных

геофизических исследованиях как скважинных, так и площадных (сейморазведочные работы).

Для детального фациального анализа необходимо комплексное изучение осадочного материала по всем трем пунктам, изложенным выше. Вследствие отсутствия прямого доступа к керновому материалу, а также отсутствия описания палеонтологических остатков, изучение фоссилий не производилось.

На основе результатов литологического макро- и микроскопического описания керна, рентгенно-структурного и вещественного лабораторного анализа отложений, выполненных ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», проведено обобщение полученных данных и установлены особенности условий осадконакопления продуктивных пластов изучаемой территории.

2.1.1 Изучение генетических особенностей состава пород

На основе данных о составе обломочной части осадочных горных пород можно судить об условиях осаждения материала, длительности, направления и дальности переноса. Кроме этого, исходя из состава обломков возможно проведение реконструкций областей сноса.

Изучение петрографического состава грубозернистых отложений позволяет решить вопрос о материнских породах. Исходя из литологического состава песчаников и алевролитов можно судить о длительности процесса седиментогенеза отложений и, частично, о климате. Наибольшее генетическое значение при этом принимают неустойчивые в поверхностных условиях минералы, по содержанию которых можно судить о формировании отложений непосредственно после их разрушения и недолгой транспортировки без переотложений.

В составе обломочной части отложений рассматриваемой территории выделяются следующие составляющие – кварц, полевые шпаты и обломки пород. По минерально-петрографическому составу образцов преобладают кварцевые граувакки и мезомиктовые разности, подчиненные значения принимают аркозовые

песчаники. Состав обломков пород сильно зависит от подстилающих отложений фундамента.

Большую генетическую роль имеет и вещественный состав осадочных пород. Исходя из соотношения оксидов различных металлов возможно восстановить петрогенетический характер источников сноса, реконструировать физико-химические и геодинамические особенности обстановок накопления.

Методика петрохимических исследований основана на системе модулей, т.е. отношениях петрогенных оксидов. Показатели вычисляются непосредственно по данным силикатного или рентгенно-флуоресцентного анализов породы в массовых процентах [41].

С целью нахождения закономерностей в изменении вещественного состава пород, связанных с изменением палеогеографических особенностей условий осадконакопления, были рассчитаны следующие петрохимические модули:

1. Химический индекс преобразования CIA (Chemical index of alternating), представляющий собой отношение:

$$\frac{Al_2O_3}{(Al_2O_3 + CaO + Na_2O + K_2O)} \cdot 100. \quad (2.1)$$

Данный модуль используют как показатель климата в области размыва. Осадки, образующиеся в условиях гумидного климата, характеризуются активным выносом кальция, натрия и калия из минералов группы полевых шпатов. Это приводит к увеличению соотношения алюминия к щелочным и щелочноземельным металлам в продуктах выветривания отложений. В аридном и гляциальном климате, наоборот, процесс выщелачивания металлов из минералов происходит менее активно. Продукты выветривания в основном представлены слабоизмененными разностями полевых шпатов и глинистыми минералами. Таким образом, в качестве критерия для разграничения отложений, сформированных в различных климатических условиях, принято считать значение индекса равное 70 ед. Невыветренные отложения характеризуются значениями CIA порядка 50 ед., сильно выветренные стремятся к значению 100 ед. [87].

2. Химический индекс выветривания CIW (Chemical index of weathering), рассчитываемый по следующей формуле:

$$\frac{Al_2O_3}{(Al_2O_3 + CaO + Na_2O)} \cdot 100. \quad (2.2)$$

Модуль, как и индекс CIA, отражает отношение алюминия к щелочным и щелочноземельным металлам, хорошо выносимым в процессе выветривания полевых шпатов. Но в отличие от предыдущего модуля, в данном индексе не учитывается содержания калия, так как в процессе выщелачивания он может активно аккумулироваться в глинистых минералах. Повышение значения CIW характеризует степень выветривания отложений, наименее выветренные породы принимают значения менее 50 ед., наиболее выветренные – 100 ед. [87].

3. Калиевый модуль:

$$\frac{K_2O}{Al_2O_3}. \quad (2.3)$$

Модуль отражает общую долю калия к алюминию. В большинстве случаев, в осадочных отложениях оксид калия чаще всего входит в состав гидрослюд, а не калиевых полевых шпатов. При этом, при длительном процессе выветривания калий активно выщелачивается из минералов, выходя из системы. Таким образом, более низкие значения данного модуля характеризуют длительные процессы преобразования пород в гумидном климате. [72]

На основе данных петрохимического анализа кернового материала скважин трех месторождений были составлены графики изменения модулей по продуктивным пластам (Рисунок 2.1).

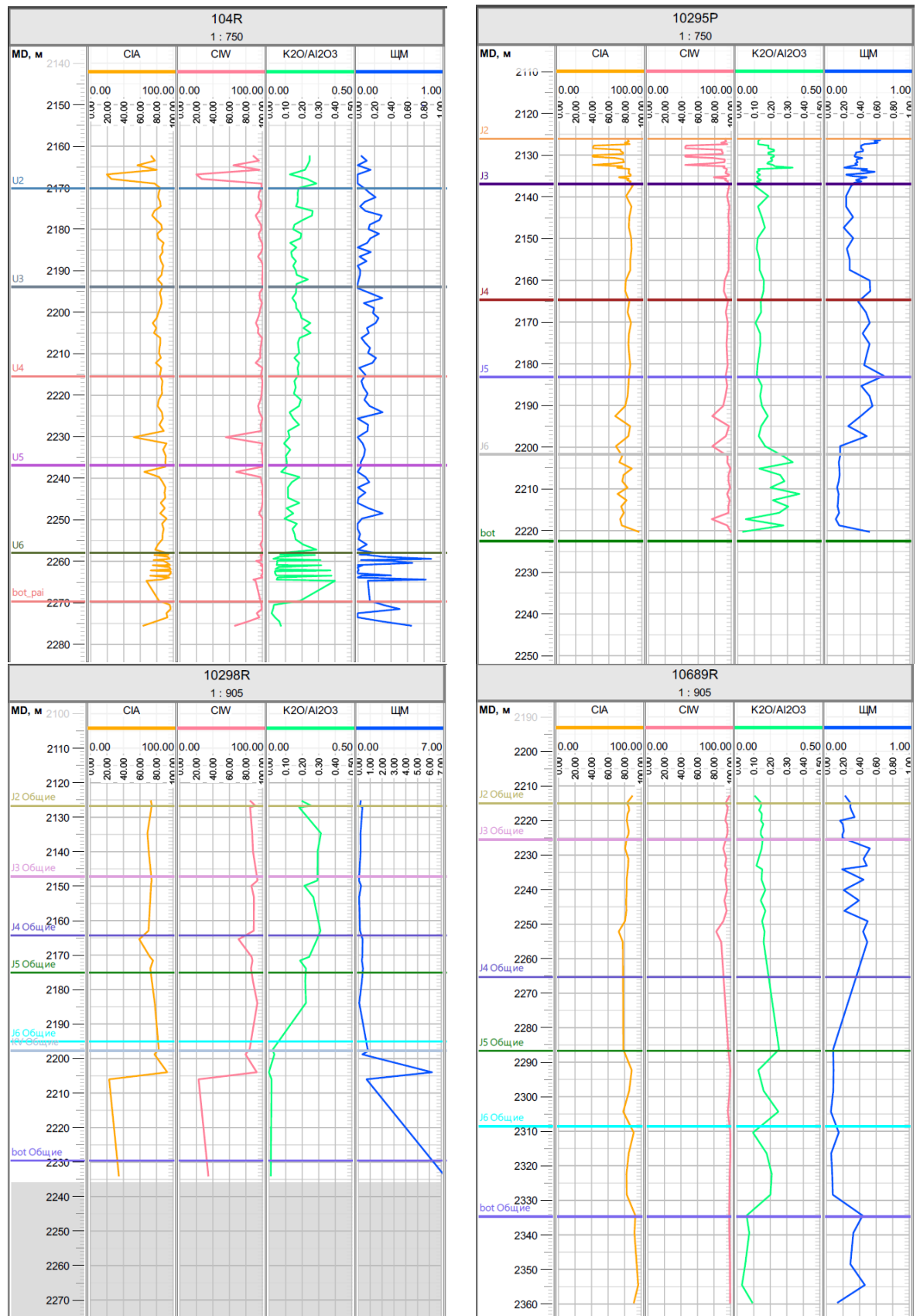


Рисунок 2.1 – Планшеты скважин с рассчитанными петрохимическими модулями

Для всех образцов характерно общее постепенное снижение значения показателей CIA и CIW, и постепенное увеличение калиевого модуля. Это связано с региональной трансгрессией бассейна, сокращением площади денудации и как следствие уменьшение времени выветривания отложений.

Исходя из высоких средних значений модуля CIA, значение которых превышает 70 ед., можно сделать вывод о выветривании в теплом гумидном климате. Общее незначительное снижение показателей вверх по разрезу по мнению Алексеева В.П. [3, 4, 7] трактуется нарастанием аридности климата.

Длительность процесса седиментогенеза также можно реконструировать и по минеральному составу глинистых отложений. Зная примерный состав материнских отложений и тип климата, возможно восстановить цепочки преобразования минералов области денудации. Исходя из имеющихся данных проведен анализ минерального состава глинистого цемента продуктивных отложений [96, 97].

Для проведения анализа использовались результаты проведения рентгеноструктурного анализа глинистого цемента отложений. В продуктивном интервале исследуемой территории выделяется 4 большие группы глинистых минералов: каолинита, хлорита, гидрослюд и смешанно-слоистых образований. Их формирование происходило в условиях гипергенеза отложений доюрского фундамента. Исходя из состава глинистого цемента выделяется три типа геохимического профиля коры выветривания:

- каолинитовый, прослеживающийся почти по всей площади исследования, формирующийся при выветривании метаморфизованных доюрских пород. В этом профиле имеется большое количество минералов группы гидрослюд и продуктов последующего их преобразования – каолинита, образующихся при выветривании слюдистых минералов сланцевых толщ фундамента;

- сокращенный каолинитовый, формирующийся в областях развития крупнокристаллических полевошпатовых породах – кислых и основных эффузивах и интрузивах. В данном профиле отсутствует зона выщелачивания и гидролиза минералов, описание которой приведено ниже;

- нонтронитовый, развитый на ультрабазитах.

При этом, исходя из полноты протекания процесса выветривания и из преобладающего гумидного типа климата, в коре выветривания выделяется три зоны:

- зона дезинтеграции, присутствующая повсеместно. В данной зоне прослеживается понижение прочности пород, общая их дезинтеграция и первичное преобразование неустойчивых минералов в зоне гипергенеза минералов. Состав минералов во многом зависит от исходных пород, палеорельефа и климата. В данном интервале образуются глинистые минералы типа иллита, гидробиотита и гидромусковита (группа гидрослюд) и гидрохлорита;

- зона выщелачивания и гидратации характеризуется дальнейшим выносом калия, натрия и кальция, гидратацией минералов. Первичные структурно-текстурные особенности исходных пород ослабевают. В ходе преобразования пород формируется большое количество минералов группы гидрослюд, при этом дальнейшее преобразование приводит к росту преобладания каолинита в верхней части зоны. Для коры выветривания гранитоидов выделяются переходные образования типа монтмориллонит-гидрослюда;

- зона гидролиза. Происходит дальнейший гидролиз сильно выветрелых гидрослюд и смешанно-слойных образований, в результате чего формируются минералы группы каолинита. По минеральному составу выделяется закономерность увеличения роли каолинита в разрезе. В наиболее полном цикле преобразования отложений прослеживается почти 100% каолинита [37].

Для оценки распределения минералов глинистого цемента во времени, на основе данных рентгеноструктурного состава, сформированы графики распределения 4 групп минералов по каждому продуктивному пласту, представленные на Рисунке 2.2.

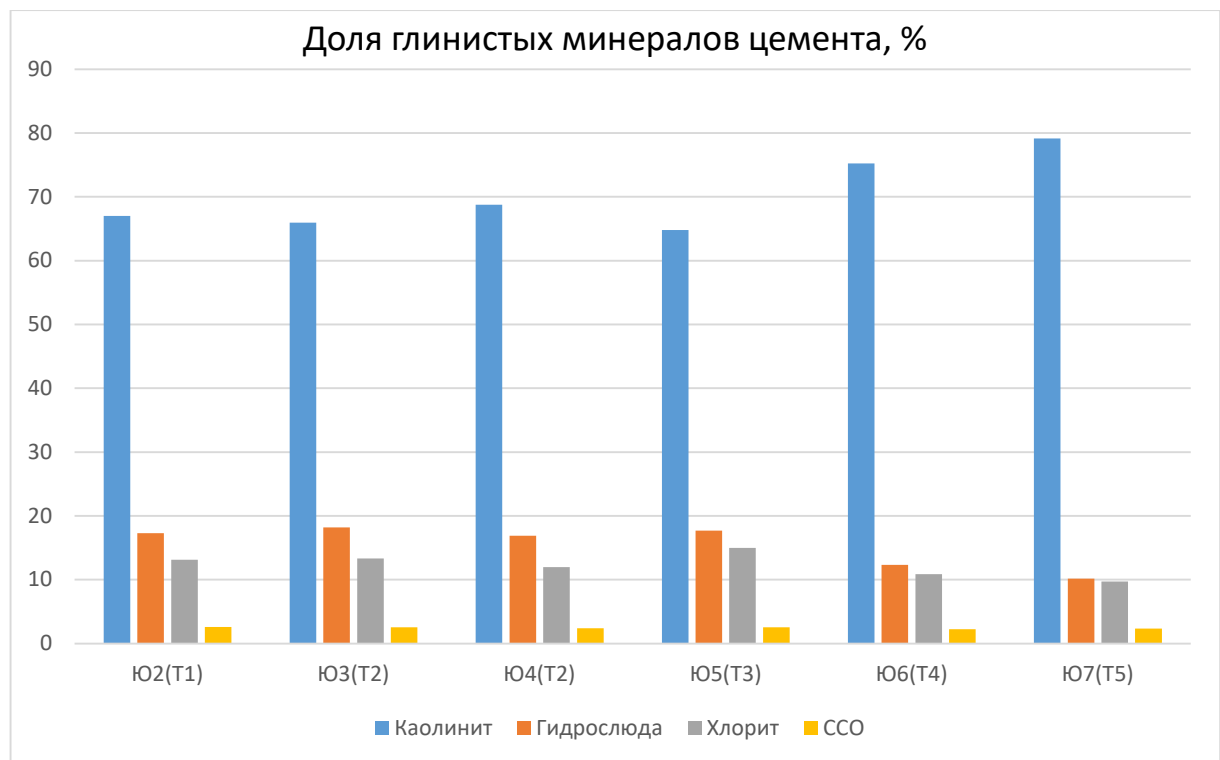


Рисунок 2.2 – Гистограмма распределения глинистых минералов цемента тюменских отложений Новомостовского месторождения

Распределение минералов в глинистом цементе соответствует концепции общей трансгрессии бассейна. Для континентальных обстановок осадконакопления пластов Ю₅₋₆ характерно преобладание каолинита, сформированного при полном протекании процесса выветривания полевых шпатов в области денудации палеозойского фундамента.

Возрастание гидрослюдистых минералов в составе цемента в отложениях пластов Ю₂₋₄ связано с поднятием уровня вод бассейна и снижением периода выветривания полевых шпатов.

Кроме этого, для отложений пластов Ю₄₋₅ характерно резкое повышение доли хлорита, что, возможно, отмечает смену палеоландшафтов в данный период. Для большинства месторождений континентальные обстановки сменяются прибрежными и морскими.

Общее погружение территории отражается на содержании каолинита в цементе. Наибольших значений достигают более древние пласты Ю₅₋₆ за счет длительного протекания катагенетических процессов преобразования толщ.

Преобладание каолинита в разрезе характеризуется как активным протеканием процесса выветривания в стадию образования осадков, так и постседиментационными процессами. Микроскопическим описанием керна выделены кристаллы каолинита с более лучшей структурой, сформированные процессом наложенного эпигенеза пород.

Для коллекторов Западной Сибири характерны каолинизированные пласты, измененные в стадии средне-позднего катагенеза. Такой каолинит образуется в результате воздействия поровых растворов на аутигенные до- и раннекатагенетические каолиниты, и при метасоматозе полевых шпатов, слюд, гидрослюд, монтморилонита и хлорита [40].

2.1.2 Изучение генетических особенностей структуры пород

Размер обломков зависит прежде всего от динамики среды отложения. Наиболее активные среды способны переносить более крупные обломки. Поэтому грубозернистый материал прослеживается у окраин бассейнов, в области активной волновой деятельности. Также высокой активностью отмечаются области, характеризующиеся постоянным течением вод. В зависимости от скорости потока речных систем изменяется способность переноса обломков различных размеров. Чем выше скорость течения вод, тем более массивные обломки транспортируются по руслу.

На основе результатов гранулометрического анализа по площади возможно выделение областей бассейна седиментации, различающихся общей энергетикой среды переноса. Также по структуре обломочной части пород можно косвенно судить о рельефе областей питания. Формирование толщ грубообломочных пород возможно в сильно расчлененном рельефе [30, 31, 43].

С целью оценки изменения гидродинамической активности среды осадконакопления составлены гистограммы распределения фракционного состава отложений каждого из выделяемых пластов. Исходя из анализа гранулометрического состава отложений (Рисунок 2.3) продуктивных пластов

рассматриваемых месторождений можно сделать следующие выводы о палеогеографических условиях формирования осадочного материала. Постепенное уменьшение доли грубозернистых отложений вверх по продуктивному разрезу отражает трансгрессию Западно-Сибирского бассейна и уменьшение энергии речных систем. Возрастание роли мелкозернистых отложений также характеризует уменьшение гидродинамической активности среды осадконакопления. Песчаные фракции пластов Ю₂₋₃ в большей степени приурочены к областям подвижного прибрежно-морского мелководья.

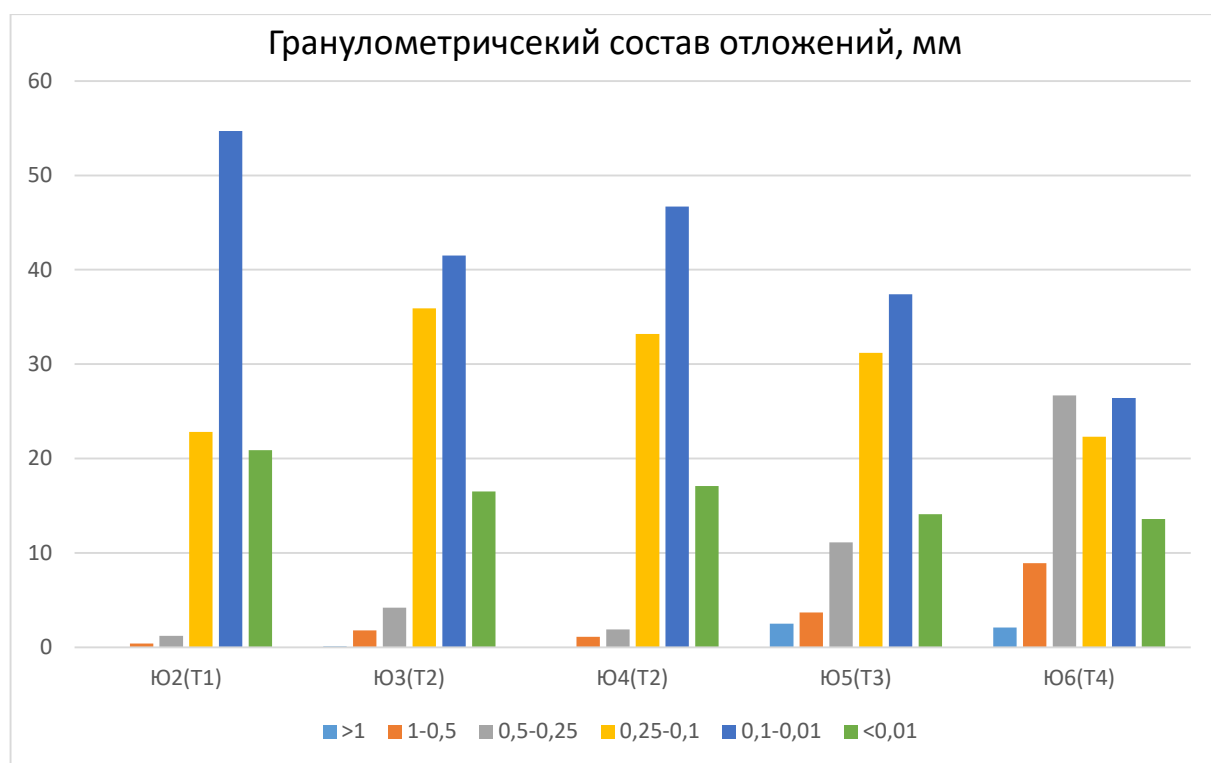


Рисунок 2.3 – Гистограмма распределения гранулометрического состава отложений тюменской свиты Ловинского месторождения

На степень окатанности зёрен влияет длительность процесса аккомодации обломков. Хорошо окатанные отложения характеризуют длительный процесс переноса материала, и, возможно, неоднократное его переотложение. На степень сортировки зёрен во многом влияет среда переноса и характер ее движения. Отложения прибрежно-морской и русловых областей характеризуются длительным процессом взмучивания и перемыва осадка, и, как следствие, хорошей

отсортированностью. При этом в областях с влиянием периодических водных потоков наблюдается значительное снижение сортировки осадков. Кроме этого, при поступлении материала из нескольких источников сноса и быстром их захоронении, также ухудшается сортировка зерен [30, 31, 43].

2.1.3 Изучение генетических особенностей текстуры пород

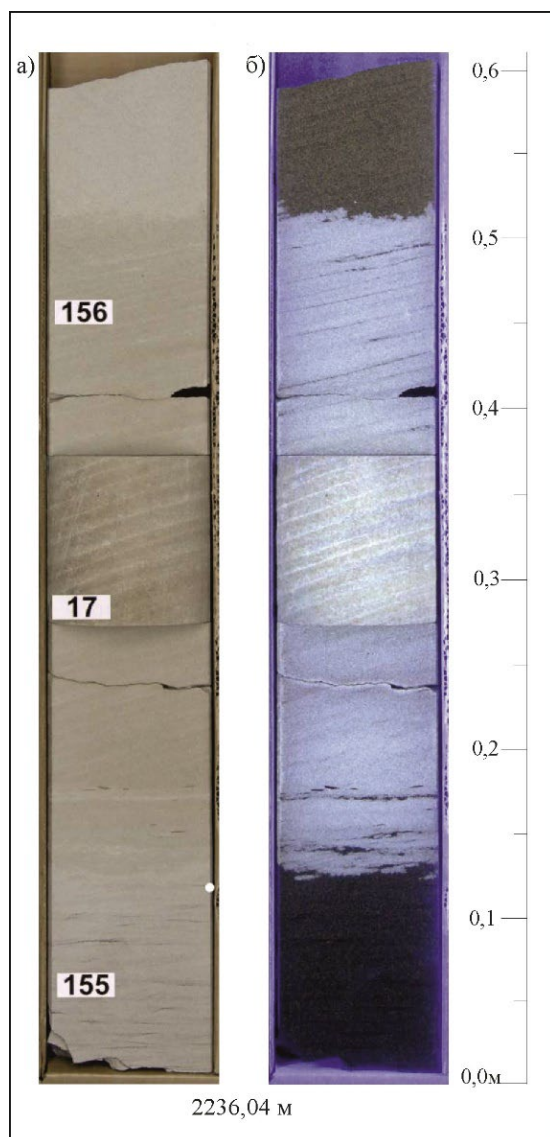
По характеру слоистости и текстурным знакам на границах пластов возможно реконструировать динамику среды переноса и отложения. Так как она может быть одинаковой для нескольких обстановок, необходимо комплексировать данные с другими аспектами генетических особенностей пород.

Характер слоистости отражает динамику среды переноса и накопления осадка. В спокойных обстановках (отдаленные глубоководные области, изолированные заливы, озера) формируются горизонтально слоистые текстуры. В активных средах формируется важная для генетического анализа косая слоистость. При наличии информации о размерах и залегании отдельных косых слойков возможно реконструировать не только основные направления течений (гидрографическая сеть, система морских течений и т.д.), но и сам характер водотоков.

Кроме слоистости отложений, высокое значение имеют и различные знаки на поверхности слоев. Исходя из среды и динамики осадконакопления выделяется большое количество текстур поверхности напластования. Для отложений морского генезиса характерны различные знаки водной волновой и ряби течения, следы биотурбации и т.д. Для континентальных отложений выделяются следы корневой системы растений, трещины усыхания, следы смятия, взмучивания, характерные для заливаемых областей суши [1, 30, 31].

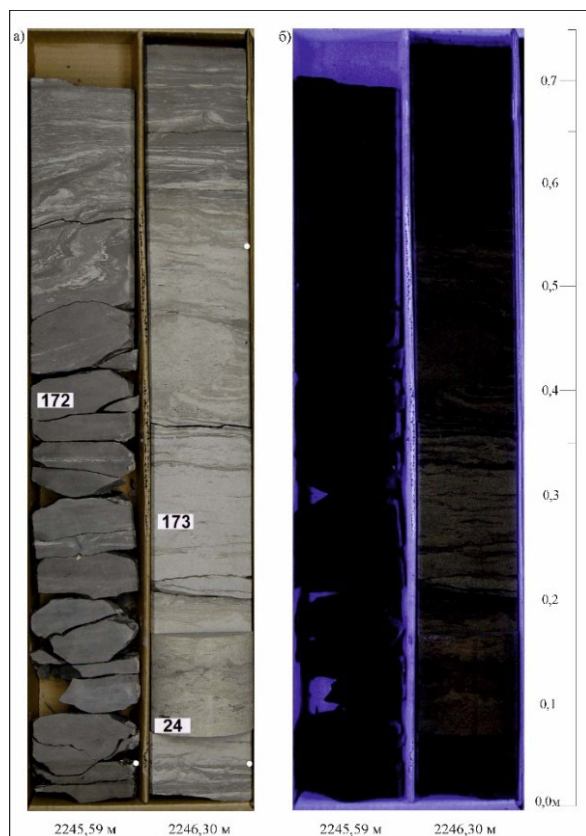
Анализ текстурных особенностей продуктивных отложений производился на основе данных описания кернового материала, а также по фотографиям керна отдельных скважин. Большое внимание уделялось информации о наличии косой

слоистости (Рисунок 2.4), следов взмучивания и перематия (Рисунок 2.5), трещин внедрения и усыхания.



610-111P-17 (Песчаник мелкозернистый, алевроитовый, с признаками углеводородов)
 610-111P-156 (Песчаник мелкозернистый, алевроитовый, с признаками углеводородов)
 Песчаники буровато-серые, мелкозернистые, алевроитовые, с признаками насыщения углеводородами (запах углеводородов, светло-голубое, светлое свечение в ультрафиолетовом свете). Текстура субгоризонтальная, в приподошвенной части – косая (до 70° к оси керна) слоистая за счет неотчетливых слоев, прослоев песчаников светло-серых, мелкозернистых, алевроитовых, без признаков углеводородов (мощность до 1,0 см, единичный – 17,0 см). В прикровельной части и на глубине 0,67 м – линзовидные включения алевролитов темно-серых, табачных, крупно-мелкозернистых (мощность до 0,2 и 0,7 см соответственно). По полевому описанию «неравномерная нефтяная пропитка».

Рисунок 2.4 – Фотография и описание керна скважины 111P в интервале пласта Ю₆ (а – фото в дневном, б – в ультрафиолетовом цвете)



610-111P-172 (Алевролит крупно-мелкозернистый, пелитовый)
 Алевролиты темно-серые, серые, крупно-мелкозернистые, мелкозернистые, сильно глинистые. Текстура субгоризонтальная слоистая за счет слоев алевролитов светло-серых, мелко-крупнозернистых, песчанистых, слабо глинистых (мощность до 0,8 см), с границами, отчетливыми и нарушенными взмучиванием волнения, оплыванием. В верхней части – текстура взмучивания волнением. По слою – отпечатки корней растений (преимущественно в верхней части), углефицированный растительный детрит размером до среднего. Контакт с нижележащим слоем пологоволнистый, нарушен взмучиванием волнения.

Рисунок 2.5 – Фотография и описание керна скважины 111P в интервале пласта Ю₄ (а – фото в дневном, б – в ультрафиолетовом цвете)

Таким образом, анализ имеющихся данных, полученных непосредственно при изучении керна, позволил сформировать представления об общей концепции развития исследуемой территории, установлены основные фациальные обстановки для продуктивной части разреза.

2.2 Методика проведения литолого-фациального анализа на основе данных геофизических исследований

По причине того, что извлечение керна часто проводится на ограниченном количестве скважин, не всегда удаётся подробно охарактеризовать весь продуктивный интервал отложений. Высокий охват исследования по территории и разрезу имеют многочисленные геофизические методы изучения осадочных толщ. При совместном применении результатов описания керна с

интерпретацией геофизических исследований возможно достаточно точно произвести литолого-фациальный анализ отложений [12, 27, 98].

С целью использования всей скважинной информации о строении верхнеюрских толщ исследуемой толщи, для определения условий обстановок осадконакопления отложений был применен метод электрометрических моделей фаций В.С. Муромцева.

Стандартный литолого-фациальный анализ на основе скважинных данных (в первую очередь кернового материала, а также данных ГИС) дает достаточно подробное представление о составе и условиях образования отложений, но лишь в небольшой прискважинной области. Для прослеживания выделенных фациальных обстановок, полученная информация интерполируется по площади. Применение такого метода представления строения залежей может недостоверно отражать геометрию сложных литологических тел. Одним из способов изучения неразбуренных областей продуктивных пластов является интерпретация данных сейсморазведочных работ.

2.2.1 Методика выделения электрометрических моделей осадконакопления по методу В.С. Муромцева

В основе метода лежит анализ изменения кривых ПС в разрезе. Показатели собственной поляризации зависят от размера и количества пор в отложениях, которые в свою очередь формируются в результате осадконакопления в определенных физико-географических условиях. Наиболее гидродинамически активные среды (речные русла, области подвижного мелководья) характеризуются высокой отсортированностью материала, и как следствие высокими значениями открытой пористости. Такие участки разреза характеризуются наибольшими показателями α ПС. Застойные области наоборот, низкими значениями.

Кроме этого, важным элементом анализа является форма кривых. Мощность однородных по значениям α ПС тел отражает интенсивность осадконакопления, а угол наклона кривых – быстроту смены фациальных обстановок.

На основе анализа большого количества скважинной информации, В.С. Муромцев выделил обобщенные электрофациальные модели, концептуально отражающие основные условия осадконакопления [27]. Предложенный метод является хорошим инструментом для проведения литолого-фациального анализа отложений вследствие обязательного проведения стандартного комплекса ГИС для всех скважин.

Основная суть методики заключается в интеграции данных электрокаротажа с седиментологическим анализом для прогнозирования литологических ловушек углеводородов. В основе методики лежит анализ характера кривых α ПС – по данным максимума и минимума аномалии, характеру боковой, подошвенной и кровельной линий, а также общей мощности выделяемого тела устанавливаются основные генетические особенности терригенных отложений.

Методика В.С. Муромцева расширяет возможности поиска залежей углеводородов как в освоенных регионах, так и в новых бассейнах, что подтверждается её внедрением в практику геологоразведочных работ.

С целью выделения особенностей осадконакопления на рассматриваемой территории проанализированы данные ГИС по 2091 скважине. Отобраны кривые ПС продуктивных пластов и нормированы в относительные - α ПС. Выделенные по данным анализа керн разведочных скважин фациальные обстановки были сопоставлены с кривыми ГИС.

Так как геофизические параметры отложений, получаемые в ходе проведения исследований методом ПС, не могут отразить текстурные особенности осадочных горных пород, подробное выделение отдельных фациальных обстановок (тела гравийных, продольных и боковых баров русловой системы и др.) невозможно. В связи с данным фактом выделяемые в разрезах скважин условия осадконакопления были сгруппированы на следующие фациальные обстановки:

- фации русловых отложений речных долин. Отличительной чертой русловых отложений являются выдержанные по разрезу повышенные значения кривой α ПС (от 0,6 до 1). Аномалия имеет четко выраженную горизонтальную

подошвенную, выдержанную спрямленную или изрезанную боковую, а также наклонную или горизонтальную подошвенную линию;

- отложения прирусловых частей поймы. Аномалия характеризуется низкими значениями кривой α ПС (менее 0,5). Кривая имеет выраженную подошвенную и изрезанную боковую линию. Отдельные, малые по мощности пики значений приурочены к алевроитовым отложениям вдольбереговых валов и головных частей песков пойменных разливов;

- отложения застойных и зарастающих стариц и озер. Интервал характеризуется широким развитием глинистых отложений, принимающих минимальные значения кривой α ПС – менее 0,2. Боковая линия слабо изрезана. Отдельные пики повышенных значений приурочены развитию алевроито-глинистых отложений конусов выноса пойменных отложений;

- отложения прибрежной равнины. Аномалия представлена сильно изрезанной линией, отражающей тонкое переслаивание алевроитовых и глинистых отложений в разрезе. Отдельные пропластки алевролита характеризуются не высокими значениями кривой α ПС – менее 0,5;

- отложения пляжа. По форме кривой отчетливо выделяется горизонтальная кровельная и наклонная подошвенная. Мощность аномалии не превышает первый десяток метров. В следствие резкого повышения уровня моря, может отсутствовать в разрезах скважин;

- отложения дельтовых комплексов. Аномалия характеризуется выдержанной мощностью (первые десятки метров), горизонтальной подошвенной, изрезанной боковой и сильно изрезанной наклонной кровельной линией. Снизу-вверх отмечается градационное снижение значений кривой α ПС – от 1 до практически нулевых;

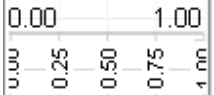
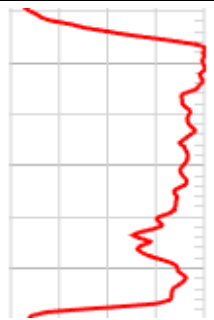
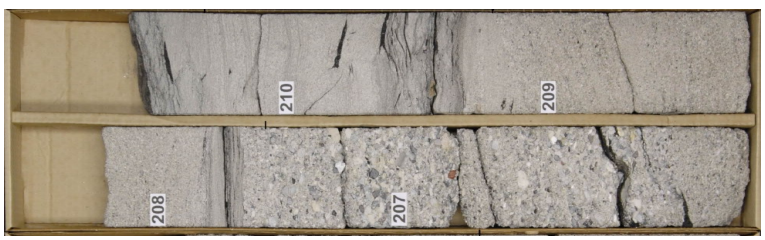
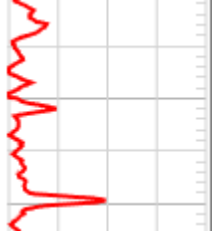
- алевроито-песчаные отложения подвижного бассейна. Отложения принимают различные значения кривой α ПС (от 0,5 до 1) и толщины тел. Тела барьерных островов имеют максимальные значения α ПС, вертикальную боковую и хорошо выделяемые подошвенную и кровельную линию. Вдольбереговые валы боковой линии не имеют, зачастую кровельная линия наклонная;

– отложения малоподвижного открытого бассейна. Аномалия представлена сильно изрезанной линией, отражающей тонкое переслаивание алевритовых и глинистых отложений в разрезе. Отдельные пропластки алевролита характеризуются не высокими значениями кривой α ПС – менее 0,5.

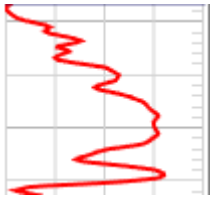
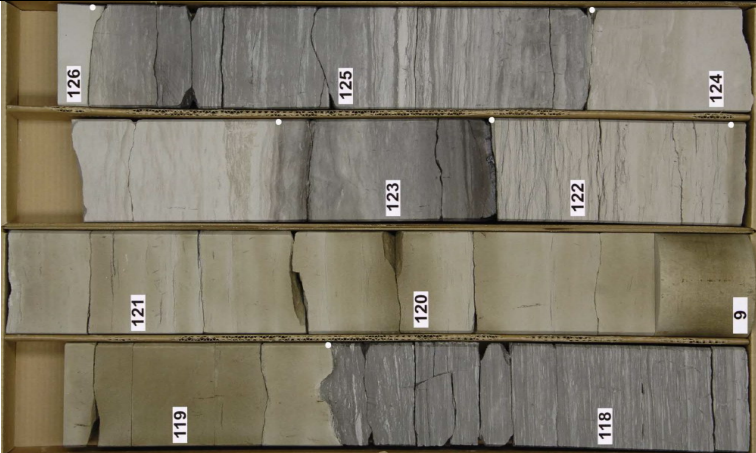
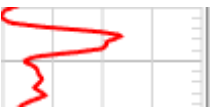
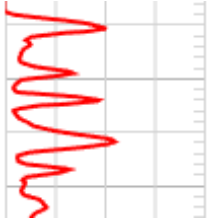
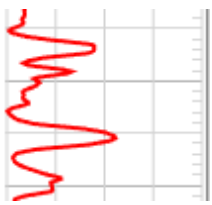
Таким образом, на основе выделенных электрометрических моделей осадконакопления установлены общие закономерности характера форм кривых для каждой из выявленных групп фациальных обстановок. Особенности характера наклона, мощность аномалий, а также распределение показателей α ПС позволило сформировать эталонные кривые, отражающие основные условия осадконакопления изучаемых отложений (Таблица 2.1).

По полученным результатам стало возможно выделение фациальных зон в разрезах скважин, не охарактеризованных керновым материалом, а также подготовлена основа для дальнейшего проведения обучения моделей машинного обучения.

Таблица 2.1. Перечень типовых кривых электрометрических моделей условий осадконакопления

Группа фациальных обстановок	Обстановка осадконакопления	Форма кривой 	Фотография керна	Номер скважины с интервалом
1	2	3	4	5
Континентальные	Фации русловых отложений речных долин			Скв. 10691Р Интервал 2223,7-2224,4 м. Пласт Ю ₆
	Отложения прирусловых частей поймы			Скв. 10692Р Интервал 2363,2-2364 м. Пласт Ю ₆
	Отложения застойных и зарастающих стариц и озер			Скв. 10670П. Интервал 2375-2377 м. Пласт Ю ₇

Продолжение таблицы 2.1

1	2	2	4	5
Переходные (прибрежно-морские)	Отложения дельтовых комплексов			Скв. 111Р Интервал 2217,9-2220,7 м. Пласт Ю ₃
	Отложения пляжа			Скв. 10711П. Интервал 2554-2555,5 м. Пласт Ю ₅
	Отложения прибрежной равнины			Скв. 10714Р. Интервал 2759,5-2760 м. Пласт Ю ₄
Бассейновые	Алеврито-песчаные отложения подвижного бассейна			Скв. 9837. Интервал 2319,3 – 2320,6 м. Пласт Ю ₃
	Отложения малоподвижного открытого бассейна			

2.2.2 Геометризация границ фациальных тел с помощью результатов интерпретации сейсморазведочных работ

Проведение литолого-фациального анализа на основе скважинной информации позволяет достоверно установить условия осадконакопления отложений только для разбуренной части территории лицензионного участка. При этом, границы фациальных тел в межскважинном пространстве или для неразбуренных частей месторождения зачастую интерполируются. Такой метод получения данных о строении месторождения может недостоверно отражать геометрию сложных фациальных тел. Одним из способов изучения неразбуренных областей продуктивных пластов является интерпретация данных сейсморазведочных работ.

Важное значение в фациальном анализе имеет изучение формы осадочных тел с отдельным выделением их взаимопереходов. Так как основной задачей проведения литолого-фациального анализа является выделение и оконтуривание отдельных песчаных тел, для анализа использовались карты эффективных толщин каждого продуктивного пласта.

Максимальные значения эффективных толщин в области распространения континентальных условий принимают аллювиальные отложения. При этом, области замещения коллектора глинами в разрезе были выделены как застойные отложения зарастающих стариц и болот. Склоновые условия осадконакопления характеризуются неравномерным распределением эффективных толщин пластов и приурочены к областям выклинивания продуктивных пластов.

В переходных обстановках, вследствие высокой гидродинамической активности среды, отложения характеризуются высокими значениями эффективных толщин. Наибольшие значения приурочены к зонам дельтовых комплексов, где в короткие, по геологическим меркам, сроки происходило лавинообразное осадконакопление обломочного материала.

Морские обстановки осадконакопления характеризуются примерно равными низкими значениями эффективных толщин. Отдельные, изометричные в плане,

области с преобладанием больших мощностей коллектора приурочены к подвижным областям открытого бассейна. Эти зоны представляли собой относительно приподнятые участки в виде обособленных островов.

Полученные литолого-фациальные карты с высокой степенью достоверности отражают распределение обстановок осадконакопления по площади, но не дают представление о строении разрезов продуктивных интервалов.

Более точное представление о границах обстановок осадконакопления возможно получить при атрибутом анализе данных сейсморазведочных работ. Для поиска ловушек неструктурного типа на границах лицензионных участков или неразбуренных частей месторождений применялся метод спектральной декомпозиции сигнала.

Основой атрибута является методика разложения исходного сейсмического куба на частотные компоненты, каждому из которых присваивается свой цветовой канал (красный, зеленый или синий). Обычно наименьшей частоте присваивается красный канал, а наибольшей – синий, что связано с расположением данных цветов на оптическом спектре. Алгоритм удаляет вейвлет-отпечаток из исходных сейсмических данных. Затем с помощью RGB-смешивания трех спектральных компонентов получается итоговый атрибут, который обычно анализируется по стратиграфическим или пропорциональным срезам между сейсмическими горизонтами [14].

С целью уточнения распространения границ фациальных тел, выделенных на основе анализа кернового материала и данных ГИС, в программном пакете tNavigator проведен атрибутивный анализ сейсмических кубов амплитуд. Для правильного выбора частотных каналов оценен спектр волнового поля в интервале продуктивных пластов месторождения. В амплитудном спектре выделяются три пика частот с высокой амплитудой сигнала (Рисунок 2.6).

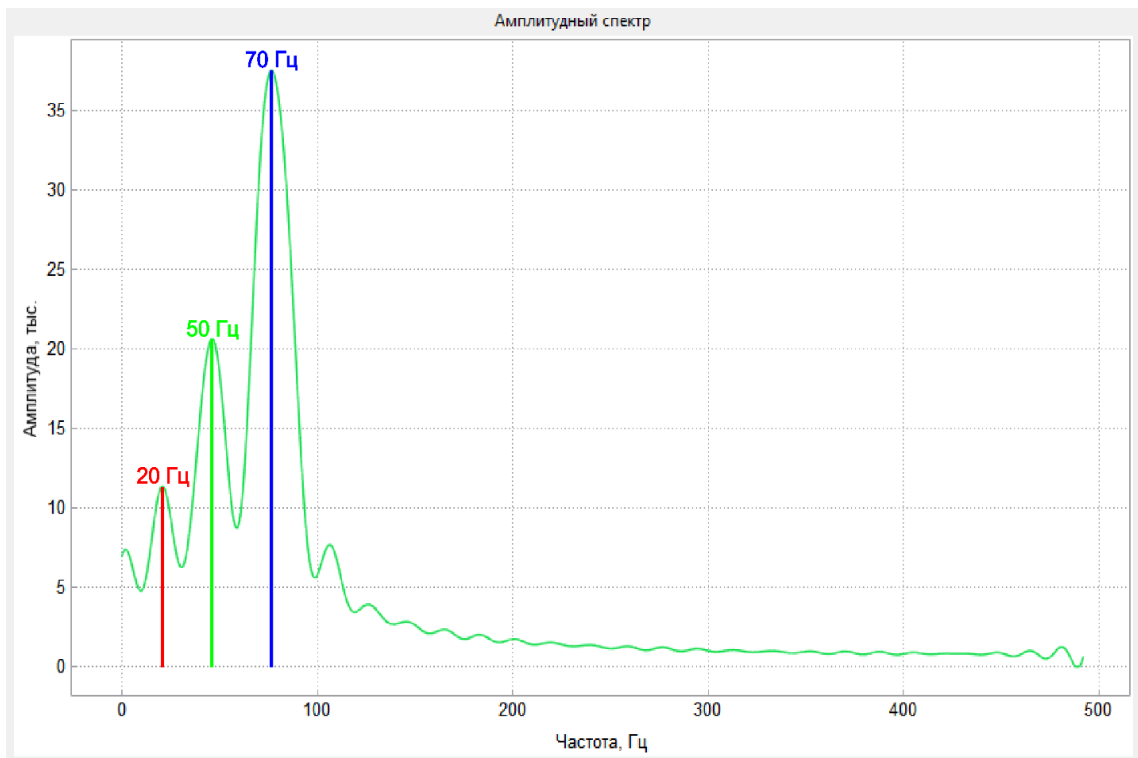


Рисунок 2.6 – Амплитудный спектр волнового поля исследуемого куба сейсморазведочных работ в интервале продуктивных пластов

Исходя из полученных данных, красному каналу спектра была присвоена частота 20 Гц, зеленому – 50 Гц, синему – 70 Гц. Расчет атрибута спектральной декомпозиции проводился по алгоритму определения огибающей, в которой яркость цветовых каналов задавалась локальной амплитудой соответствующего комплексного сигнала. В качестве основы для вейвлет преобразования использована модель сигнала Риккера.

Полученный атрибутивный куб сопоставлен с результатами анализа кернового материала и данных ГИС. Распределение спектров сигнала достоверно коррелируется с полученной ранее литолого-фациальной моделью исследуемой площади (Рисунки 2.7-2.8).

Нижний интервал продуктивного разреза характеризуется повышенными значениями амплитуд. Для корректного отображения спектров, создан отдельный куб, в котором произведено линейное уменьшение сигналов цветовых каналов.

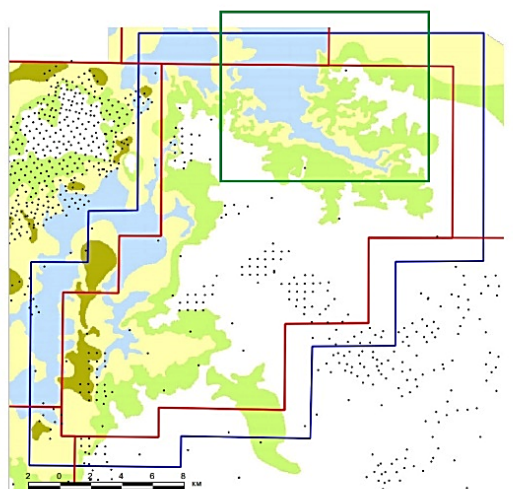
Разрезы пластов Ю₅₋₇ представлены континентальными отложениями аллювиальных долин. Основными продуктивными песчанистыми телами являются

русловые каналы. Вследствие отличия литологического состава от вмещающих пород, на полученном кубе спектральной декомпозиции, извилистые, шнуркообразные полосы палеорусел выделяются как участки с повышенными значениями частоты зеленого канала. Вмещающие отложения фундамента характеризуются понижением амплитуды частот и в кубе выражены как затемненные области. Делювиально-пролювиальные и пойменные отложения выражены областями с преобладанием низкочастотного канала.

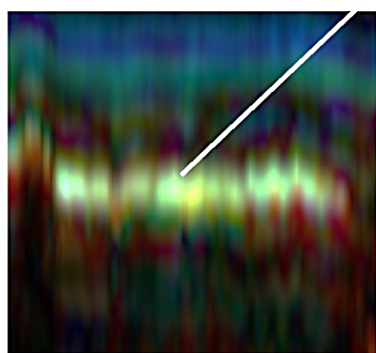
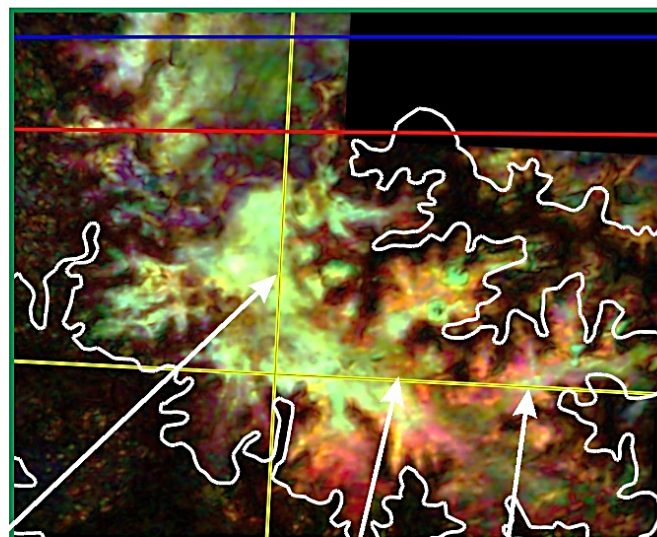
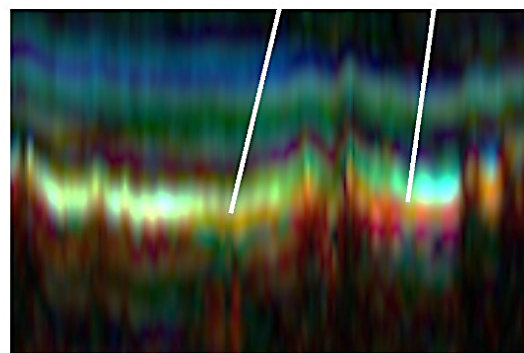
На разрезах куба декомпозиции вся изучаемая область представлена сливающимися меандрирующими речными каналами, что осложняет выделение отдельных русловых тел. Однако отчетливо выделяются комплексы палеорусел в виде врезов в подстилающие отложения (Рисунок 2.7).

Осадконакопление интервала пласта Ю₄ характеризуется условиями прибрежной равнины. Отложения распределены относительно равномерно и принимают значения смещения зеленого и красного каналов. Выделяются отдельные области с преобладанием синего канала спектра. Условия осадконакопления в данных областях характеризуются как наиболее застойные. Остальные тела на основе данных декомпозиции выделить сложно (Рисунок 2.8).

Для пластов Ю₂₋₃ выделяется общая тенденция – морские и переходные отложения характеризуются преобладанием синего канала в сигнале, континентальные – зеленого. На картах и разрезах уверенно выделяется граница между обстановками осадконакопления [49, 51, 66, 68, 69].

Спектральная декомпозиция куба амплитуд в интервале пластов Ю₅₋₆Карта куба спектральной декомпозиции
Слайс 2023 мс

Фациальная карта пласта с участком исследования

Разрез куба спектральной декомпозиции
Инлайн 5480Разрез куба спектральной декомпозиции
Кросслайн 1380

Условные обозначения:

	Границы лицензионного участка		Область депудации		Отложения дельтовых комплексов
	Границы области моделирования		Дельтавиально-пролювиальные отложения		Отложения пляжа
	Область исследования		Отложения прирусловых частей поймы		Отложения головных частей разрывных течений
	Линии разрезов (Инлайнов, Кросслайнов, Слайсов)		Отложения зарастающих стариц, озер и болот		Отложения вдольбереговых валов
			Отложения русловой части речных долин		Глинисто-алевритовые отложения малоподвижного бассейна
			Глинисто-алевритовые отложения прибрежной равнины		Алеврито-глинистые отложения малоподвижного бассейна
			Алеврито-глинистые отложения прибрежной равнины		Алеврито-песчаные отложения подвижного бассейна

Рисунок 2.7 – Спектральная декомпозиция куба амплитуд в интервале пластов

Ю₅₋₆

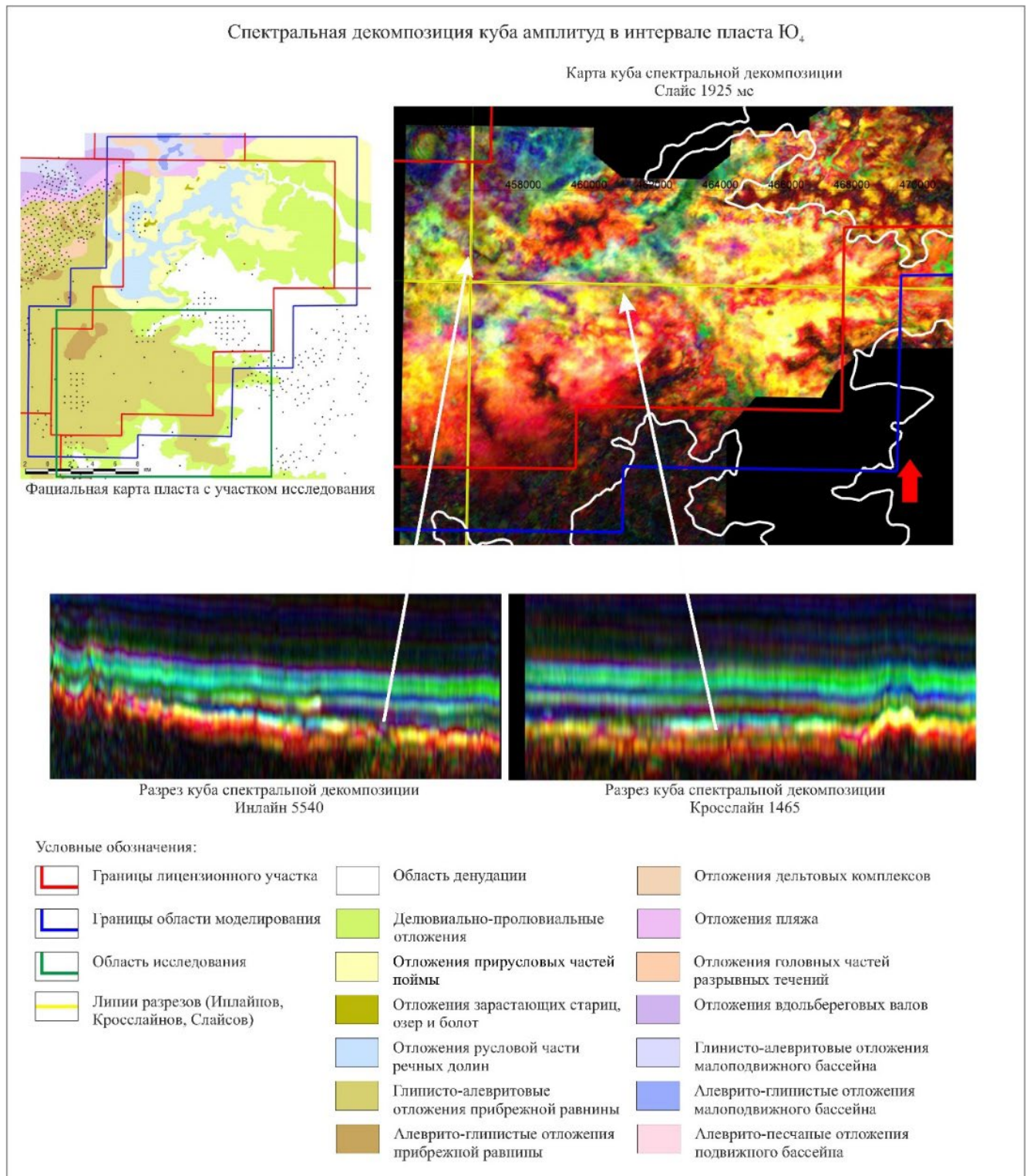


Рисунок 2.8 – Спектральная декомпозиция куба амплитуд в интервале пластов Ю₄

В общем виде методика выявления границ фациальных тел с помощью результатов интерпретации сейсморазведочных работ выглядит следующим образом:

1. Анализ карт распределения эффективных толщин продуктивных пластов, полученных в ходе интерпретации сейсморазведочных работ.

Карты сопоставляются с данными литолого-фациального анализа по разрезам скважин. Для каждой выделенной фациальной зоны выявляются граничные значения, а также характер распределения эффективных толщин по площади.

2. Выявление границ преимущественного распределения групп фациальных обстановок, характерных для исследуемого интервала.

На основе установленных закономерностей распределения эффективных толщин коллектора формируются карты вероятности встречи фациальных тел в разрезе. Итоговая карта распределения фациальных зон по пластам является результатом выделения наиболее вероятного класса.

3. Расчет атрибута спектральной декомпозиции по данным сейсморазведочных работ. Выявление различных фациальных тел по площади на основе анализа преобладания частотных каналов.

4. Сопоставление и увязка выявленных тел с концептуальной литолого-фациальной моделью. Уточнение границ распределения фациальных тел на неразбуренных частях рассматриваемой территории.

Данный этап включает в себя сопоставление куба спектральной декомпозиции с данными литолого-фациального анализа (ЛФА) по скважинам, а также оценку распределения каналов спектра в целом с концептуальной моделью осадконакопления. При высокой корреляции результатов возможна интерпретация данных для неразбуренных территорий.

Таким образом, использование атрибутивного анализа на основе результатов сейсморазведочных работ является хорошим инструментом определения свойств отложений. Такой подход позволяет более точно проводить стратиграфическую интерпретацию данных, выявлять геологические особенности отложений, а также

определять геометрические границы фациальных тел. Применение спектральной декомпозиции куба амплитуд рассматриваемого участка подтвердило результаты, полученные в ходе литолого-фациального анализа на основе скважинных данных.

Выводы к главе 2

С целью детализации представлений об особенностях условий осадконакопления исследуемой территории сформирована методика проведения комплексного литолого-фациального анализа тюменских отложений.

1. Формирование представлений об общей концепции развития исследуемой территории путем выделения основных групп фациальных обстановок осадконакопления, основанных на анализе результатов исследований кернового материала:

- представления о типе климата обстановок осадконакопления и длительности процесса выветривания пород доюрского фундамента установлены в ходе анализа вещественного состава обломочной части горных пород и минерального состава глинистого цемента;
- на основе распределения фракционного состава отложений проведена оценка изменения гидродинамической активности среды осадконакопления;
- текстурно-структурные особенности отложений, а также наличие различных включений отражает основные обстановки осадконакопления изучаемого разреза.

2. Определение физико-географических особенностей осадконакопления для фонда скважин, не охваченных отбором керна, проводилось на основе применения метода электрометрических моделей фаций В.С. Муромцева. Проанализированы данные ГИС по 2091 скважине. Выделенные по данным анализа керна разведочных скважин фациальные обстановки сопоставлены с кривыми каротажей.

По данным литолого-фациального анализа, а также характеристик форм кривых выделены основные группы фациальных обстановок, отвечающие общей

концепции развития региона в тюменское время. Для каждой из фациальных групп сформированы эталонные кривые, позволившие провести расчленение разреза всего фонда скважин на интервалы формирования основных фациальных зон.

3. Контроль распределения границ фациальных тел в межскважинном пространстве осуществляется путем анализа карт эффективных толщин продуктивных пластов. На основе анализа распределения показателя, а также сопоставления с выявленными условиями осадконакопления по скважинным данным, сформированы концептуальные литолого-фациальные карты для каждого из продуктивных пластов.

4. Для уточнения распределения условий осадконакопления на границах лицензионных участков или неразбуренных частей месторождений применялся метод спектральной декомпозиции сигнала. Разложение исходного сейсмического куба на частотные компоненты позволяет сформировать представления о распределении различных по плотностным свойствам телам, приуроченным к различным фациальным обстановкам.

На основе анализа полученных атрибутивных кубов сейсморазведочных работ установлены преобладающие спектры сигнала для каждого из продуктивных пластов и детализированы границы выделяемых фациальных тел. Распределение спектров сигнала достоверно коррелируется с полученной ранее литолого-фациальной моделью исследуемой площади.

ГЛАВА 3 КОМПЛЕКСНЫЙ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗУЧАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

В целях изучения особенностей обстановок осадконакопления центральной части Приуральской нефтегазоносной области проведен комплексный литолого-фациальный анализ по данным макроскопического и лабораторного изучения керна (результаты предоставлены ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), кривым ГИС и сейсморазведочным работам.

3.1 Особенности региональных палеогеографических обстановок осадконакопления в тюменское время

Исходя из анализа региональной палеогеографической обстановки в период накопления продуктивных отложений центральная часть Приуральской НГО представляла собой южную часть медленно погружающегося седиментационного бассейна [1, 3-5, 7, 25, 26, 36].

В байосский век (нижняя часть продуктивного разреза, пласты Ю₅₋₇) исследуемая территория представляла собой преимущественно возвышенную равнину, сложенную отложениями фундамента. В низменностях формировались обширные аккумулятивные равнины, образованные аллювиально-озерными обстановками осадконакопления.

В батский век продолжающаяся трансгрессия седиментационного Западно-Сибирского бассейна привела к увеличению площади областей морского осадконакопления. На исследуемой территории в низменностях формировались морские и переходные обстановки, представленные обширными периодически затопляемыми прибрежными равнинами и областью мелководного шельфа. На приподнятых участках фундамента формировались условия возвышенной равнины, в которой продолжилась денудация отложений доюрского комплекса.

К концу батского и началу келловейского века почти вся территория представляла собой область неглубоководного бассейна. Переходные обстановки

сохранились лишь в самых высоких точках рельефа, и представляли собой островной архипелаг.

Полученные данные легли в основу формирования общей концепции развития исследуемой территории. Согласно истории развития Западно-Сибирского бассейна в целом, центральная часть Приуральской НГО испытала опускание, в ходе которого произошла смена обстановок с преимущественно континентального на переходный и прибрежно-морской генезис [50, 57, 61-63, 67, 70, 99].

3.2 Результаты анализа фракционного состава отложений и минералов глинистого цемента

С целью установления влияния фациальных обстановок на состав отложений продуктивных пластов, проведен анализ распределения отложений по размеру фракций (Рисунок 3.1) и минеральному составу цемента (Рисунок 3.2). По каждому пласту составлены гистограммы распределения гранулометрического и минерального состава отложений, полученные в результате микроскопического описания шлифов.

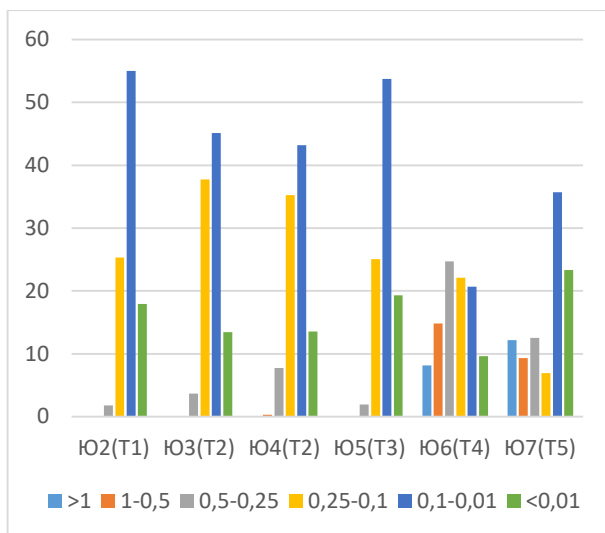
Отложения нижней части разреза – пласты Ю₆₋₇ характеризуются заметным преобладанием песчаных и алевроитовых фракций по всей исследуемой территории. При этом, в интервале наблюдается наибольшее процентное содержание песчанистых фракций размером более 0,25 мм. Это связано с повсеместным развитием гидродинамически активных аллювиальных обстановок осадконакопления. Широкое развитие получили русловые отложения, при этом минимально распространение застойных условий зарастающих озер и болот.

Высокое содержание каолинита в отложениях определяется как достижением необходимых седиментационных условий (глубина залегания и температура отложений способствует трансформации глинистых минералов в каолинит), так и условиями осадконакопления, в которых осадки претерпевали полный цикл выветривания.

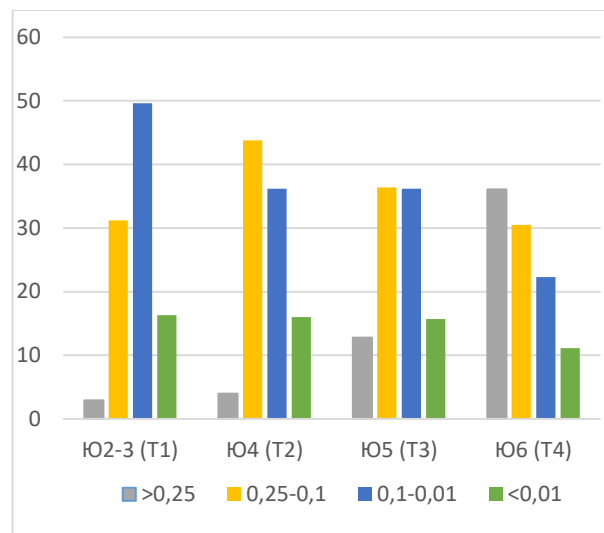
Образование седиментационного каолинита связано с выветриванием полевых шпатов в области выхода фундамента, занимающей обширную площадь исследуемой территории в рассматриваемый временной интервал. Материал, образованный в области денудации, впоследствии сносился и транспортировался речными системами. В условиях теплого гумидного климата и, возможно, неоднократного переотложения, обломки полевых шпатов подверглись полному циклу химического выветривания.

Отложения пласта Ю₅ характеризуются резким снижением общей доли фракций крупно- и среднезернистых песчаников. Общая трансгрессия бассейна привела к смене условий осадконакопления. Исходя из общего снижения доли фракций более 0,25 мм., можно сделать вывод о понижении гидродинамической активности среды осадконакопления. Нивелирование рельефа привело к преобладанию меандрирующих речных систем.

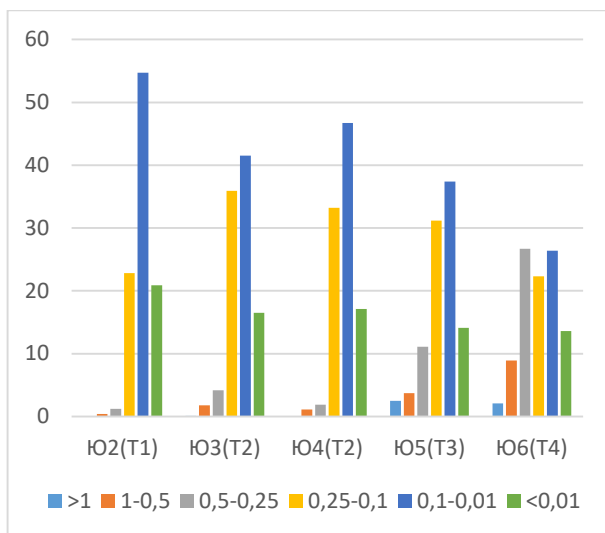
Согласно исследованиям минерального состава цемента, доля каолинита в составе цемента снизилась, увеличилось процентное содержание гидрослюд. Формирование каолинита в областях денудации продолжилось, но из-за нивелирования рельефа интенсивность выветривания снизилась. Развитие прибрежно-морских обстановок осадконакопления в северо-восточной части исследуемой территории сформировало условия, благоприятные для увеличения доли гидрослюдистых частиц в составе глинистого цемента. Вследствие близости бассейна, произошло уменьшение времени протекания процесса выветривания полевых шпатов, что привело к неполному циклу преобразования пород – увеличению доли гидрослюд в отложениях.



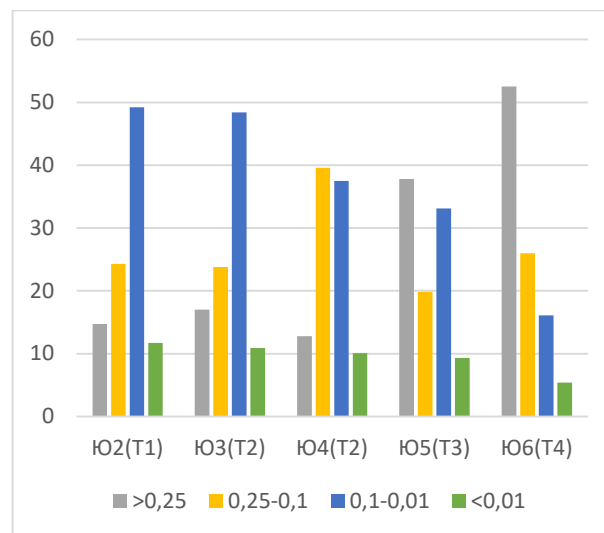
Новомостовское месторождение



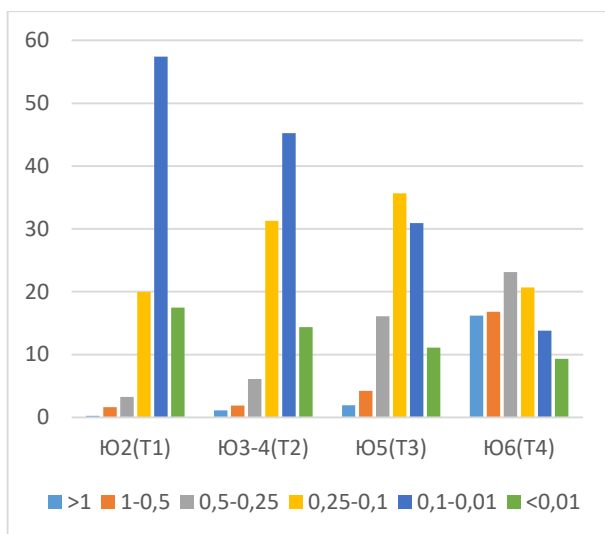
Яхлинское месторождение



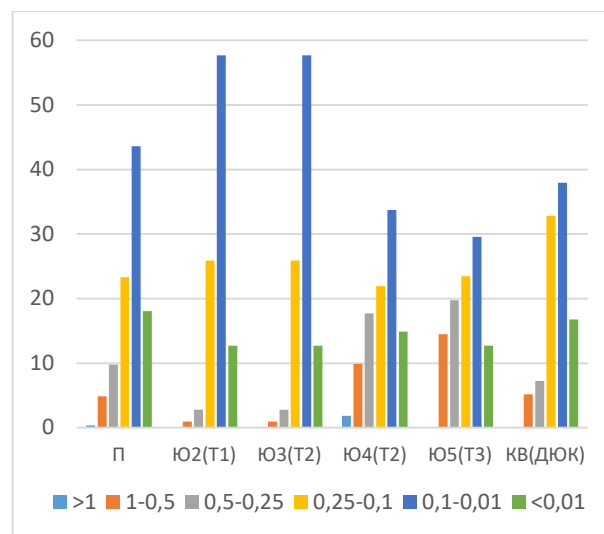
Ловинское месторождение



Пайтыхское месторождение

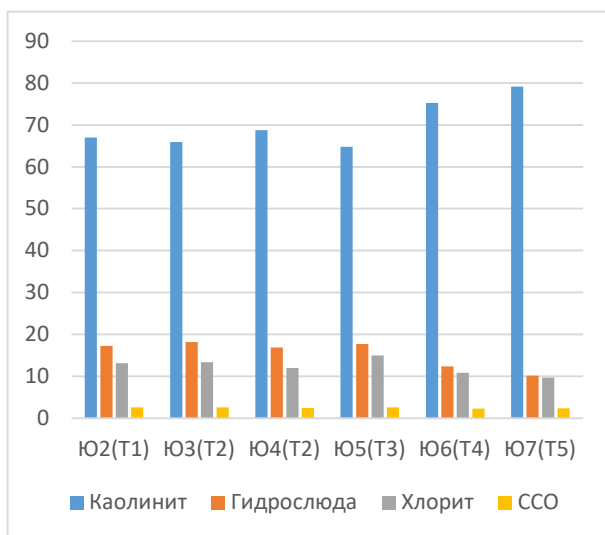


Лазаревское месторождение

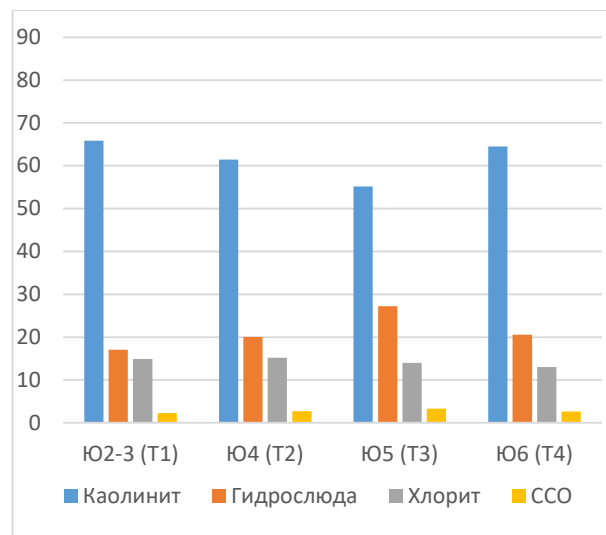


Потанай-Картопынское месторождение

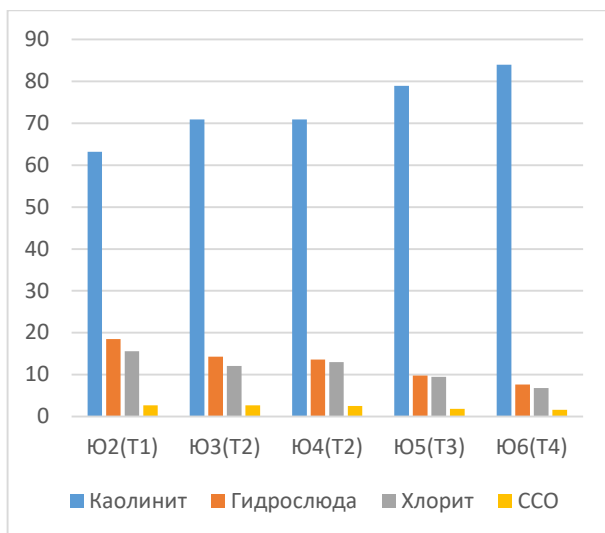
Рисунок 3.1 – Распределение гранулометрического состава отложений изучаемых месторождений, мм.



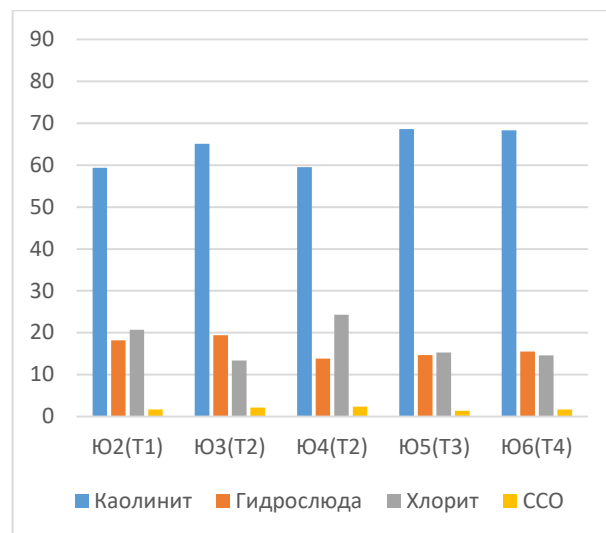
Новомосковское месторождение



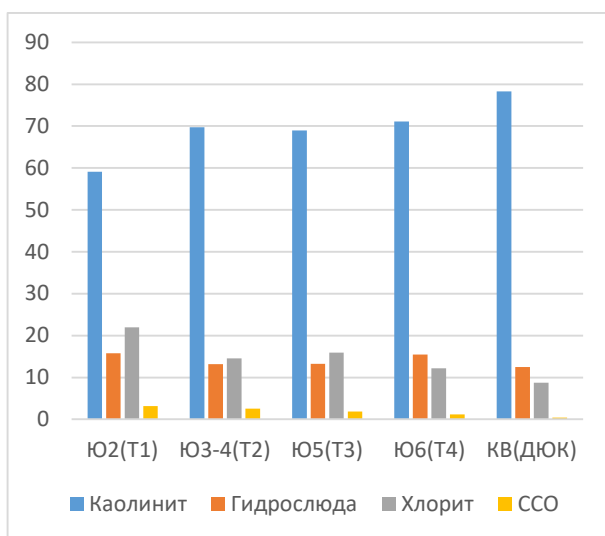
Яхлинское месторождение



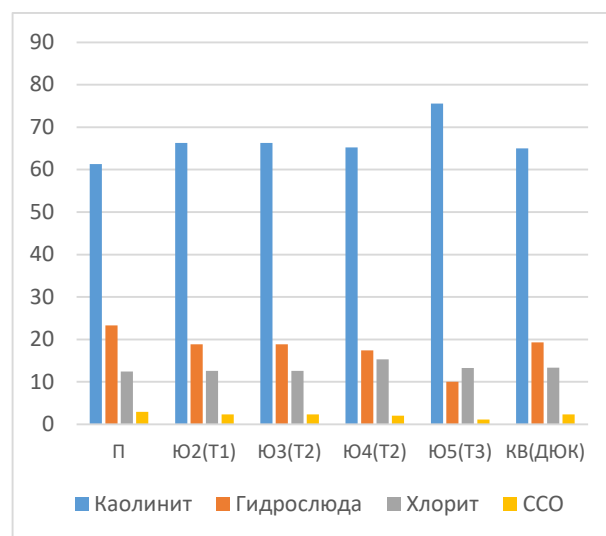
Ловинское месторождение



Пайтыхское месторождение



Лазаревское месторождение



Потанай-Картопынское месторождение

Рисунок 3.2 – Распределение минералов глинистого цемента отложений изучаемых месторождений, %.

Для пласта Ю₄, согласно гранулометрическому анализу состава пород, заметно преобладание песчаных и алевритовых фракций, причем преобладают мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевриты. Привносимые речными системами осадки в условиях достаточно активного бассейна сформировали хорошо отсортированные тела вдольбереговых валов и дельтовых комплексов.

Согласно исследованиям минерального состава цемента, доля каолинита в составе цемента снизилась, увеличилось процентное содержание гидрослюд. Общая тенденция накопления глинистых минералов в составе цемента коллекторов имеет схожий с пластом Ю₅ характер. Повышение доли гидрослюд вызвано общим сокращением областей денудаций, сохранившихся только в юго-восточной части исследуемого участка, а также увеличением площади бассейна, что привело к более быстрому сносу материала.

Исходя из общего анализа гранулометрического состава отложений и минерального состава глинистых пород наблюдается общая тенденция – резкое увеличение тонкозернистых отложений и заметное снижение каолинита (на Новомостовской и Пайтыхской площади наблюдаются минимальные значения) приходится на пласты Ю₄₋₅. При этом граница «минимума» смещается как по разрезу, так и по площади – с севера на юг. Как уже было сказано, данная тенденция связана с постепенной трансгрессией бассейна. Продвижение береговой линии происходило поэтапно, с достаточно быстрым затоплением выложенных прибрежных равнин с севера, северо-востока в сторону сводовой части Шаимского мегавала.

Для пластов Ю₂₋₃, согласно гранулометрическому анализу состава пород, характерно преобладание алевритистых фракций. В ходе развития Западно-Сибирского бассейна в северной и центральной части исследуемой территории сформировались морские обстановки осадконакопления. Подъем базиса эрозии речных систем, совместно с нивелированием палеорельефа, снизили гидродинамическую активность русел. В данных условиях накопление песчаных и

алевритовых фракций приурочено к приподнятым частям дна бассейна, в которых наблюдалась активное волновое воздействие, сортирующее осадочный материал.

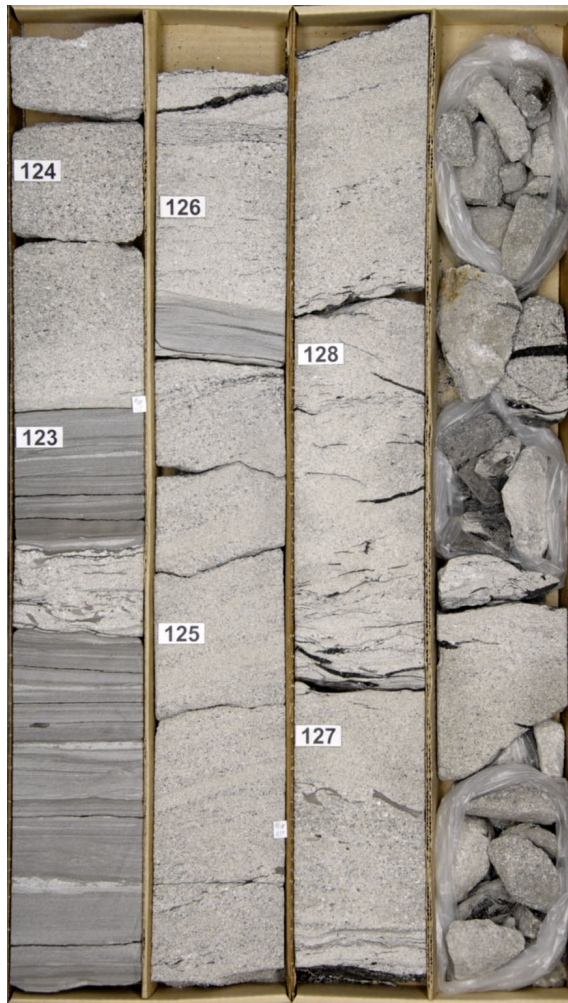
Общее повышение или снижение темпов падения доли каолинита характеризуется снижением скорости погружения территории. В данных условиях степень выветривания полевых шпатов, слагающих останцы выходов доюрского комплекса, увеличивается за счет перемыва отложений в прибрежной зоне.

3.3 Результаты комплексного литолого-фациального анализа юрско-нижнемеловых отложений

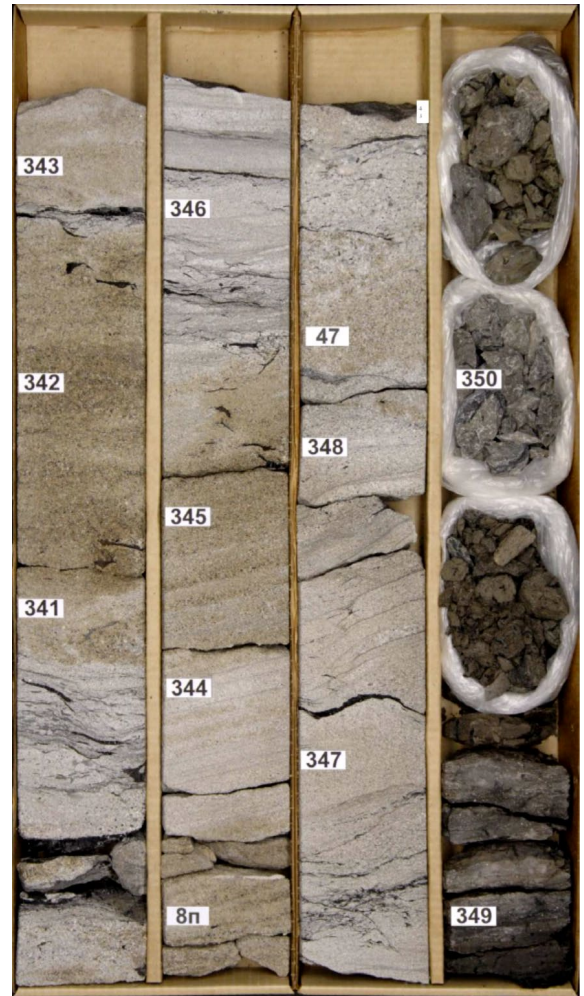
С целью выявления особенностей условий обстановок осадконакопления продуктивных отложений, а также выделения основных групп фаций проведен детальный анализ макроскопического описания керн по 64 скважинам. На основе данных о литологическом составе, текстурно-структурных особенностях, а также включений, отражающих генетические особенности отложений, в продуктивном разрезе скважин выделены следующие группы фациальных обстановок:

Нижняя часть разреза – пласты Ю₅₋₇ на исследуемой территории характеризуются развитием континентальных условий осадконакопления. Аккумуляция терригенного материала происходила в низменной аллювиально-озерной долине. В приподнятых участках фундамента (Ловинские, Кандырские, Пайтыхские, Потанайские, Картопьянские, Яхлинские структурные поднятия) происходила денудация отложений доюрского комплекса с формированием обширных склоновых конусов выноса.

Фации русловых отложений речных долин в разрезе представлены переслаиванием алевритов серых, заглинизированных, плотных, пологоволнисто-слоистых, участками горизонтально-слоистых; песчаников серых, неравномерно углисто-глинистых, полосчатых, косослоистых кварц-полевошпатовых, неравномерно зернистых, к подошве пласта окатанность зерен ухудшается, появляются включения гальки и гравия, конгломератов, также встречаются обуглившиеся растительные остатки (Рисунок 3.3).



Скв. 9837. Интервал 2378,9-2391,8 м.
Пласт Ю₆

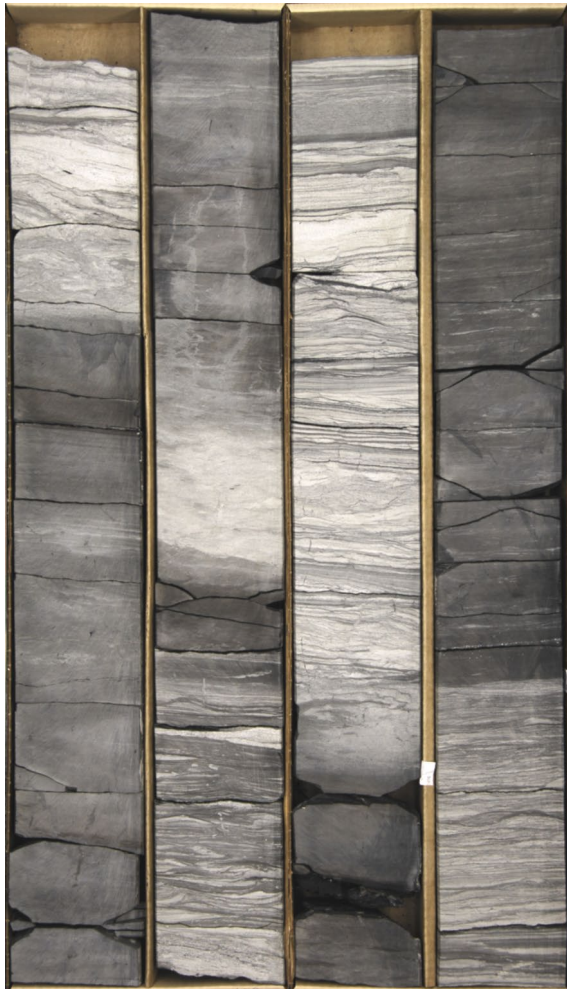


Скв. 10708Р. Интервал 2371,3-2374,3 м.
Пласт Ю₇

Рисунок 3.3 – Фотографии керна в интервале скважин, вскрывших русловые отложения речных долин

Фации алеврито-песчаных и глинистых осадков прирусловой части поймы и ее паводковых вод в разрезе представлены переслаиванием песчаников светло-серых, мелкозернистых, глинистых, со следами обуглившихся растительных остатков, местами сидеритизированных; алевролитов светло-серых, глинистых, углистых, плотных, полосчато-прямой слоистости с обуглившимися растительными остатками и следами перемятия осадка; аргиллитов темно-серых и черных, плитчатых, с линзами алевролитов и песчаников, с обуглившимися растительными остатками местами переходящих в прослой угля.

Фации глинисто-алевритовых осадков застойных и зарастающих стариц и озер в разрезе представлены переслаиванием аргиллитов темно-серых, бурых, с включениями углистого детрита, сидерита и пирита, мелкослюдистые; алевролитов, местами переходящих в мелкозернистые песчаники темно-серого и серого цвета, глинистых, и каменного угля, хрупкого глинистого (Рисунок 3.4).



Скв. 10706Р. Интервал 2376,8-2379,7 м.
Пласт Ю₅



Скв. 10701Р. Интервал 2400,7-2403,7 м.
Пласт Ю₇

Рисунок 3.4 – Фотографии керна в интервале скважин, вскрывших отложения прирусловой части поймы и зарастающих озер и болот (скв. 10706Р) и делювиально-пролювиальные отложения (скв. 10701Р)

Фации делювиально-пролювиальных отложений сформировались в результате сноса терригенного материала с областей денудации. В разрезе отложения представлены переслаиванием песчаников серых плохо

отсортированных, средне-крупнозернистых, местами галечных, с мелкими включениями слюды и углистого вещества; аргиллитов серых, алевролитовых, переходящих в глинистый алевролит, прослоями обогащенный песчано-алевритовым материалом, со следами перемятия и взмучивания осадков, корней растений, часто встречается растительный детрит.

Во многом интервалы скважин представлены градационной последовательностью – снизу-вверх по разрезу отмечается смена грубозернистых песчаников и галечников на мелкозернистые песчаники, алевролиты и аргиллиты.

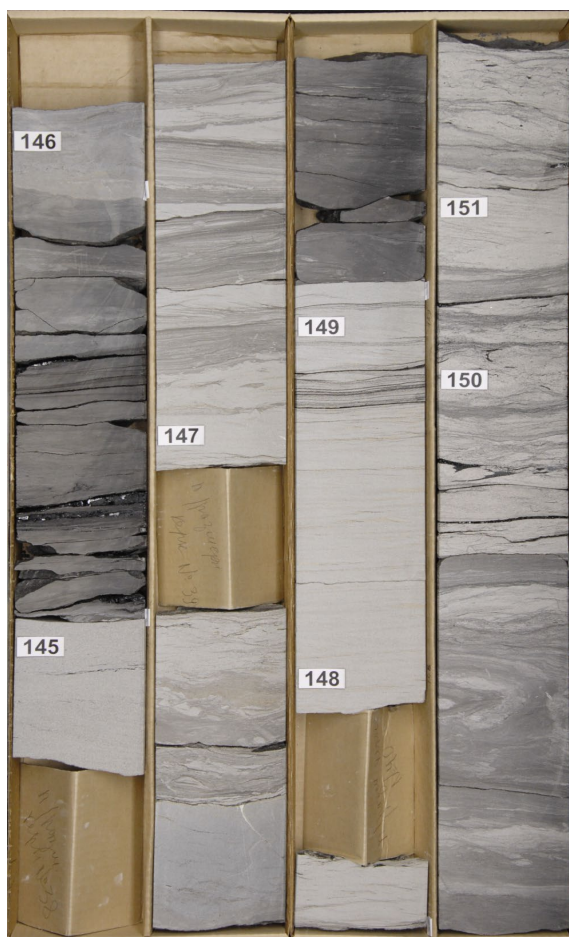
Интервал пластов Ю₄₋₅ исследуемой территории характеризуется сменой обстановок осадконакопления. По площади выделяются два типа разреза:

1. Северо-западный «морской» (включающий территорию Ловинской, Яхлинской, Новомостовской и частично Пайтыхской площади), представленный переходной группой фаций и характеризующийся развитием периодически затопляемой прибрежной равнины, ограниченной открытым бассейном с севера.

2. Юго-восточный «континентальный» (Лазаревская, Потанай-Картопьянская и южная часть Пайтыхской площади), характеризующийся сохранением континентальных обстановок осадконакопления и широким развитием областей денудации отложений фундамента.

Фации алевроито-глинистых осадков заливаемой прибрежной равнины представлены аргиллитами темного цвета, плотными, слюдистыми, участками наблюдаются пропластки и линзы сидерита, каменного угля, мелкозернистого светло-серого песчаника и алевролита, включения углистого детрита.

Фации глинисто-алевритовых осадков заливаемой прибрежной равнины приурочены к конусам выноса материала с пляжевой зоны. Разрез представлен алевролитами серыми, разной зернистости, пологоволнистой текстуры со следами взмучивания и биотурбации осадков и следами корневой системы растений, встречаются включения пирита и сидерита, углистые остатки растительного детрита, также встречаются пропластки песчаника светлого, пологоволнистого, с остатками корневой системы и пропластки черного аргиллита неравномерно углистого (Рисунок 3.5).



Скв. 9791. Интервал 2351,95-2354,04 м.
Пласт Ю₅



Скв. 10711P. Интервал 2553,3-2555,3 м.
Пласт Ю₅

Рисунок 3.5 – Фотографии керн в интервале скважин, вскрывших отложения заливаемой прибрежной равнины – глинисто-алевритовые осадки (скв. 9791) и алеврито-глинистые осадки (скв. 10711P)

Фации алеврито-песчаных осадков подвижного бассейнового мелководья представлены мощными песчаными телами, приуроченных к пляжевым отложениям и вдольбереговым валам. В разрезе отложения представлены песчаниками и алевролитами светло-серыми с полой и косой слоистостью.

Фации песчано-алевритовых отложений головных частей разрывных течений представлены конусами выноса, по которым транспортировался вымываемый с побережья терригенный материал во время приливов и отливов. Отложения представлены песчаниками и алевролитами светло-серыми с полой слоистостью, встречаются следы взмученности осадка, в подошвенной части осадки перемяты,

глинистые с остатками обуглившегося растительного детрита, и пропластками углистого аргиллита темного цвета.

Отложения открытого бассейна представлены двумя группами фаций – глинисто-алевритовыми и алеврито-глинистыми осадками. Область представляла собой открытый бассейн, осадки накапливались на глубинах, близких к базису воздействия волновой эрозии, и почти не испытывали волнений. Разрез представлен переслаиванием серых алевролитов и темно-серых аргиллитов, с полой волнистой слоистостью. Встречаются стяжения сидерита.

Группа континентальных фаций с точки зрения литологического состава отложений не изменяется, и соответствует ранее описанным.

Пласт Ю₃ характеризуется продолжением трансгрессии бассейна. Северо-западный тип разреза характеризуется сменой условий прибрежной равнины на полуизолированный бассейн, ограниченный баровыми островами и вдольбереговыми валами. Область денудации на юго-востоке сокращается, также уменьшается доля русловых отложений в разрезе.

Фации алеврито-глинистых осадков малоподвижного бассейна представлены аргиллитами серого и темно-серого цвета, пологоволнистые, с остатками растительного детрита и линзами светлого алевролита, с включениями глауконита.

Фации глинисто-алевритовых осадков полуизолированного малоподвижного бассейна приурочены к конусам выноса материала с барьерных островов и областям развития подводных течений. Отложения представлены аргиллитами серыми, пологоволнистыми, перематыми, с прослоями песчаников и алевритистого материала, отмечаются гнезда пирита и сидерита, обугленный растительный детрит, маломощные пропластки угля (Рисунок 3.6).



Скв. 9837. Интервал 2328,48-2331,32 м.
Пласт Ю₃



Скв. 10708P. Интервал 2276,81-2279,85 м.
Пласт Ю₃

Рисунок 3.6 – Фотографии керн в интервале скважин, вскрывших отложения открытого бассейна – глинисто-алевритовые (скв. 9837) и алеврито-глинистые осадки (скв. 10708P)

Фации алеврито-песчаных осадков подвижного бассейнового мелководья приурочены к барьерным островам, барам и отложениям разрывных течений – терригенному материалу, который сносился во время приливов и отливов. Отложения барьерных островов и баров представлены переслаиванием песчаников и однородных алевролитов серого цвета, с плохо выраженной пологоволнистой прерывистой слоистостью, к подошве разреза наблюдается укрупнение материала и появление косой слоистости, возрастает роль углистых растительных остатков, с глинистым и карбонатным цементом, с пропластками аргиллита темного, углистого, с включениями растительного детрита, горизонтальной и пологоволнистой слоистостью. Отложения конусов выноса представлены

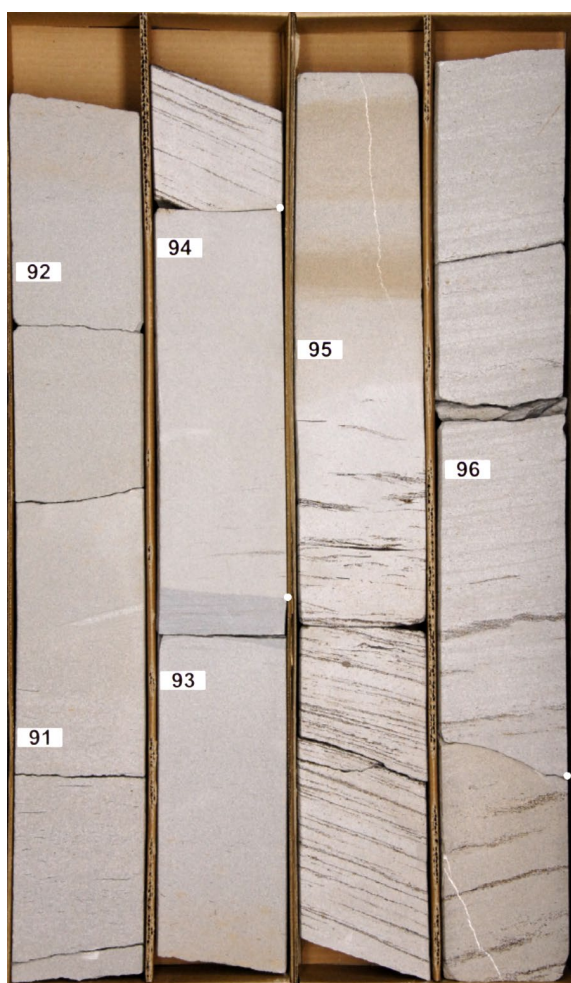
переслаиванием аргиллитов темно-серых, алевроитистых, полосчатых, с включениями сидерита и обуглившимися растительными остатками; алевролитов серых глинистых и песчаников светло-серых, мелкозернистых с растительным детритом, глинисто-углистых. Пропластки в подошвенной части перемяты (Рисунок 3.7).

Группа континентальных фаций с точки зрения литологического состава отложений не изменяется, и соответствует ранее описанным.

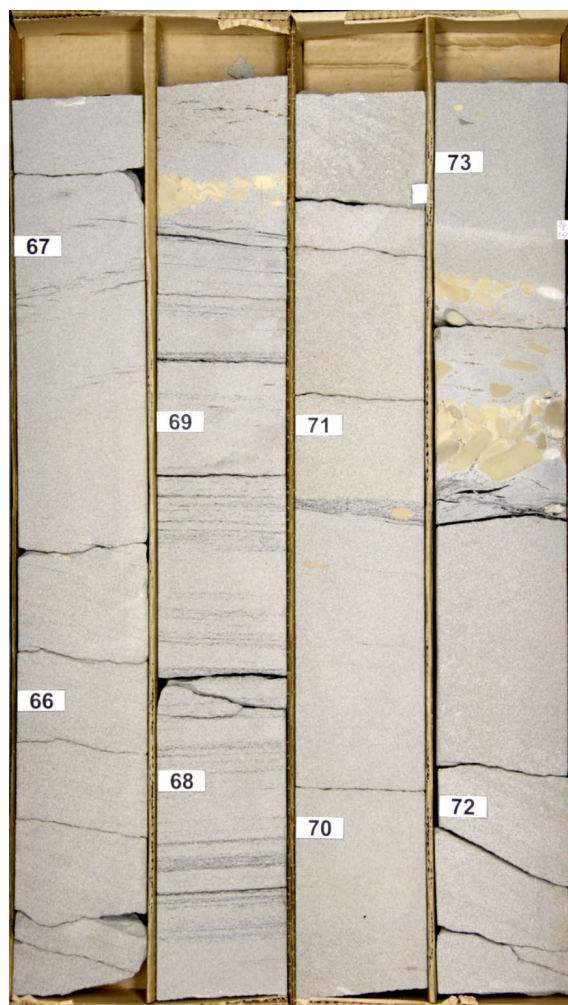
Пласт Ю₂ характеризуется продолжением трансгрессии бассейна, которая привела к снижению гидродинамической активности обстановок осадконакопления. Отмечается повышение роли глинистого материала, привносимого речными системами. Накопление терригенного материала на северо-западе сохранилось только на приподнятых участках, ранее служившими барьерными островами и барами. На юго-востоке сокращается площадь области денудации, также снижается доля песчаных отложений речных систем и дельтовых комплексов.

Отложения фации алевроито-песчаных осадков подвижного бассейнового мелководья представлены песчаниками разной размерности, в некоторых скважинах выделяются гравийные разности, светлого цвета, с включениями углистого детрита, алевроитом серого цвета пологоволнистой текстуры и аргиллитами темного цвета, в некоторых разрезах встречается глауконит.

Группы прибрежно-морских, континентальных и морских фаций не имеют сильных изменений по литологическому составу и аналогичны вышеописанным.



Скв. 10714Р. Интервал 2758,49-2761,22 м.
Пласт Ю₄



Скв. 9837. Интервал 2339,93-2342,69 м.
Пласт Ю₄

Рисунок 3.7 – Фотографии керн в интервале скважин, вскрывших отложения подвижного мелководья – вдольбереговые валы (скв. 10714Р) и осадки дельтового комплекса (скв. 9837)

Закономерности, полученные в ходе анализа результатов кернового материала, послужили основой для проведения литолого-фациального анализа по всему фонду скважин исследуемой территории.

С целью сопоставления выделенных фациальных зон с кривыми ГИС создана выборка скважин, имеющая достаточное количество геофизических исследований и описание отобранного кернового материала.

Для дальнейшего определения условий осадконакоплений в продуктивном интервале составлены электрометрические модели основных фациальных тел исследуемой территории. Полученная выборка скважин, имеющая полный набор

кривых ГИС с выделенными фаціальными зонами, подтвержденными керновым материалом, послужила основой для создания обучающей базы данных для формирования алгоритма машинного обучения.

В ходе комплексного литолого-фаціального анализа отложений тюменской свиты на исследуемой площади были выявлены следующие группы фаціальных обстановок осадконакопления (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Выделенные группы фаціальных обстановок осадконакопления

Наименование группы фаций	Цветовые условные обозначения, принятые в работе
Область денудации отложений доюрского фундамента	
Делювиально-пролювиальные отложения	
Отложения прирусловых частей поймы	
Отложения застойных и зарастающих стариц и озер	
Отложения русловой части речных долин	
Глинисто-алевритовые отложения прибрежной равнины	
Алеврито-глинистые отложения прибрежной равнины	
Отложения дельтовых комплексов	
Отложения пляжа	
Отложения головных частей разрывных течений	
Отложения вдольбереговых валов	
Глинисто-алевролитовые отложения малоподвижного бассейна	
Алеврито-глинистые отложения малоподвижного бассейна	
Алеврито-песчаные отложения подвижного бассейна	

Площадное распределение фаціальных зон, позволяющее оценить полученные результаты и проследить выделенные тела в межскважинном пространстве, контролировалось картами толщин и с помощью результатов интерпретации сейсморазведочных работ. На основе сопоставления выделенных в разрезе скважин фаціальных тел с картами эффективных толщин и срезами кубов атрибутов спектральной декомпозиции и хроматического сдвига сформированы обобщенные карты распределения фаціальных зон по каждому из продуктивных пластов рассматриваемой площади [66, 69].

Проведенная декомпозиция позволила выделить в кубах отложения, имеющие отличающиеся плотностные свойства. Геологические тела при этом выделяются по цвету от вмещающих отложений. Области денудации, имеют темные оттенки вследствие затухания сейсмических волн при пересечении поверхности фундамента. Отложения русла выделяются по областям, отличающимся по цвету от вмещающих пойменных обстановок. Форма «пятен» русловых отложений имеет извилистую форму, что говорит о развитии меандрирующих и сплетенных рек в период накопления тюменской свиты.

Отложения пластов Ю₅₋₆ на рассматриваемых площадях представлены континентальными отложениями аллювиальных долин, основными продуктивными песчанистыми телами которых являются русловые каналы. Вследствие отличия литологического состава от вмещающих пород, на полученных картах куба спектральной декомпозиции, извилистые, шнуркообразные полосы палеорусел выделяются как участки с повышенными значениями частоты зеленого канала. Вмещающие отложения фундамента характеризуются понижением амплитуды частот и в кубе выражены как затемненные области. Делювиально-пролювиальные и пойменные отложения выражены областями с преобладанием красного канала.

При залегании аллювиальных тел на фундаменте, на разрезе заметны врезки палеорусел в комплекс доюрских отложений. На полученных кубах сложно выделить отдельные русловые тела, вся область представлена врезающимися друг в друга меандрирующими и сплетенными речными каналами. В интервале отложений пласта Ю₆ большая часть рассматриваемой области характеризуется преобладанием аллювиальных обстановок осадконакопления. Исходя из полученных данных выделяется два направления стока речных систем – северо-восточное и северо-западное (Рисунок 3.8).

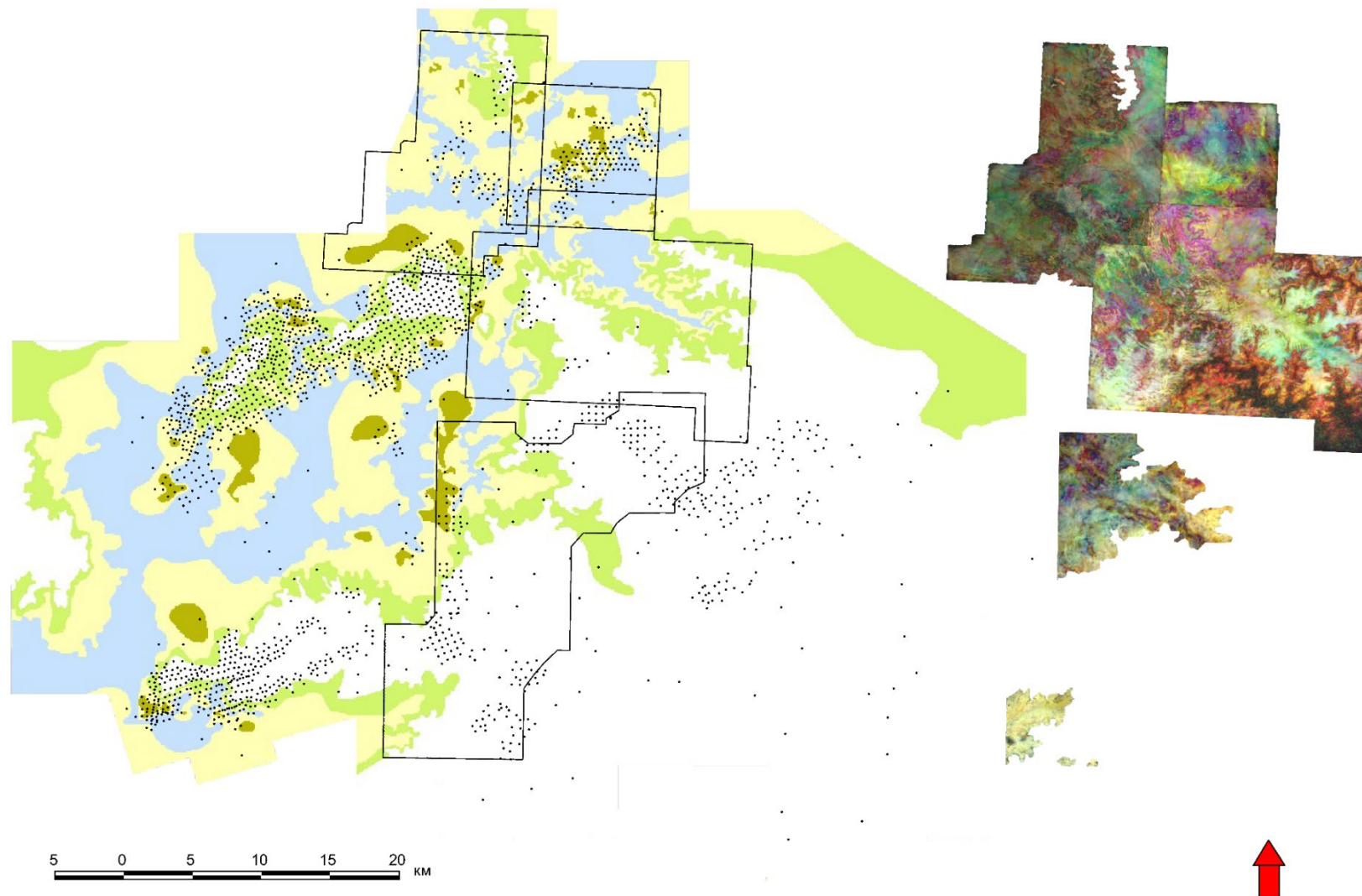


Рисунок 3.8 – Фациальная карта пласта Ю₆ со срезами кубов спектральной декомпозиции сигнала (Условные обозначения для фациальной карты см. в табл. 3.1)

Общее погружение фундамента Западной Сибири и трансгрессия бассейна привели к изменению обстановок осадконакопления. Пласт Ю₅ на большей части территории характеризуется сохранением континентальных условий осадконакопления. Отмечается смена преимущественно континентальных условий на прибрежно-морские в северо-восточной части Яхлинского ЛУ. Кроме того, сокращается площадь распространения аллювиальных отложений и областей выклинивания коллектора, что приводит к выполаживанию рельефа, снижению энергетики русловых систем и общему возрастанию роли застойных обстановок как по площади, так и разрезу исследуемых объектов (Рисунок 3.9).

Осадконакопление пласта Ю₄ характеризуется стадией активизации ингрессии бассейна, что привело к смене условий осадконакопления в северо-западной части исследуемой территории. Отложения Новомостовской, Яхлинской, северной части Ловинской и Пайтыхской площадей характеризуются развитием обстановок мелководного бассейна. В центральной части исследуемой территории формируется группа фаций заливаемой прибрежной равнины.

Исходя из анализа кубов спектральной декомпозиции, можно утверждать, что отложения бассейна распределены относительно равномерно и принимают значения канала средних частот. Прибрежно-морские переходные обстановки приурочены к зонам преобладания высоких частот синего канала. При этом достаточно уверенно выделяется граница континентальных и морских условий осадконакопления.

Кроме того, за счет развития морских обстановок осадконакопления, характеризующихся относительно равномерным распределением алевритисто-глинистых пород (в отличие от изменчивого характера распределения тел аллювиальных отложений), на кубах спектральной декомпозиции верхнего интервала четко прослеживаются линеаменты разрывных нарушений (Рисунок 3.10).

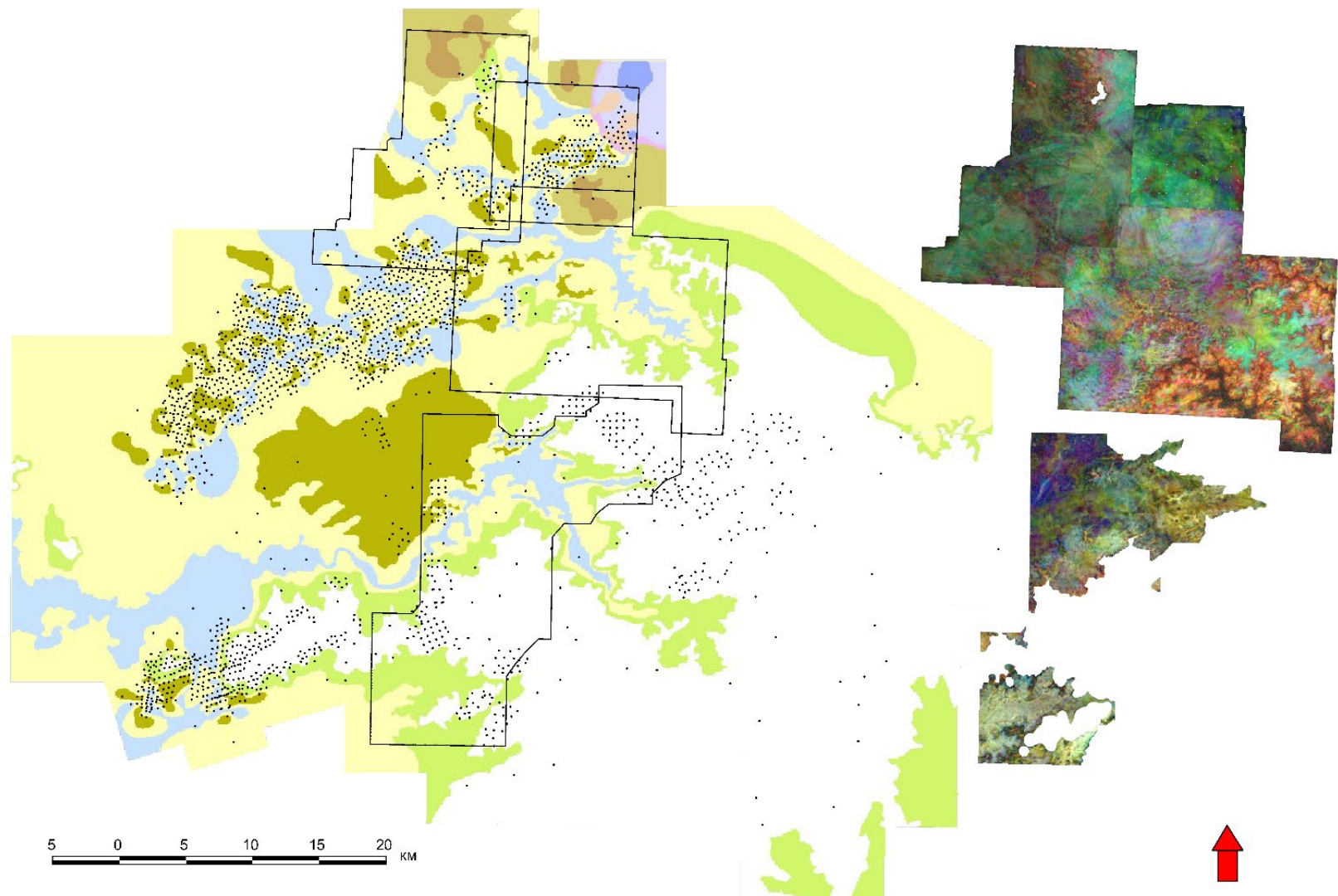


Рисунок 3.9 – Фациальная карта пласта Ю₅ со срезами кубов спектральной декомпозиции сигнала (Условные обозначения для фациальной карты см. в табл. 3.1)

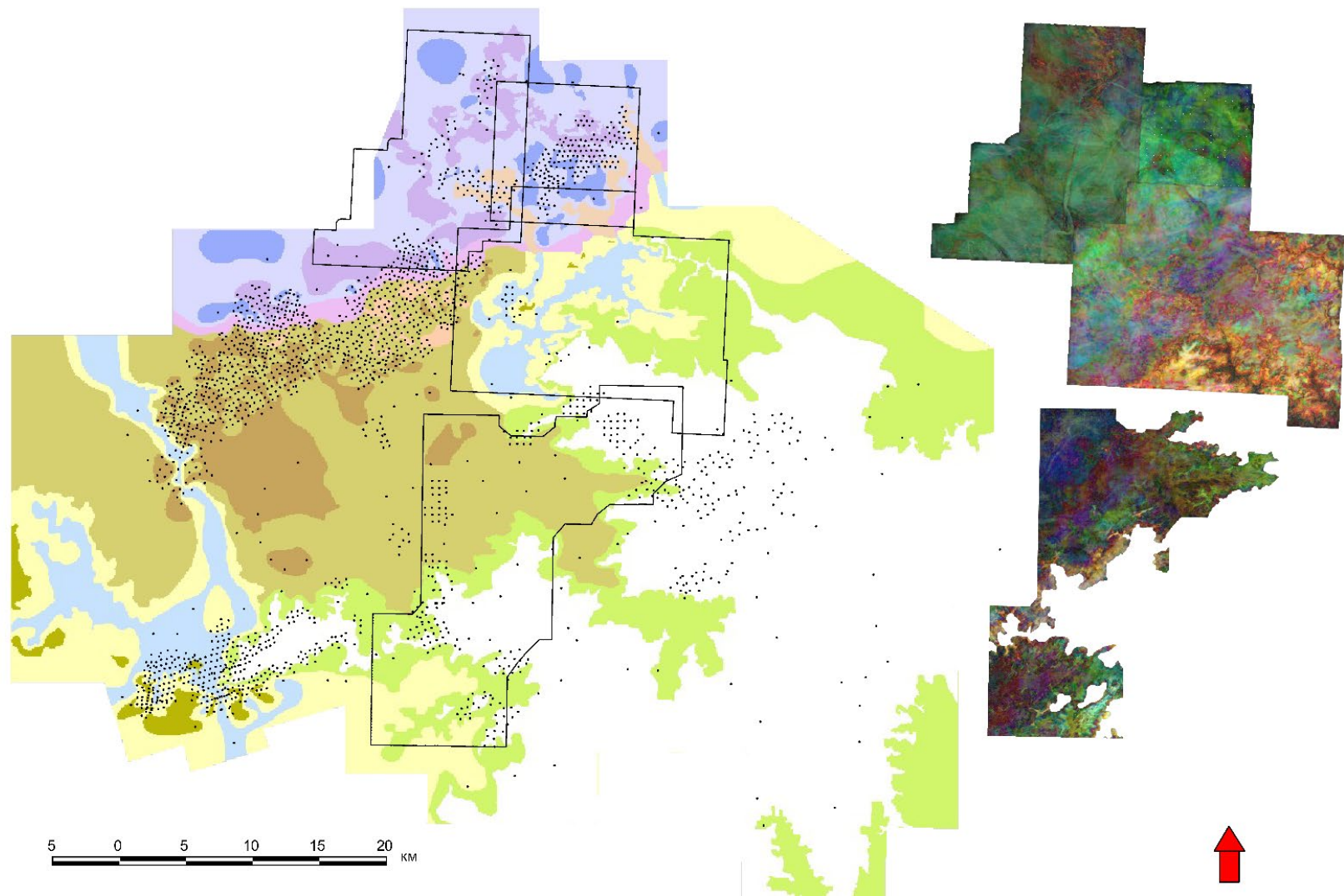


Рисунок 3.10 – Фациальная карта пласта Ю₄ со срезами кубов спектральной декомпозиции сигнала (Условные обозначения для фациальной карты см. в табл. 3.1)

Продолжение повышения уровня моря привело к общему уменьшению гидродинамической активности среды осадконакопления в интервалах пластов Ю₂₋₃ (Рисунки 3.11-3.12). Накопление песчаных осадков в северной и центральной части территории сохранилось лишь в приподнятых участках рельефа, на которых сформировалась цепь барьерных островов и баров, протягивающаяся с юго-запада на северо-восток (Ловинская, Яхлинская, Новомостовская площади). В восточной и южной части выделяются дельтовые отложения – область разгрузки речных систем Пайтыхского, Лазаревского и Потанай-Картопьянского месторождений, на которых сохранились континентальные условия осадконакопления.

Для пластов Ю₂₋₃ выделяется общая тенденция – морские и переходные отложения характеризуются преобладанием синего и зеленого канала в сигнале, континентальные – синего и красного. На картах и разрезах уверенно выделяется граница между континентальными и переходно-морскими обстановками.

Таким образом, в результате комплексного анализа литолого-фациальных обстановок на основе данных описания керна, геофизических исследований скважин и результатов интерпретации сейсморазведочных работ создана концептуальная региональная литолого-фациальная модель исследуемой территории. Установлены основные особенности осадконакопления для продуктивного интервала отложений тюменской свиты, имеющей сложное геологическое строение.

Распределение фациальных обстановок осадконакопления продуктивных пластов соответствует общему развитию Западно-Сибирского бассейна в юрский период. По разрезу выделяется постепенная смена континентальных групп фаций на переходные и морские. Наступление бассейна на исследуемой территории происходило с северного, северо-западного направления, в сторону осевой части Шаимского мегавала.

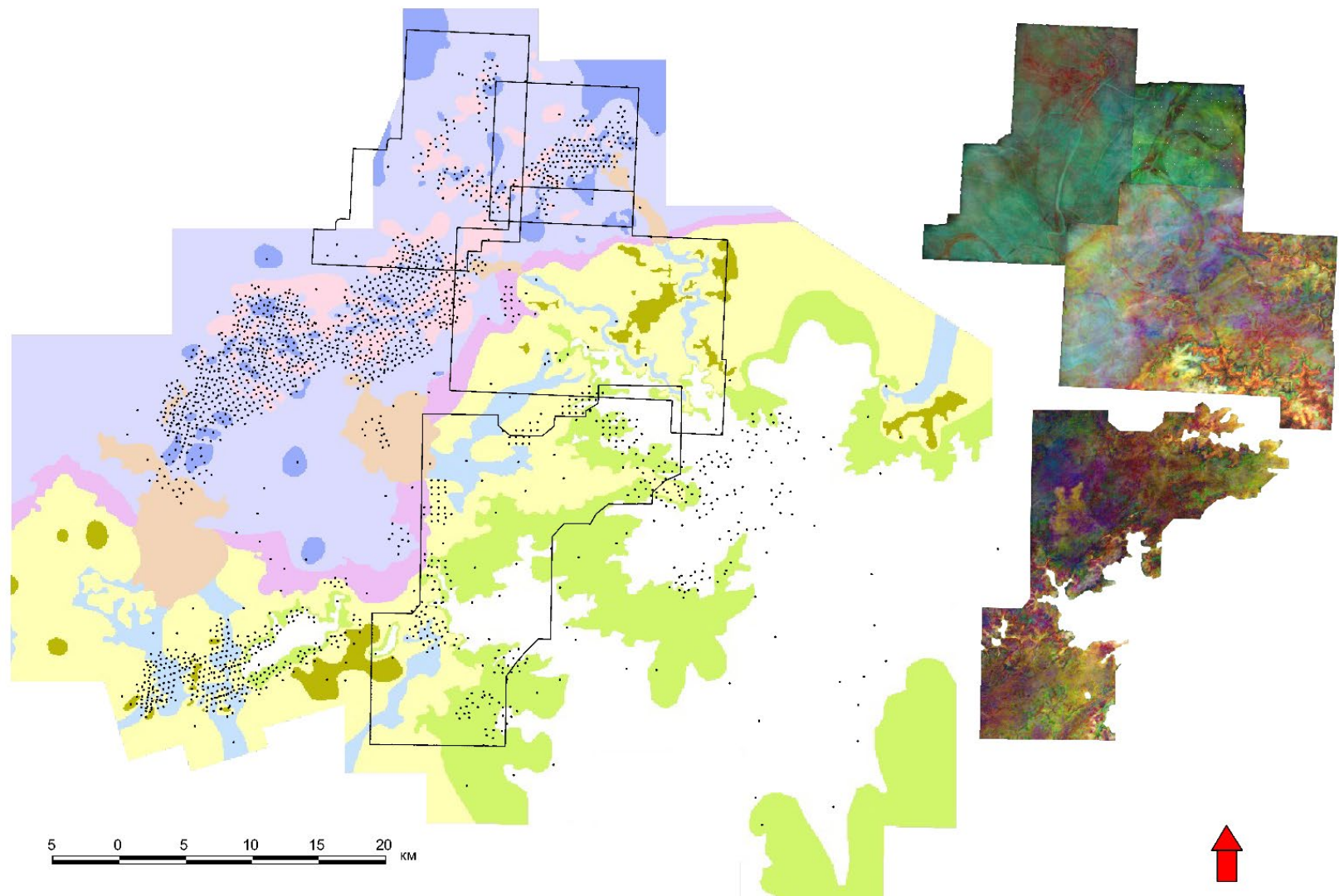


Рисунок 3.11 – Фациальная карта пласта Ю₃ со срезами кубов спектральной декомпозиции сигнала (Условные обозначения для фациальной карты см. в табл. 3.1)

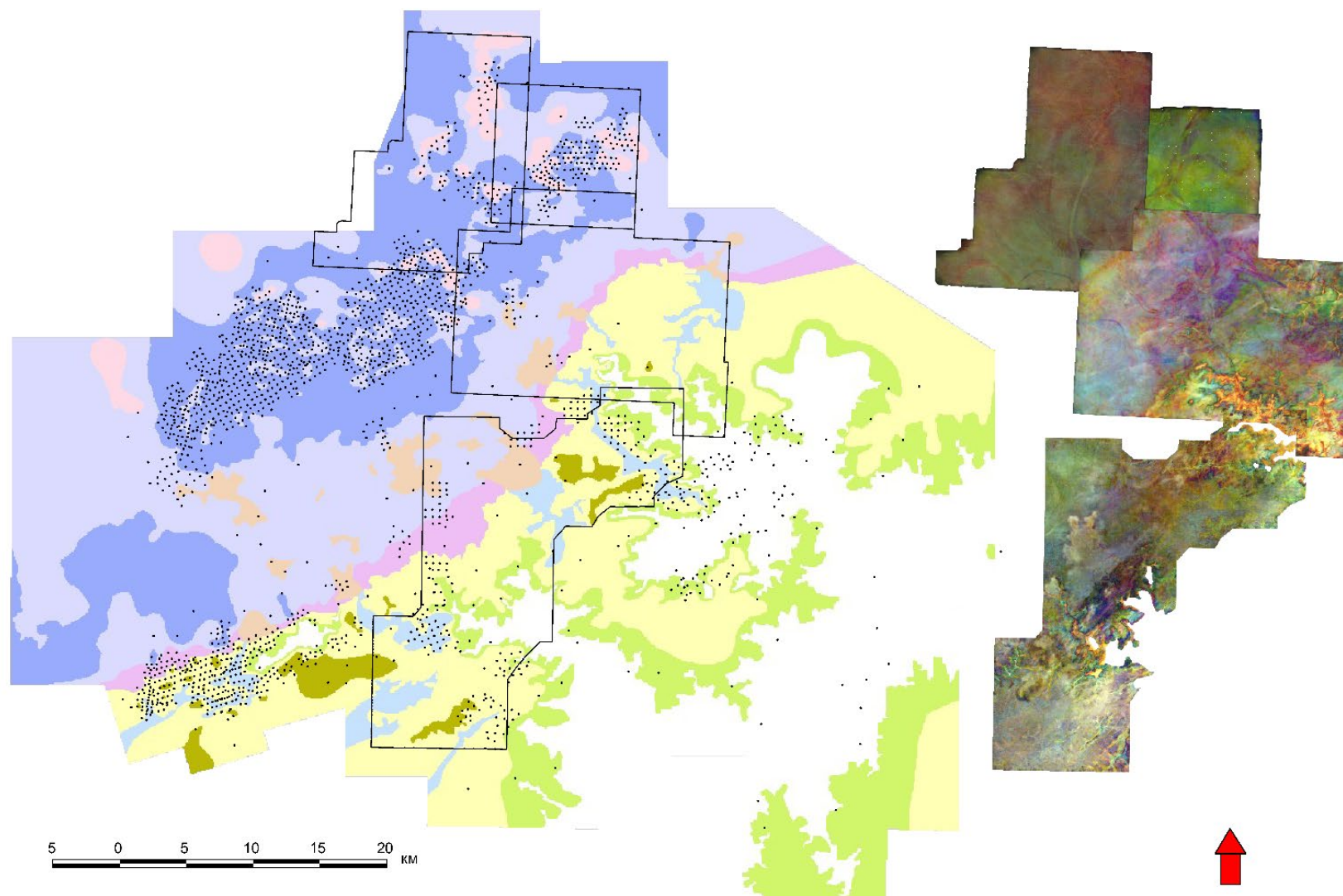


Рисунок 3.12 – Фациальная карта пласта Ю₂ со срезами кубов спектральной декомпозиции сигнала (Условные обозначения для фациальной карты см. в табл. 3.1)

Выводы к главе 3

1. На основе детального комплексного литолого-фациального анализа терригенных отложений тюменской свиты выявлены закономерности изменения условий осадконакопления исследуемой площади. Выделенные при анализе макроскопического описания и лабораторных исследований керна, характера кривых ГИС и результатов интерпретации данных сейсморазведочных работ генетические особенности отложений позволили сформировать концептуальную фациальную модель исследуемого объекта.

2. Распределение фациальных обстановок осадконакопления продуктивных пластов соответствует общему развитию Западно-Сибирского бассейна в юрский период. По разрезу выделяется постепенная смена континентальных групп фаций на переходные и морские. Наступление бассейна на исследуемой территории происходило с северного, северо-западного направления, в сторону осевой части Шаимского мегавала.

3. В ходе проведения анализа выявлено, что продуктивный интервал скважин исследуемой территории характеризуются двумя различными по особенностям условий осадконакопления типами разрезов:

- северо-западный «морской» – территория Ловинской, Яхлинской, Новомостовской и частично Пайтыхской площади. С точки зрения палеогеографии данный разрез представлял собой пониженную часть рельефа, который в ходе ингрессии аккумулятивного бассейна претерпел значительное затопление (преимущественно во время накопления пластов Ю₄₋₅). Для разреза характерна постепенная смена континентальной группы фациальных обстановок на переходную (периодически затопляемую прибрежную равнину) и открытый бассейн;

- юго-восточный «континентальный» – Лазаревская, Потанай-Картопынская и южная часть Пайтыхской площади. Характеризуется сохранением континентальных обстановок осадконакопления практически во всем интервале тюменской свиты и широким развитием областей денудации отложений

фундамента. Следы затопления территории и формирования переходных и морских групп фациальных обстановок наблюдаются в вышележащих отложениях абалакской (даниловской) свиты.

4. Песчаные тела коллекторов континентального генезиса приурочены к зонам развития фациальных обстановок русловых частей речных долин. В разрезе палеоруsla образуют отдельные узкие шнуркообразные тела, представленные хорошо отсортированными песчаниками. Фации прирусловых частей пойм, зарастающих стариц и болот, а также делювиально-пролювиальные отложения характеризуются единичными маломощными пропластками коллектора в разрезе.

Основными продуктивными песчаными телами переходных, прибрежно-морских групп обстановок являются тела дельтовых комплексов. Подчиненные значения в разрезе принимают песчаные отложения пляжа и головных частей разрывных течений. Отложения прибрежной равнины характеризуются, наиболее широко распространенные по площади и разрезу скважин, характеризуются малой долей пропластков коллектора в интервалах пластов.

Для отложений морского генезиса основные песчаные тела приурочены к областям развития активных обстановок открытого мелководья – вдольбереговым валам и баровым островам. Алевроито-глинистые отложения открытого бассейна характеризуются меньшими значениями коэффициента песчанистости.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ ФАЦИАЛЬНЫХ ТЕЛ В РАЗРЕЗЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

4.1 Анализ особенностей исходных геолого-геофизических данных

Увеличение количества месторождений, находящихся на заключительных стадиях разработки повышает актуальность детализации имеющихся представлений о геологическом строении залежей, а также увеличивает спрос на доразведку плохо изученных территорий.

Наиболее точная детализация особенностей литологического строения продуктивных отложений возможна при проведении литолого-фациального анализа. Выявление условий осадконакопления изучаемой территории позволяет не только выделить различные фациальные типы пород, но и выявить закономерности распределения петрофизических свойств отложений.

Одним из действенных методов анализа большой генеральной совокупности с небольшими времязатратами – применение математической статистики. Многими авторами выполнялись попытки математической формулировки закономерностей распределения петрофизических свойств пород относительно особенностей осадконакопления отложений.

В общем представлении главной задачей литолого-фациального анализа является кластеризация исходных данных о литологическом составе, структурных и текстурных особенностей отложений.

Так как влияние условий осадконакопления напрямую отражается на литологических особенностях отложений, на основе анализа кривых ГИС возможно выявление как границ, так и закономерностей распределения фациальных тел.

Наиболее часто восстановление палеогеографических условий проводят на основе данных кривых ГК или ПС (электрофациальные модели осадконакопления В.С. Муромцева). Так как данные кривые косвенно отражают степень глинистости

и отсортированности отложений, данная методика позволяет установить гидродинамическую активность среды осадконакопления.

Большей эффективности классификации отложений по условиям осадконакопления можно достичь при комплексном использовании максимально возможного количества кривых, полученных разными методами ГИС.

Так как общая информация по отдельным месторождениям представляет собой большую базу данных, наиболее эффективными и автономными способами кластеризации интервалов являются методики использования алгоритмов искусственного интеллекта. При всем разнообразии существующих алгоритмов кластеризации возможно выделить три основных направления методик МО (машинного обучения):

- с учителем. В данной группе формируются не кластеры, а классы т.е. изначально установлены группы данных, значения и количества которых известны;
- без учителя. Алгоритмы выделяют кластеры – группы, имеющие различия свойств, при этом количество всегда устанавливается;
- применение нейронных сетей. Алгоритм самостоятельно устанавливает веса для каждого варианта данных, при этом нет результирующей зависимости.

Основная задача моделей машинного обучения – нахождение оптимальных алгоритмов, способных решать конкретную комплексную задачу, в основе которой лежат данные имеющие сложную структуру.

Эффективность работы алгоритмов напрямую связана с качеством исходной базы данных. Вся информация, участвующая в формировании обучающей и тестовой выборки, должна иметь стандартизированный вид, корректно считываемый алгоритмом. Кроме этого, используемый в методах классификации набор данных должен быть наиболее полным, так как при отсутствии какого-либо признака возможны критические ошибки, сильно влияющие на итоговый результат.

С целью формирования общей базы данных ГИС для проведения классификации продуктивных интервалов, проведен анализ исходной скважинной информации.

В качестве основных для формирования признакового пространства, выбирались методы ГИС, характеризующие различные физические свойства отложений. Так, в основу выборки скважин легли те методы, общий процент охвата которых превышал 90%. Таким образом, подобраны методы стандартного (ПС и ПЗ), индукционного и бокового электрического каротажа, результаты радиоактивного каротажа и кавернометрии. В качестве дополнительных, вследствие низкого охвата, подобрана кривая плотностного гамма-каротажа (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Процент охвата методами ГИС по выборке скважин

Метод ГИС	ПС	НК	ИК	БК	ГК	ГГКП
Ловинское	99	99,1	94,3	98,5	99,5	2,1
Потанай-Картопьянское	93,7	90,5	75,4	73,4	96,8	23,4
Лазаревское	99	98,8	96,6	97,3	99,8	7
Пайтыхское	95,7	94,2	98,6	95,7	98,6	47,8
Яхлинское	94,4	94,4	90	87,8	88	3,3
Новомостовское	97,1	98,6	92,4	93	98,5	24,7
Общее	97,9	97,4	92,1	94,1	99,1	8

Следующим этапом работ является подготовка алгоритма, позволяющая в автоматическом режиме создать целевую базу данных, по требуемым кривым ГИС. Алгоритм находит и проверяет искомые LAS-файлы на наличие и качество необходимых кривых ГИС (Рисунок 4.1). Основным критерием оценки качества кривой является наличие информации в продуктивном интервале отложений [39].

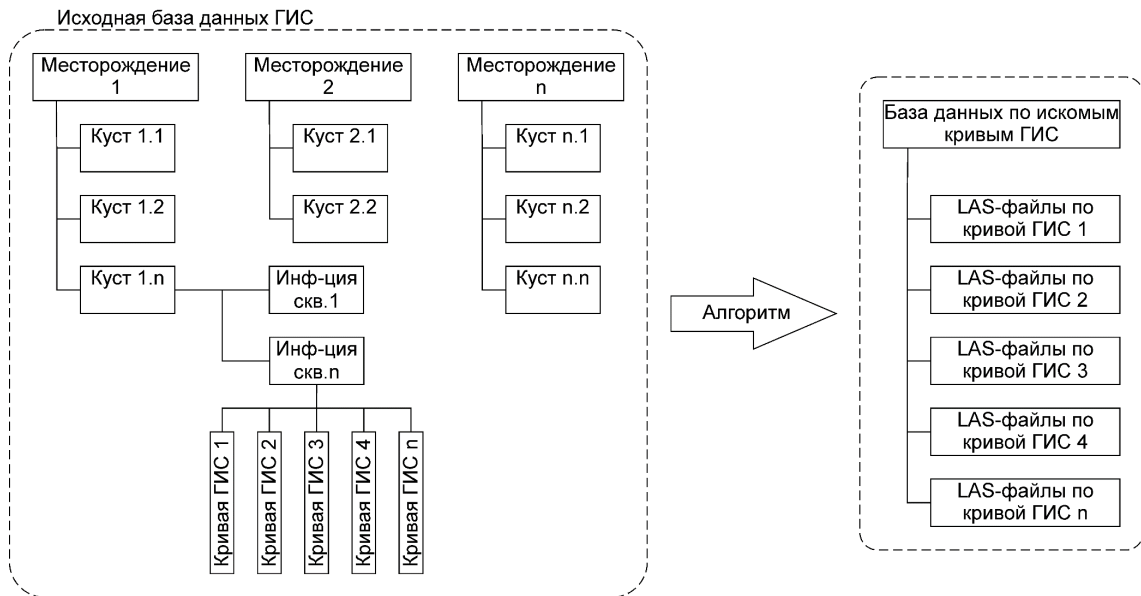


Рисунок 4.1 – Схема работы алгоритма подготовки базы данных кривых ГИС

На основе полученной адаптированной базы данных стала возможной разработка общей методики алгоритма, выделяющего литолого-фациальные обстановки осадконакопления в продуктивной части разреза скважин.

Эффективность работы модели машинного обучения во многом зависит от формируемых обучающей и тестовой выборки. Так, из общей базы данных выделяется часть наблюдений, на основе которых проводится обучение – нахождение разделяющей (классифицирующей) гиперплоскости. Такой набор данных составляет основу для обучающей и тестовой выборки.

Так как алгоритм «подстраивается» под обучающую выборку, необходимо выбирать наиболее широко охватывающие все выделяемые классы наблюдения. Для определения особенностей осадконакопления необходимо также учитывать факт сходства отложений в соседних скважинах. При формировании обучающей выборки на наблюдениях по одной территории, алгоритм не сможет корректно провести классификацию остальных данных.

Тестовая выборка направлена на оценку результатов, получаемых в ходе работы модели машинного обучения. При этом существует большое количество мер оценки работы алгоритма. Каждая из них направлена на более точное

определение конкретных функций потерь, и подбирается исходя из требуемых задач [47, 65].

Процесс обучения модели включает последовательную итерацию алгоритма программы. В результате каждого просчета проводится оценка функций потерь и калибровка классификатора. Итоговым результатом обучения модели является алгоритм, способный провести классификацию данных с заданной долей погрешности (Рисунок 4.2).

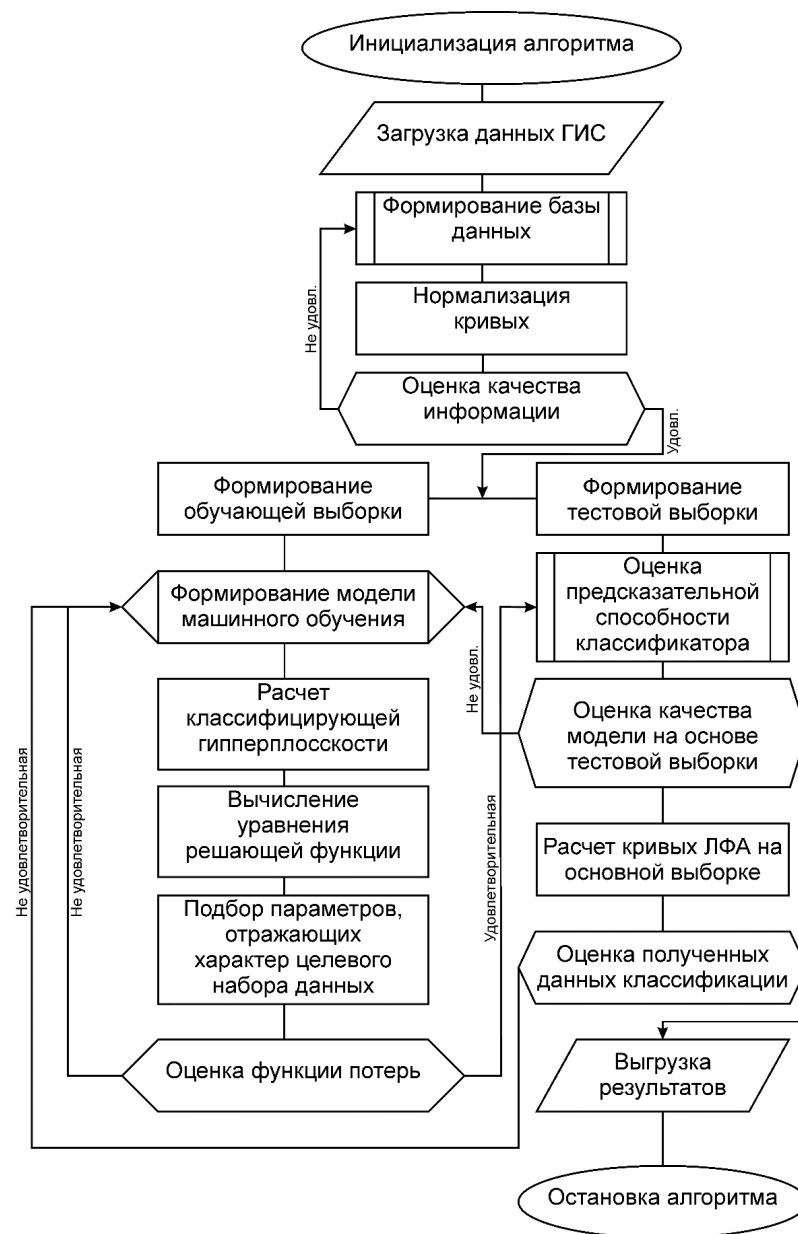


Рисунок 4.2 – Блок-схема предлагаемого алгоритма классификации разрезов скважин по литолого-фациальным особенностям отложений

Так как в качестве исходной информации использовались кривые ГИС, полученные разными методами (имеющими различную чувствительность к изменению характеристик разреза), проведена предварительная нормировка данных. Нормирование проводилось в пределах минимальных и максимальных значений (стандартизация), а также распределения параметров относительно среднего арифметического и математического ожидания (нормирование) кривых в исследуемом продуктивном интервале,. Кроме того, для каждой из кривых проведена аппроксимация в скользящем окне, с целью приведения качества записи кривых под средние значения вертикального шага записи.

Таким образом была подготовлена общая база данных для выделения в разрезах скважин литолого-фациальных тел. В качестве обучающей и тестовой выборки определены скважины, на которых проводился отбор керна. Такая выборка является наиболее «надежной», так как выделение литотипов подкрепляется фактическим материалом. Вследствие низкой доли скважин, охваченных отбором керна (3% от общего фонда), обучающая и тестовая выборка являются недостаточно большими для соблюдения всех статистических рекомендаций. Однако, следует отметить, что выбранные скважины распределены по площади изучаемого объекта равномерно, и в полной мере отражают особенности распространения и характер изменения условий осадконакопления.

4.2 Методика выделения фациальных тел в разрезе с использованием алгоритмов машинного обучения

На основе полученных результатов сформирована база данных, которая легла в основу обучающей выборки для модели машинного обучения. Исходные данные, на которых обучается алгоритм имеют сложную структуру, для которой невозможно найти универсальную зависимость, наиболее точно описывающую природу явления.

Процесс обучения состоит в поиске оптимального алгоритма, способного наиболее эффективно (с минимальной погрешностью и затрачиваемым временем)

формировать предсказания на основе выборки данных. Модель формируется на основе множества исходных данных, имеющих как результаты прямых измерений, так и выходные данные – набор целевых результатов, ожидаемых в ходе выполнения алгоритма [10, 15].

Оценка результатов классификации моделей проводилась на основе метрик качества. Одним из наиболее простых в реализации является параметр точность предсказания (accuracy):

$$accuracy = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k [a(x_i) = y_i], \quad (4.1)$$

где k – количество измерений в выборке данных,

$a(x_i)$ – результат расчета решающей функции, предсказание алгоритма,

y_i – выходные целевые значения.

Однако, при несбалансированной выборке (заметного превышения объектов одного класса над другими) параметр не способен оценить правильность выделения объектов малочисленных классов.

С целью более точной оценки качества работы классификатора введены следующие параметры оценки предлагаемых ответов:

- TP (True Positive) – правильный (положительный) ответ классификатора при положительном классе выборки;
- TN (True Negative) – правильный (негативный) ответ классификатора при негативном классе выборки;
- FP (False Positive) – неправильный (положительный) ответ классификатора при негативном классе выборки;
- FN (False Negative) – неправильный (негативный) ответ классификатора при положительном классе выборки.

На основе распределения предлагаемых ответов строится матрица ошибок (matrix confusion), позволяющая оценить качество ответов (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Матрица ошибок с параметрами оценки ответов

	$y_i = +1$	$y_i = -1$
$a(x_i) = +1$	TP	FP
$a(x_i) = -1$	FN	TN

При этом главная диагональ матрицы ошибок характеризует количество правильно определенных решений. Остальные значения характеризуются неверным предсказанием.

Таким образом, метрику ассюрасу, можно рассчитать по следующей формуле:

$$accuracy = \frac{TP + TN}{TP + FP + FN + TN}. \quad (4.2)$$

Также, комбинация величин TP, FP, FN, TN позволяет получить разные метрики, учитывающие дисбаланс классов:

1. Precision (согласованность предсказаний, точность) – позволяет оценить долю правильных положительных ответов, из общего количества правильных ответов:

$$precision = \frac{TP}{TP + FP}. \quad (4.3)$$

2. Recall (полнота) – показывает охват положительного класса моделью:

$$recall = \frac{TP}{TP + FN}. \quad (4.4)$$

3. Гармоническое среднее на основе precision и recall (F-мера) – позволяющая снизить влияние несбалансированных классов:

$$F = \frac{2(precision \cdot recall)}{precision + recall}. \quad (4.5)$$

С целью подбора оптимального алгоритма классификации, проведен анализ точности предсказаний на основе нескольких моделей машинного обучения, основанных на разных подходах выделения классов объектов.

В качестве объектов анализа были выбраны следующие алгоритмы:

1. Метод опорных векторов (SVM). Данный тип классификаторов в качестве основной модели использует построение плоскостей в многомерном пространстве, разделяющих облака классов точек. Гиперплоскости имеют различный вид – могут быть сформированы как линейными, так и более сложными уравнениями. Присуждение класса происходит на основе положения точек измерений относительно разделяющей плоскости.

В случае правильно сформированной модели $a(x, \omega)$ разделяющая линия в параметрическом пространстве выделяет два облака точек, соответствующие двум классам (Рисунок 4.3). При этом, для любой точки первого класса C_1 скалярное произведение измерений x с вектором параметров ω будет положительным, а для точек класса C_2 – отрицательным:

$$\begin{cases} \langle x, \omega \rangle > 0, x \in C_1 \\ \langle x, \omega \rangle < 0, x \in C_2. \end{cases} \quad (4.6)$$

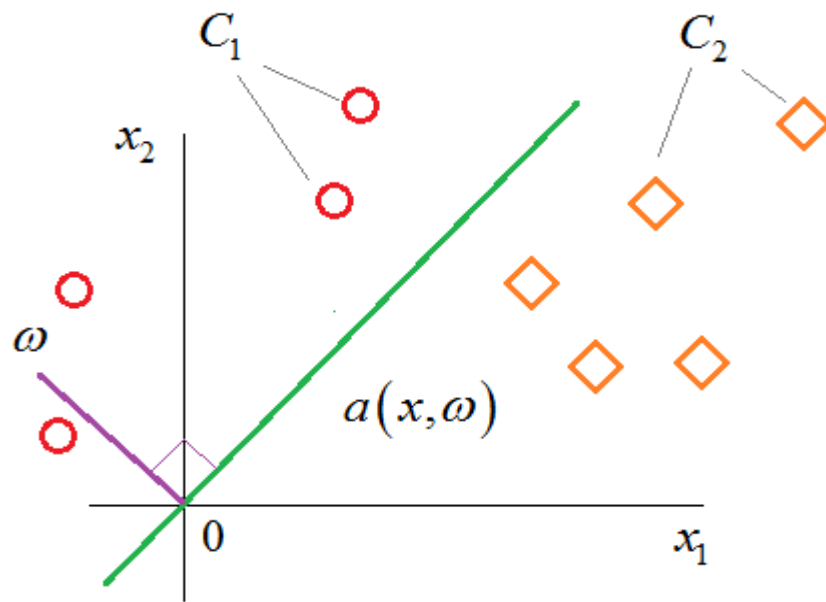


Рисунок 4.3 – Пример разделения классов при решении задачи бинарной классификации [22]

В итоге, алгоритм классификации образов с помощью модели $a(x, \omega)$ можно записать в виде:

$$a(x, \omega) = \text{sign}(\langle \omega, x \rangle), \quad (4.7)$$

где $\text{sign}(\langle \omega, x \rangle)$ – знаковая функция, которая возвращает +1 для положительных чисел и -1 – для отрицательных.

Решение данной задачи было сформулировано во второй половине 1950-х годов Фрэнком Розенблаттом [24]. Критерием качества для разделяющей линии было выбрано число неверных классификаций:

$$Q(a, X^l) = \sum_{i=1}^l [a(x_i) \neq y_i], \quad (4.8)$$

где $X^l = \{(x_i, y_i)_{i=1}^l\}$ – обучающее множество,

$[a(x_i) \neq y_i]$ – нотация Айверсона [88] – индикатор ошибки, который переводит булевы величины True и False в значения 1 и 0.

Таким образом, функционал $Q(a, X^l)$ подсчитывает число ошибок классификации.

Так как результат предсказания принадлежности измерений имеет высокую чувствительность от выбранных параметров модели, проведен подбор наиболее эффективной настройки алгоритма.

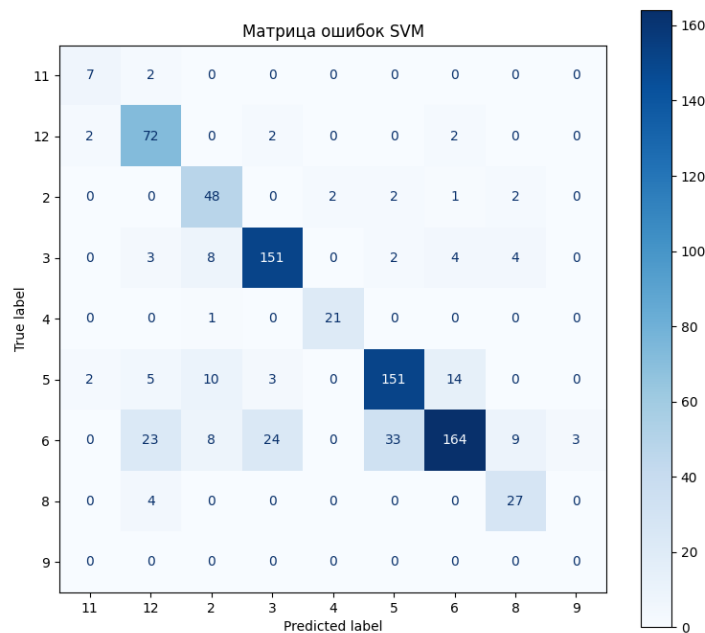


Рисунок 4.4 – Матрица ошибок классификации отложений пласта Ю₄ алгоритмом SVM

Наибольшими показателями метрик качества характеризуется модель, использующая ядро радиальных базисных функций (RBF), параметр регуляризации (C) – 100, коэффициент гамма (коэффициент для функции RBF) – 1.

2. Алгоритм ближайших k соседей (KNN), классифицирующий данные на основе метрик расстояний в признаковом пространстве. В основе метрических методов классификации лежит гипотеза компактности, сформулированная Э.М. Браверманом в 1961 году [9]. Согласно этой гипотезе, координаты образов одного и того же класса имеют, как правило, большее сходство между собой, чем объекты разных классов. Такие группы в признаковом пространстве концентрируются в геометрически близкие точки, образуя «компактные» облака.

Основоположником данного вида классификации можно считать исследования специалиста по математической статистике Рональда Фишера, который на основе работ по анализу цветков ирисов ботаника Эдгара Андерсона провел классификацию трех видов ириса [83].

Суть метода заключается в поиске k ближайших объектов и выделении класса с максимальным числом представителей. Главное преимущество данного подхода заключается в простоте реализации алгоритма – существует необходимость только в формировании массива размеченных данных, на основе которых будет производиться последующая классификация новых данных.

Эффективность решения задачи классификации данным алгоритмом также зависит от настройки параметров классификатора. Наибольшее влияние на результаты оказывает количество соседей, участвующих в определении класса. Оптимальным вариантом для изучаемой выборки стал алгоритм, использующий 3 ближайших соседей (Рисунок 4.5).

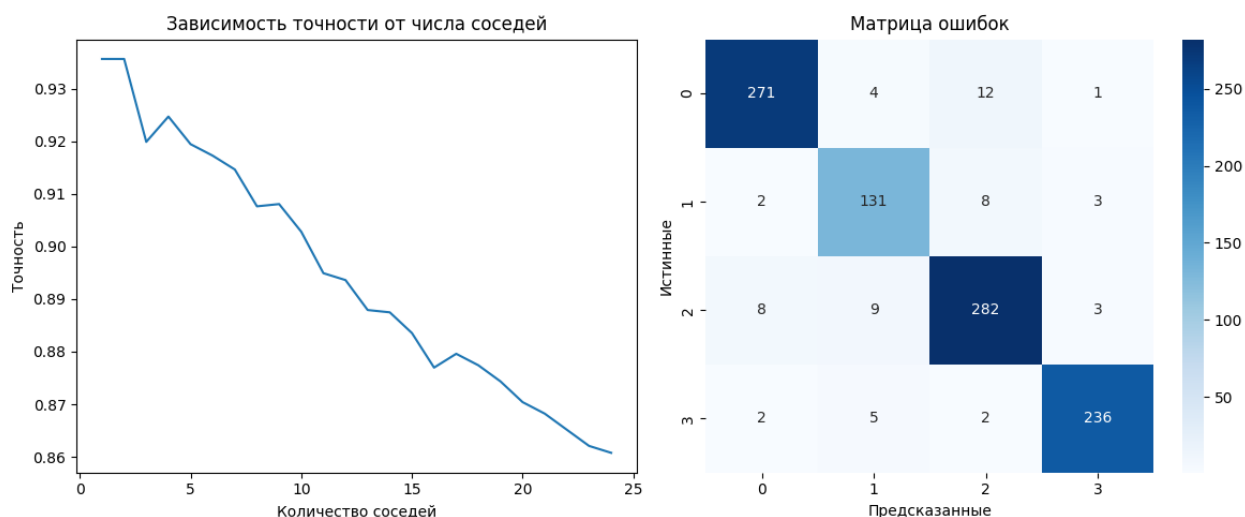


Рисунок 4.5 – Зависимость точности модели KNN от числа соседей и матрица ошибок классификации отложений пластов Ю₅₋₆

3. Наивный Байесовский классификатор – алгоритм, использующий оценку вероятности причисления измерения к определенному классу. В основе данного вида классификаторов лежит вероятностный подход распределения объектов по выделенным классам.

$$P(y|x, \omega). \quad (4.9)$$

Данная условная вероятность показывает возможность появления прогнозируемого класса моделью $a(x, \omega)$ при предъявлении конкретного объекта x и вектора весов ω . Вектор весов определяется методом максимального правдоподобия – выбор весового коэффициента основывается на достижении максимальных значений вероятности [94].

Наиболее частым примером использования вероятностных методов является наивный баесовский классификатор. Главные принцип работы алгоритма – формула Байеса со строгим (наивным) предположением о независимости признаков между собой при заданном классе. В таком случае формула классификатора может быть представлена как произведение отдельных вероятностей:

$$P(y_1 \dots, y_l | x_1 \dots, x_l, \omega_1 \dots, \omega_l) = \prod_{i=1}^l P(y_i | x_i, \omega). \quad (4.10)$$

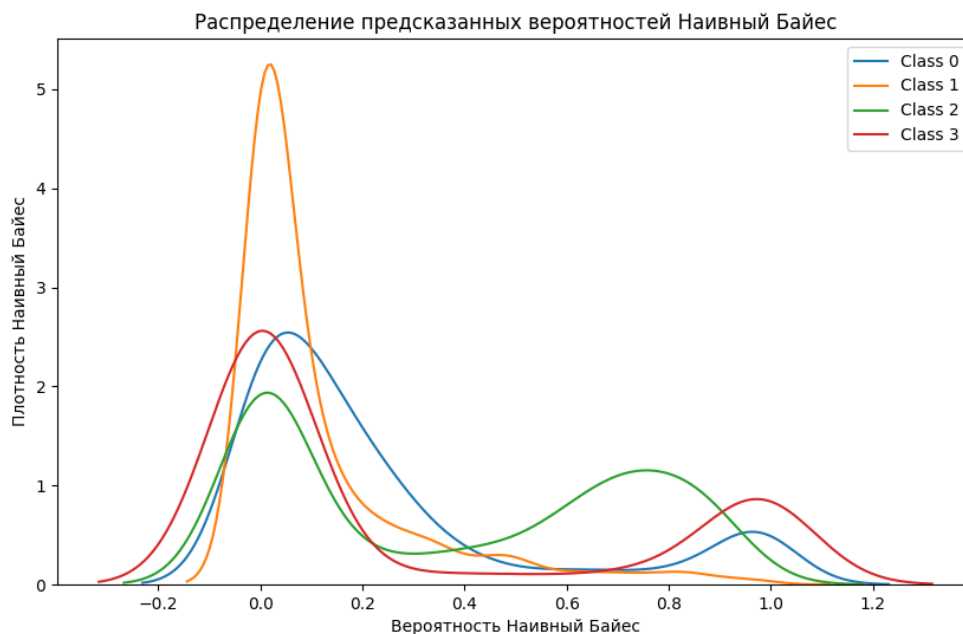


Рисунок 4.6 – Распределение предсказанных вероятностей моделью Наивного Байесовского классификатора

4. Метод Случайного леса. Данная группа методов классификации включает в себя алгоритмы, основанные на логических правилах. Каждый из классификаторов представляет собой ациклический граф, включающий связанные корень, внутренние вершины и листья (вершины без потомков). При этом каждая из вершин, на основе конъюнкций бинарных признаков делится на два ответвления [10, 15].

На практике метод решающих бинарных деревьев почти не используют. Данный подход нашел применение в ансамблевых моделях, основывающихся на двух подходах – бэггинга и бутстрэпа.

Идея алгоритма предложена Лео Брейнманом в 1994 году [77]. В основе алгоритма бэггинга лежит идея разделения выборки на несколько различных подвыборок, каждая из которых будет обрабатываться независимыми моделями бинарных решающих деревьев. Общее решение формируется на основе усреднения всех ответов. Предложенный подход позволяет уменьшить ошибки, за счет уменьшения дисперсии среднего ответа в несколько раз (в зависимости от выбранного количества подвыборок).

Алгоритм бутстрэпа позволяет сформировать необходимое количество независимых подвыборок. Для этого из общей выборки в случайном порядке выбирается k -й параметр и копируется в новую подвыборку (без удаления из общей). Данное действие продолжается m – количество раз, по заданному размеру подвыборки.

В 1996 году Йоав Фройнд и Роберт Шапир [84] предложили более общую схему для композиции алгоритмов – с применением весовых коэффициентов. Данный подход получил название – бустинг (boosting). Данный метод подразумевает решение оптимизационной задачи на основе подбора весовых множителей в соответствии с выбранным показателем качества. Таким образом для решения задачи классификации (или регрессии) формируется некоторое количество простых алгоритмов, взвешанная сумма выводов которых позволяет улучшить результирующее значение.

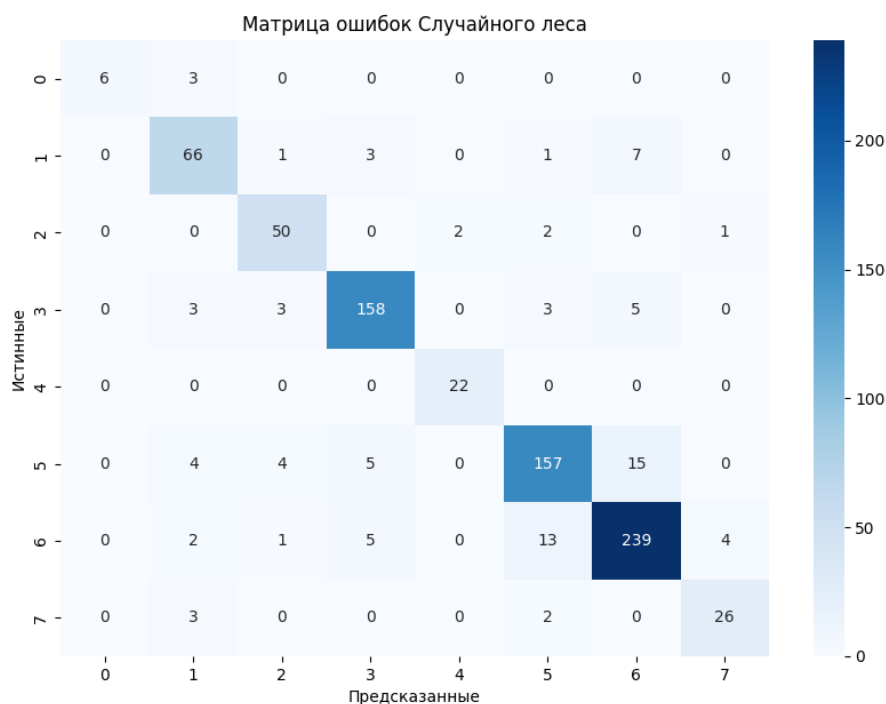


Рисунок 4.7 – Матрица ошибок классификации отложений пласта Ю₄ алгоритмом Случайного леса

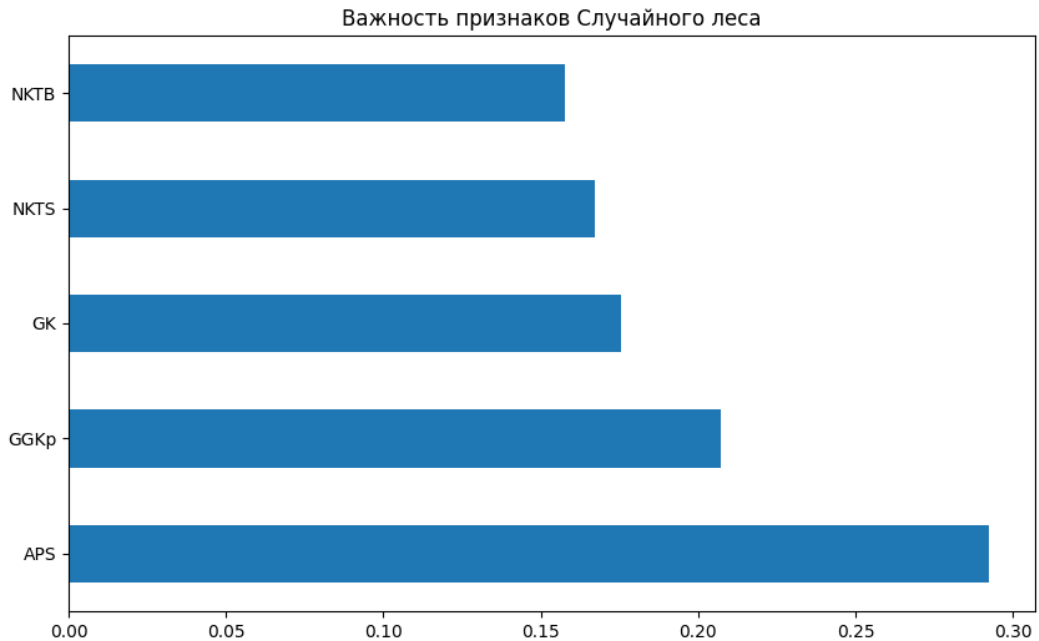


Рисунок 4.8 – График важности признаков классификации отложений пласта Ю₄ алгоритмом Случайного леса

5. Нейросетевая модель, представленная многослойным полносвязным перцептроном, формирующим предсказания на основе поиска скрытых корреляционных зависимостей между векторами параметров. Алгоритм самостоятельно устанавливает веса для каждого варианта данных, на основе которых проводится предсказание, при этом нет результирующей зависимости [34]. Обучение проходит поэтапно, за каждую итерацию проводится оценка полученного предсказания и коррекция весовых коэффициентов, до полного соответствия результатов обучающей выборки (Рисунки 4.9-4.10).

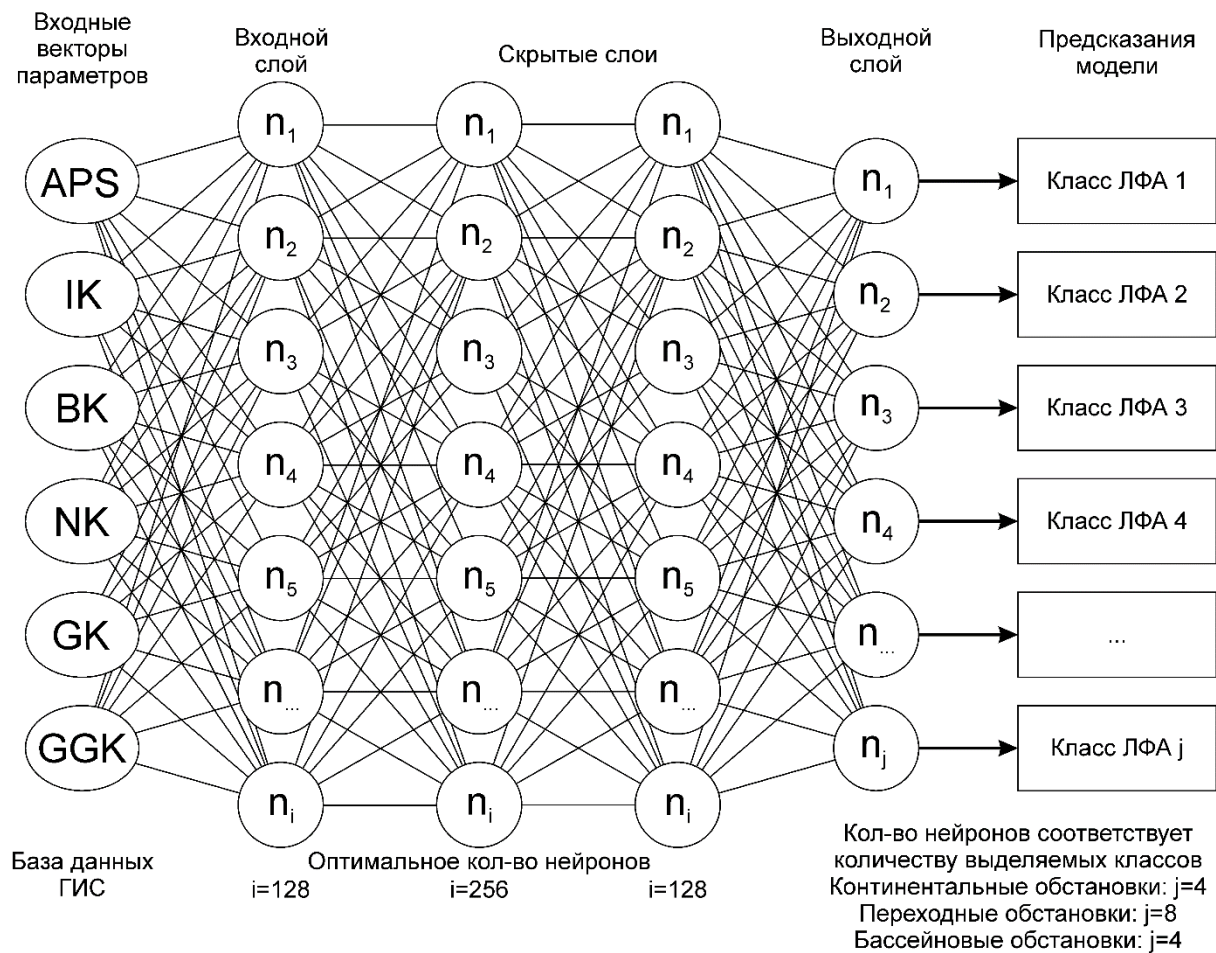


Рисунок 4.9 – Концептуальная схема предлагаемой нейросетевой модели

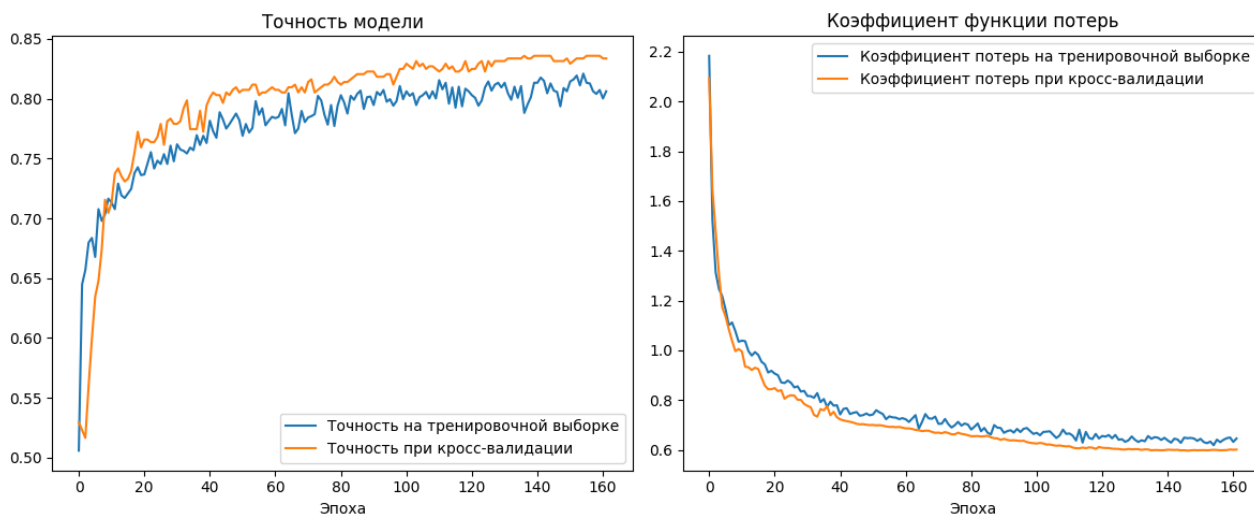


Рисунок 4.10 – График результатов обучения нейросетевой модели классификации отложений пласта Ю₆

Так как выборка данных характеризуется сложным взаимоотношением векторов параметров с неявным выделением групп точек классов фаций, а также отдельные фациальные зоны характеризуются близкими значениями параметров ГИС (пары обстановок дельтовых комплексов и русловых тел; глинистых отложений прибрежной равнины и открытого бассейна и т.д.), прогнозирование классов проводилось по отдельным комплексам отложений:

- группа пластов континентального генезиса (нижняя часть интервала – пласты Ю₅₋₇);
- группа пластов переходного генезиса (пласт Ю₄ и Ю₅ на отдельных территориях);
- группа пластов морского генезиса (пласты Ю₂₋₃).

В результате расчетов всех алгоритмов были получены результаты, представленные в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Результаты обучения алгоритмов машинного обучения

Метод	Точность		
	Ю ₂₋₄	Ю ₅	Ю ₆
Случайный лес	0,9	0,88	0,92
Наивный Байес	0,62	0,41	0,61
К-ближайших соседей	0,92	0,89	0,93
Метод опорных векторов	0,9	0,91	0,93
Нейронная сеть	0,83	0,84	0,87

С целью повышения охвата скважин исследованиями, было проведено восстановление кривой ГГК-п на основе алгоритма регрессии моделью Случайного леса. Выбор данного алгоритма был основан на результатах обучения различных моделей. Полученные результаты характеризуются высокой степенью корреляции (точности) с исходными данными обучающей выборки, равной 0,85 д.ед.

При визуальном просмотре результатов классификации отложений в разрезе скважин большая часть алгоритмов показывает хорошее схождение с исходными

данными. Однако по всему разрезу выделяются единичные выбросы в виде отдельных, небольших по толщинам аномалий. Для удаления шума итоговые кривые фациальных зон были пересчитаны с помощью сглаживающего фильтра.

Так как большая часть моделей машинного обучения имеет высокую долю сходимости с обучающей выборкой и отличие результатов классификации заключается в единичных небольших по толщине интервалах, итоговая кривая классификации формировалась на основе принятия средневзвешенного значения. В качестве весовых коэффициентов выбраны данные по точности предсказания моделей.

Полученная итоговая кривая классификации имеет наибольшую сходимость с результатами комплексного литолого-фациального анализа отложений (Рисунки 4.11 – 4.12).



Рисунок 4.11 – Диаграмма скважин с результатами классификации. Красным цветом – кривая α ПС, розовым – восстановленная кривая ГТК-п, цветом – кривая классификации по фациальным зонам (условные обозначения см. в таблице 3.1)

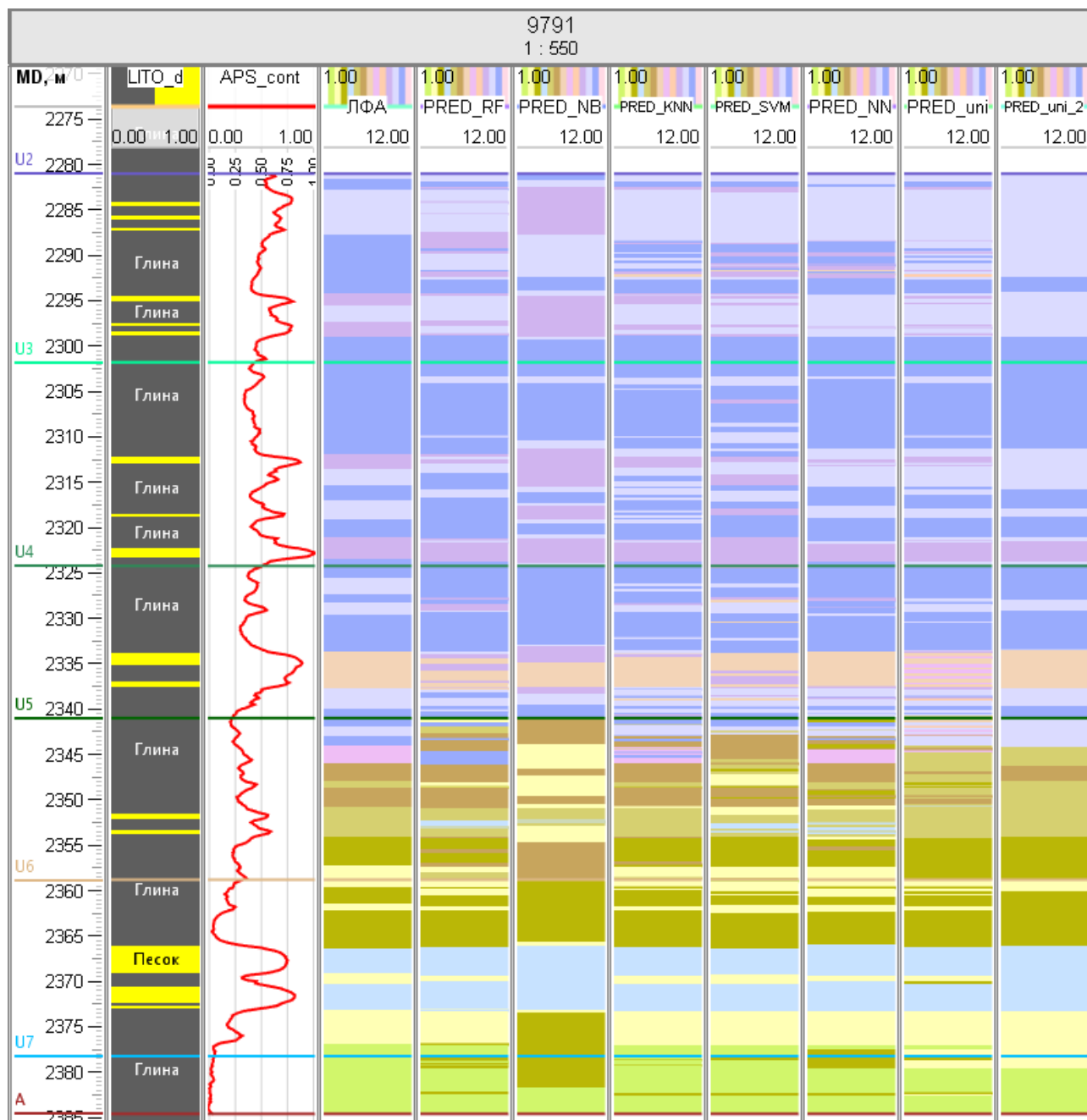


Рисунок 4.12 – Диаграмма скважины с результатами классификации разными алгоритмами (Кривые PRED_X) и на основе комплексного литолого-фациального анализа (Кривая ЛФА) (условные обозначения см. в таблице 3.1)

Таким образом подобрана оптимальная методика классификации отложений по разрезу скважин на основе алгоритмов машинного обучения:

1. Восстановление кривой ГГК-п на основе регрессионного алгоритма Случайного леса.

2. Формирование выборки кривых ГИС, включающей методы ПС, ГК, НК, ГГК-п.

3. Нормирование и сглаживание кривых исходной выборки с целью уменьшения влияния случайных выбросов данных.

4. Классификация комплексом алгоритмов машинного обучения:

- модель SVM, ядро – RBF, $C = 100$, $\gamma = 1$;
- модель KNN, 4 соседа, весовой коэффициент – расстояние между точками данных, метрика расстояния Минковского, $p = 2$;
- модель RF, количество решающих деревьев – 200, выборки не сбалансированы;
- модель нейронной сети, количество скрытых слоев – 2, входной слой содержит 128 нейронов, 1 скрытый – 256, 2 скрытый – 128, выходной слой – 14 (по количеству выделяемых классов ЛФА).

5. Определение средневзвешенного общего значения, в качестве весовых коэффициентов – параметр ассигасы каждой модели.

6. Сглаживание результирующей кривой классификации.

В зависимости от результатов точности предсказаний моделей на конкретных участках возможно выборочное исключение неэффективных алгоритмов, вплоть до применения только одного классификатора с оптимальными значениями настройки работы моделей.

Таким образом, на основе предлагаемой методики проведена классификация отложений в разрезах скважин по всей исследуемой территории. Полученные результаты в полной мере и с высокой степенью достоверности отражают особенности изменения условий осадконакопления по разрезу. Кроме того, характер изменения кривых ГИС фациальных тел, выделенных предложенной методикой, согласуются с электрометрическими моделями осадконакопления В.С. Муромцева.

4.3 Анализ влияния особенностей условий осадконакопления на распределение коллекторских свойств отложений

Месторождения, приуроченные к объекту исследования, характеризуются стремительным обводнением добываемой продукции при высоких показателях остаточных запасов нефти. Сложное геологическое строение залежей, выраженное высокой анизотропией коллекторских свойств отложений по площади и разрезу, формированием обширных зон выклинивания пластов, областями замещения коллектора и разломно-блоковое строение территории, оказывает сильное влияние на процесс выработки запасов углеводородов [44-46, 53, 55].

В данных условиях возрастает актуальность формирования детальных геолого-гидродинамических моделей, позволяющих с высокой степенью достоверности спрогнозировать направление и характер фильтрационных потоков [48, 52, 56, 58, 64].

Наибольшее влияние условий осадконакопления на строение коллекторов проявлено в распределении фильтрационно-емкостных свойств отложений. В разрезе продуктивных пластов исследуемой территории наибольшие значения пористости и проницаемости принимают песчаные отложения, образованные в различных фациальных обстановках. При этом максимальные значения принимают хорошо отсортированные песчаники русловых отложений пластов Ю₅₋₇. Минимальные значения пористости и проницаемости характерны для застойных областей, в основном являющихся областями глинизации коллектора.

Еще одним осложняющим аспектом исследуемой площади является активное проявление тектонических процессов, которые влияют на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений [54, 59-60]. Анализ выделенных на площади разрывных нарушений подтверждает постседиментационный характер разломов. Интенсивная трещиноватость терригенных коллекторов, вызванная тектоническими процессами, оказывает значительное влияние на неоднородность фильтрации и анизотропию проницаемости, а также на показатели продуктивности скважин. Активное проявление неотектонических движений – основная причина

формирования систем трещин в зонах деструкции, а также образования неструктурной пустотности. Трещинный тип коллектора характеризуется прежде всего тем, что его емкостные свойства определяются двойной пористостью, а путями миграции флюидов являются системы трещин [99]. Тектонические нарушения, распространенные во всех выделяемых фациальных областях, увеличивают значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) песчаных отложений. При этом, также наблюдается улучшение коэффициентов пористости и проницаемости для алевроито-глинистых застойных отложений.

На кросс-плотах коэффициента пористости и проницаемости отчетливо прослеживается влияние разрывных нарушений на проницаемость продуктивных отложений (Рисунок 4.13).

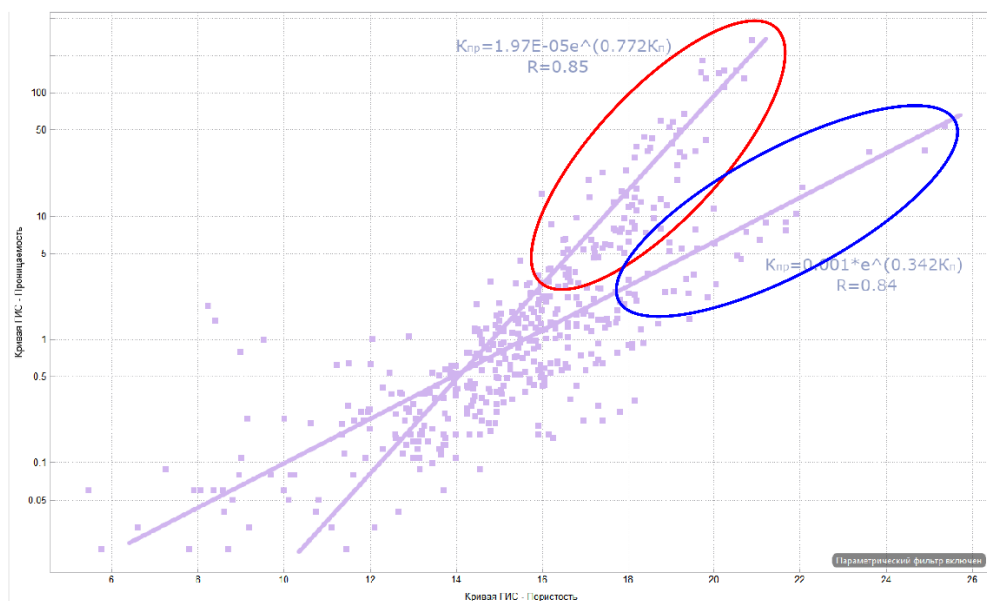


Рисунок 4.13 – Кросс-плот коэффициентов пористости и проницаемости отложений вдольбереговых валов

На Рисунке 4.13 выделяется два облака точек, приуроченных к интервалам скважин, находящихся в области развития тектонических нарушений. Исходя из карт спектральной декомпозиции в интервале пласта Ю₃, повышенные значения проницаемости при относительно низких показателях коэффициента пористости (красная область на Рисунках 4.13, 4.14а) приурочены к зонам тектонических

нарушений, имеющих высокую степень развития оперяющей трещиноватости по площади. Другая группа точек (синяя область на Рисунках 4.13, 4.14а) приурочена к разломам, имеющим на картах тонкие линеаменты – без широкого распространения оперяющей трещиноватости.

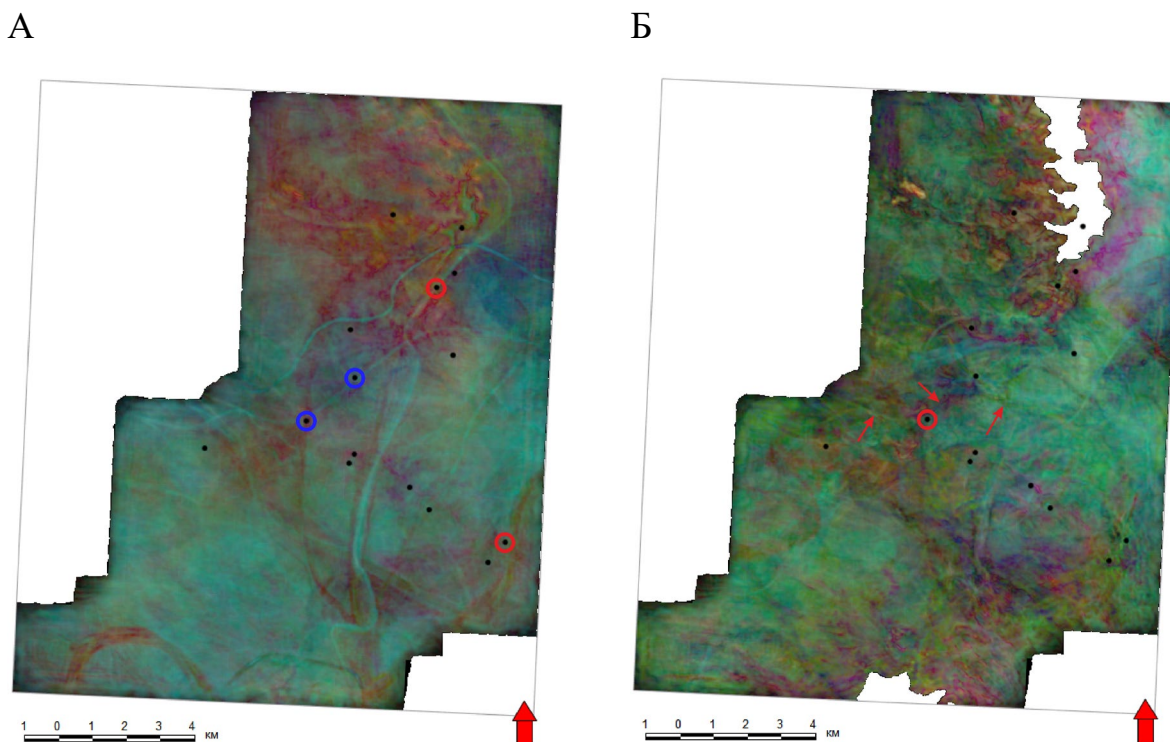


Рисунок 4.14 – Срезы кубов спектральной декомпозиции. А – в интервале пласта Ю₃, Б – в интервале пластов Ю₅₋₆

Кроме того, влияние тектонических нарушений также отмечается и для алевроито-глинистых отложений. На кросс-плоте коэффициента пористости и проницаемости в интервале пластов Ю₅₋₆ отмечен «выброс» точек, приуроченных к отложениям пойменных частей речных долин (Рисунок 4.15).

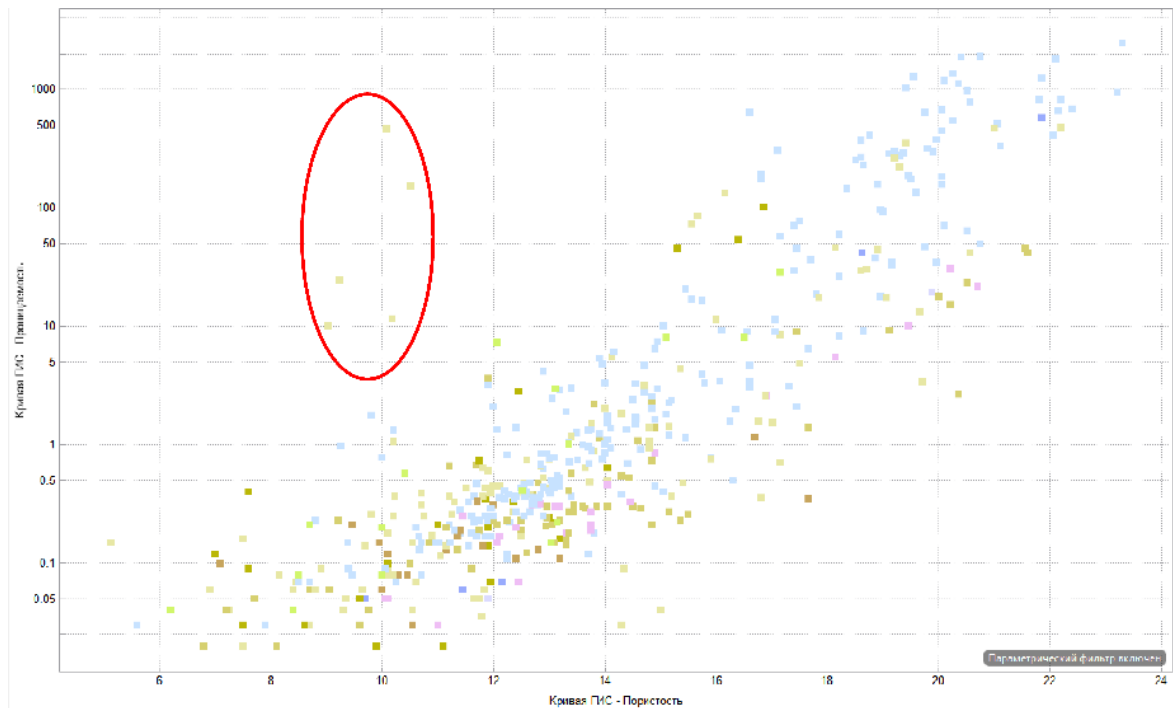


Рисунок 4.15 – Кросс-плот коэффициентов пористости и проницаемости отложений пластов Ю₅₋₆ (условные обозначения см. в табл. 3.1)

При относительно низких значениях пористости – порядка 10%, отложения имеют высокие значения проницаемости – от 10 до 500 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. На карте спектральной декомпозиции для данного интервала отмечается развитие линеамента разрывного нарушения (Рисунок 4.14 б).

Таким образом, литолого-фациальная неоднородность продуктивных отложений в совокупности с сложной системой разрывных нарушений формируют анизотропную структуру порового пространства, выраженного наличием обособленных высокопроницаемых и застойных зон коллектора.

Полученные результаты распределения особенностей условий осадконакопления отложений легли в основу трехмерных фациальных моделей месторождений исследуемой территории (Рисунок 4.16). С целью выявления и прогнозирования формирования зон остаточных запасов нефти проведена актуализация геолого-гидродинамических моделей на основе данных комплексного литолого-фациального анализа.

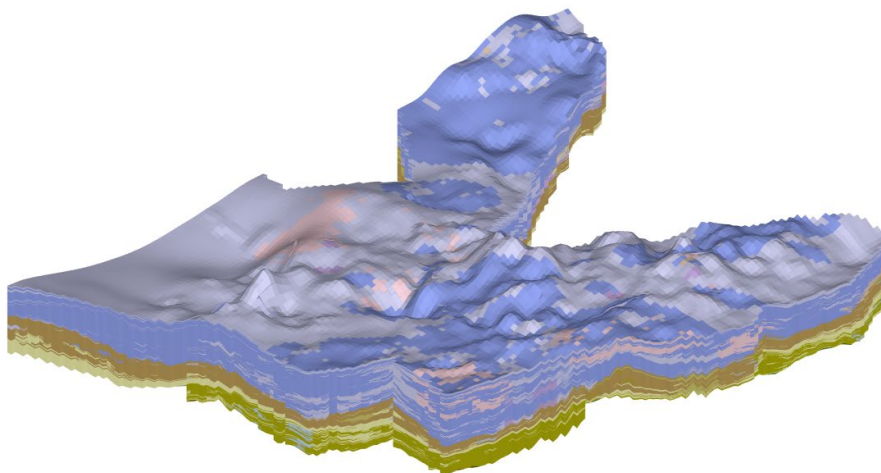


Рисунок 4.16 – Трехмерная фациальная модель Яхлинского месторождения
(условные обозначения см. в табл. 3.1)

Исходя из положения и взаимоотношения фациальных обстановок, необходимо отметить, что для всего интервала отложений тюменской свиты наблюдается общая тенденция – однородные, выдержанные по толщине алеврито-песчаные тела активных обстановок по площади замещаются на застойные обстановки с обособленными пропластками заглинизированного коллектора (Рисунки 4.17, 4.18).

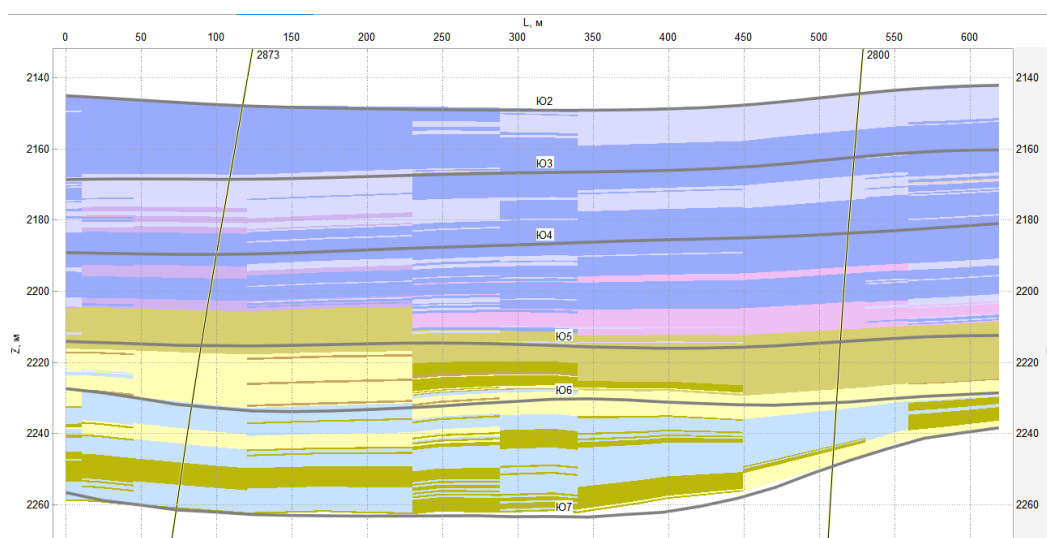


Рисунок 4.17 – Разрез куба фациальной модели по линии скважин 2873-2800
(условные обозначения см. в табл. 3.1)



Рисунок 4.18 – Диаграмма скважин 2873-2800 (условные обозначения см. в табл. 3.1)

Нижний интервал отложений тюменской свиты характеризуется развитием обстановок низменной аллювиальной долины. В данных условиях тела палеорусел, имеющие высокие значения эффективных толщин (от 2 до 20 м., со средним значением, равным 10 м.) и коэффициентов пористости и проницаемости (средние значения 0,175 д.ед. и $10 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ соответственно) при низкой расчлененности, замещаются на области развития пойменных и озерно-болотных обстановок осадконакопления (Рисунок 4.19). Обособленные пропластки коллектора пойменных отложений имеют значительно меньшие показатели ФЕС (средние значения коэффициента пористости 0,15 д.ед., проницаемости – $5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$), что приводит к низкой гидродинамической связи скважин, находящихся на границах двух фациальных зон.

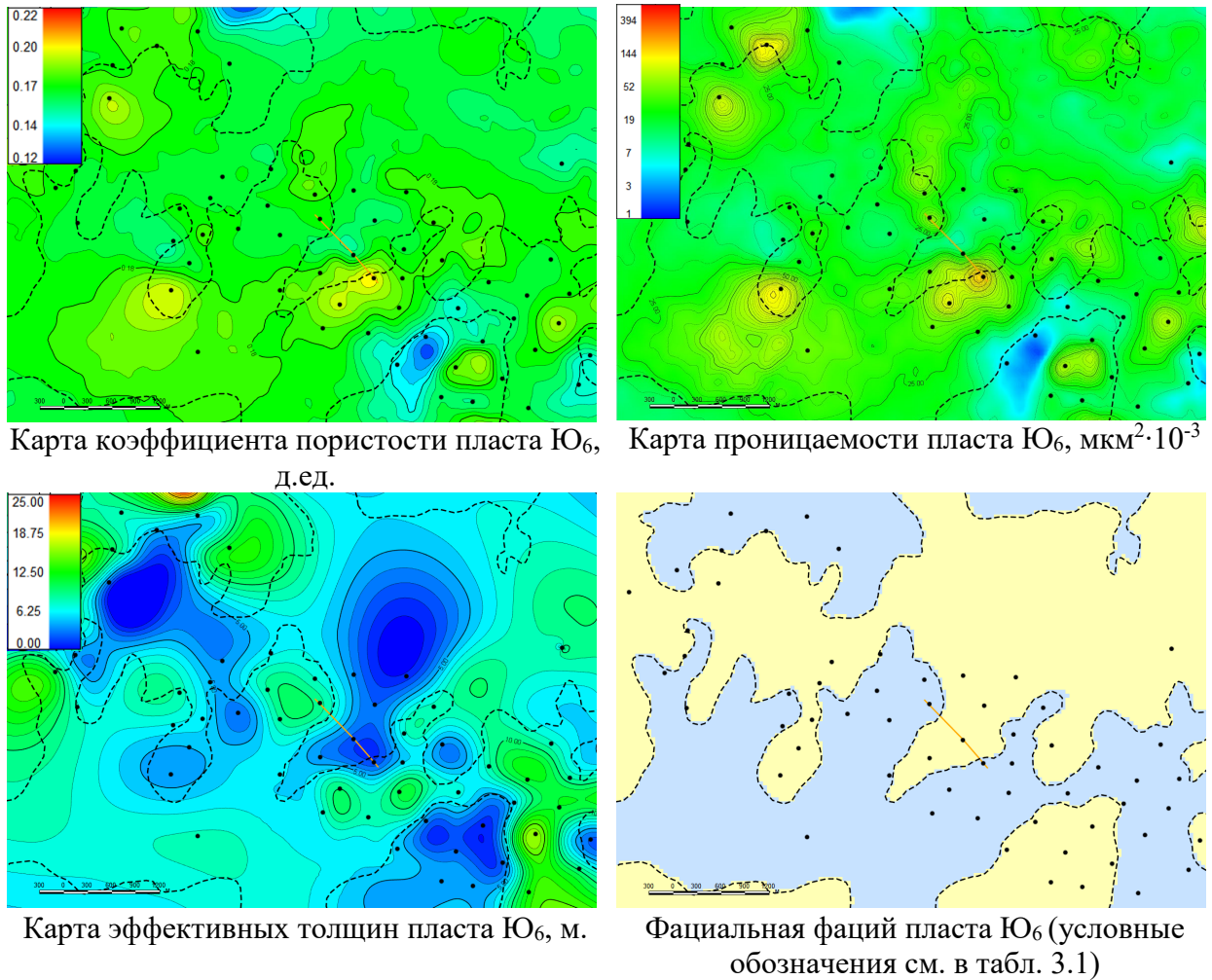
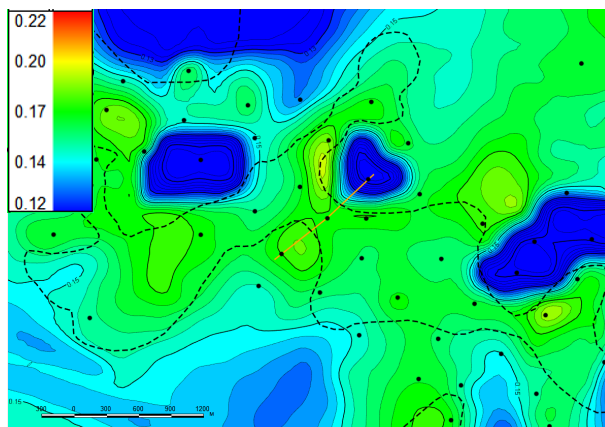


Рисунок 4.19 – Гистограмма распределения коэффициента пористости (д.ед) в интервале пласта Ю₆ Яхлинского месторождения

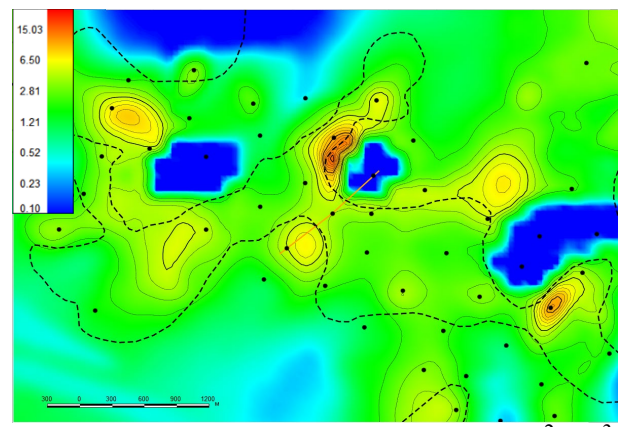
Интервал переходных обстановок характеризуется развитием алеврито-глинистых отложений прибрежной равнины. Для всего интервала характерно развитие высокой расчлененности разреза, отдельные небольшие по толщине алевролитовые пропластки имеют низкие значения ФЕС. Значения коэффициента пористости лежат в пределах от 0,12 до 0,2 д.ед., со средним значением равным 0,15 д.ед. Проницаемость изменяется в пределах от 0,1 до 20 мкм²·10⁻³, со средним значением, равным 1 мкм²·10⁻³.

Для верхнего интервала отложений тюменской свиты отмечается преобладание бассейновых условий осадконакопления. Продуктивные песчаные тела приурочены к областям развития активных прибрежно-морских обстановок

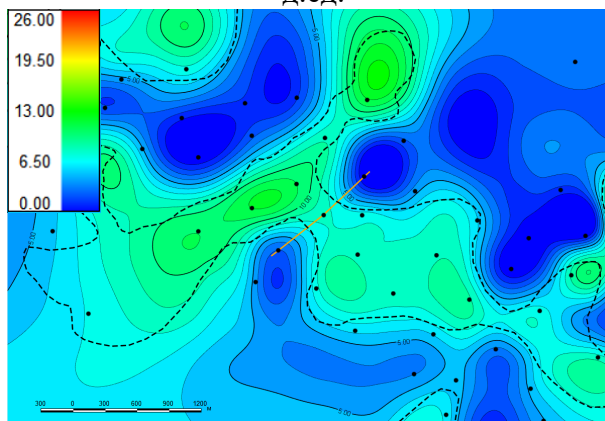
осадконакопления — пляжевым отложениям, дельтовым комплексам, вдольбереговым валам. Коэффициент пористости данных отложений варьируется в пределах от 0,11 до 0,24 д.ед., со средним значением 17,5 д.ед. Проницаемость — от 0,1 до $250 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, со средним значением, равным $5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Обособленные тела активных обстановок замещаются на отложения малоподвижного открытого бассейна, продуктивные пропластки которых представлены маломощными прослоями алевролитов (Рисунок 4.20).



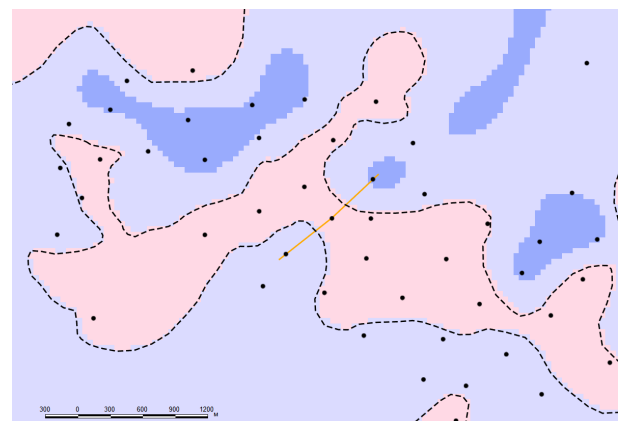
Карта коэффициента пористости пласта Ю₃, д.ед.



Карта проницаемости пласта Ю₃, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$



Карта эффективных толщин пласта Ю₃, м.



Фациальная фаций пласта Ю₃
(условные обозначения см. в табл. 3.1)

Рисунок 4.20 – Гистограмма распределения коэффициента пористости (д.ед) в интервале пласта Ю₂ Яхлинского месторождения

Таким образом, на основе проведенного анализа установлены особенности распределения значений коллекторских свойств отложений тюменской свиты по фациальным зонам (Таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Сводная характеристика неоднородности коллекторских свойств отложений тюменской свиты по фациальным зонам

Группы фациальных обстановок		Континентальные		Переходные		Морские	
Характер среды осадконакопления		Активные	Застойные	Активные	Застойные	Активные	Застойные
Обстановки осадконакопления		Русловые части речных долин	Пойма, зарастающие старицы и озера	Дельтовые отложения	Группа фаций прибрежной равнины	Вдольбереговые валы, песчаные острова и бары	Алеврито-глинистые отложения открытого мелководья
Эффективная толщина, м	$\frac{\text{Размах}}{\text{Ср. знач}}$	$\frac{2 - 20}{10}$	$\frac{0 - 10}{1.5}$	$\frac{1 - 40}{10}$	$\frac{0 - 10}{1}$	$\frac{2 - 30}{10}$	$\frac{1 - 10}{2}$
Пористость, %	$\frac{\text{Размах}}{\text{Ср. знач}}$	$\frac{9 - 24}{17.5}$	$\frac{1 - 19}{15}$	$\frac{12 - 22}{16}$	$\frac{12 - 20}{15}$	$\frac{11 - 24}{17.5}$	$\frac{12 - 19}{14}$
Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$\frac{\text{Размах}}{\text{Ср. знач}}$	$\frac{0.1 - 3000}{10}$	$\frac{0.1 - 100}{5}$	$\frac{0.1 - 100}{1.5}$	$\frac{0.1 - 20}{1}$	$\frac{0.1 - 250}{5}$	$\frac{0.1 - 20}{0.5}$

4.4 Выявление зон остаточных запасов нефти на основе данных комплексного литолого-фациального анализа отложений

Сложное взаимоотношение фациальных тел в разрезах месторождений приводит к неравномерной выработке запасов нефти. Низкая гидродинамическая взаимосвязь крупных песчаных тел, резкое изменение пористости и проницаемости на границах активных и застойных обстановок осадконакопления, а также замещение однородных тел коллектора на группу разных по ФЕС пропластков формирует сложный характер фильтрационных потоков.

С целью анализа влияния распределения фациальных тел на выработку запасов проанализированы данные промысловых характеристик работы скважин. В качестве основных характеристик, участвующих в анализе, были выбраны усредненные за три месяца вводные и текущие (конечные) среднемесячные дебиты нефти и обводненности продукции, а также накопленная добыча нефти по скважинам, вскрывающим различные фациальные обстановки (Рисунки 4.21, 4.22).

Исходя из анализа гистограмм, можно сделать выводы о том, что рассматриваемая территория характеризуется высокими значениями вводной обводненности скважин. В первые три месяца работы скважин, добываемая продукция в среднем содержит 40-50% пластовой воды. На текущий момент наиболее обводненными (до 90%) являются отложения русловых частей речных долин и дельтовых комплексов. Наименьшие темпы роста обводненности наблюдаются у скважин, вскрывающих отложения прирусловых частей пойм и активных обстановок мелководного бассейна (вдольбереговые валы, пляжи, барьерные острова).

При этом, наименьшие показатели накопленной добычи при высоких темпах роста обводненности продукции отмечаются для отложений дельтовых комплексов, глинисто-алевритовых осадков малоподвижного бассейна и прибрежной равнины – областей, характеризующихся высокой степенью анизотропии ФЕС с высокой расчлененностью разреза.



Рисунок 4.21 – Промысловые характеристики работы скважин Новомостовского месторождения

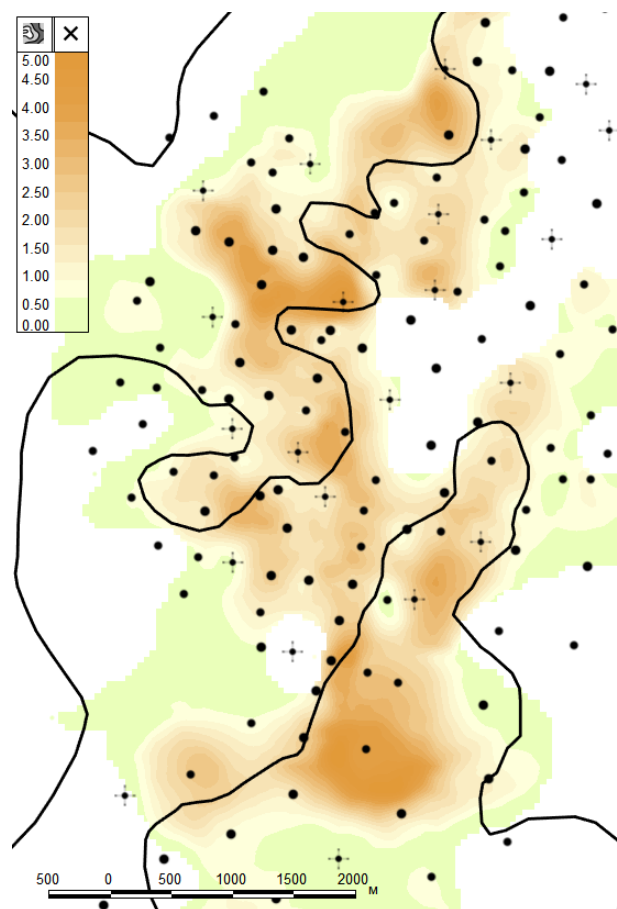


Рисунок 4.22 – Промысловые характеристики работы скважин Пайтыхского месторождения

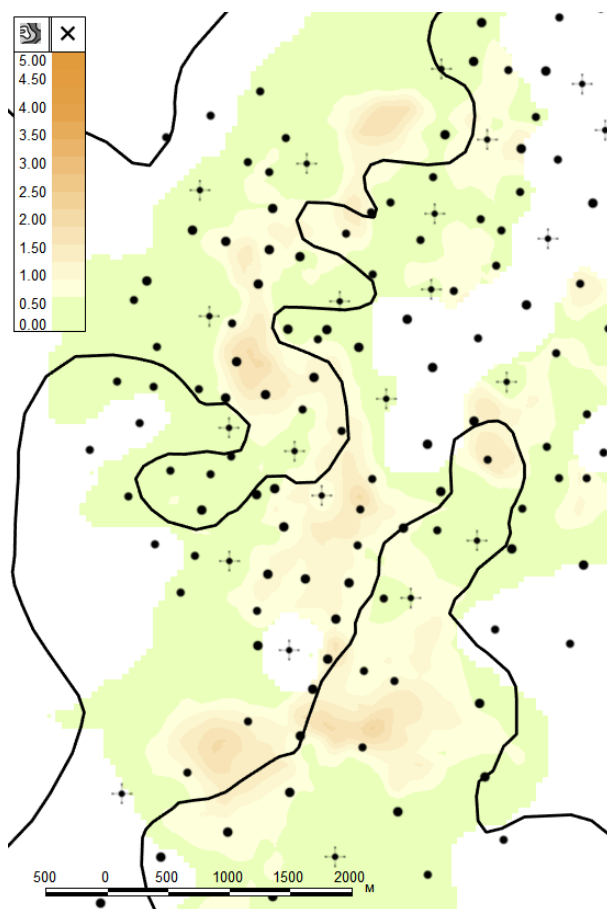
С целью выявления зон остаточных запасов, исходя из полученных результатов, проведен анализ распределения текущих подвижных запасов нефти месторождений. Как уже было отмечено ранее, высокая степень неравномерности выработки запасов нефти приурочена к границам областей застойных и активных условий осадконакопления. В качестве примера выявления зон остаточных запасов приведено Ловинское месторождение, характеризующееся наибольшим показателем отбора от начальных извлекаемых запасов – 76%.

Основные начальные извлекаемые запасы нижней части интервала месторождения приурочены к западному блоку. В интервале пласта Ю₆ участок характеризуется развитием в разрезе тел палеорусел и пойменных частей аллювиальных долин. Исходя из анализа карт распределения плотности начальных и текущих подвижных запасов, необходимо заметить, что аллювиальные русловые отложения характеризуются максимальной степенью выработки запасов. Слабодренируемые зоны приурочены к границам палеорусел и пойменных отложений, в которых наблюдается увеличение анизотропии ФЕС и повышение расчлененности разреза (Рисунок 4.23).

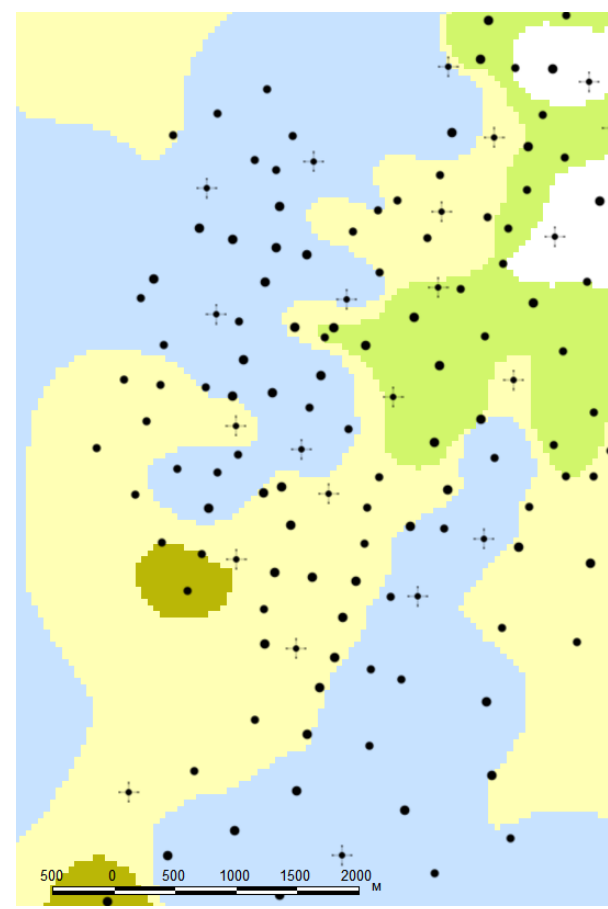
При этом, высокая степень выработанности приурочена к областям, в которых реализована зона нагнетания вытесняющего агента. Неравномерность выработки запасов объясняется наличием отдельных, гидродинамически не связанных русловых тел.



Карта плотности начальных подвижных запасов нефти, тыс.т/га



Карта плотности текущих подвижных запасов нефти, тыс.т/га



Фациальная карта пласта Ю₆

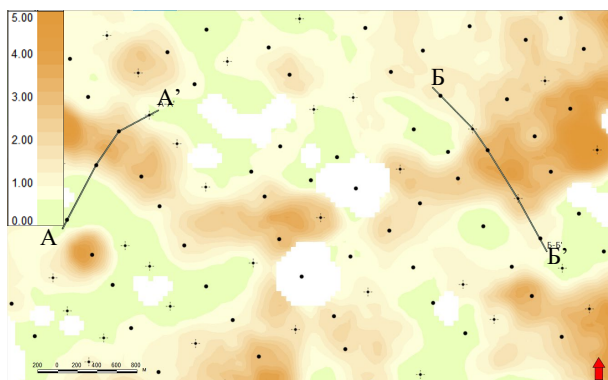
Рисунок 4.23 – Выявление зон остаточных запасов нефти в интервале пласта Ю₆ Западно-Ловинской площади (условные обозначения для фациальной карты см. в табл. 3.1)

Формирование областей остаточных слабодренируемых запасов в верхней части интервала также приурочено к границам фациальных тел. В разрезе выделяются отдельные тела активных обстановок осадконакопления, не вовлеченные в выработку запасов нефти. Интервал пласта Ю₃ характеризуется наличием обособленных тел вдольбереговых валов, в которых из-за низкой гидродинамической связи с основной залежью, а также отсутствия нагнетания сформировались недренируемые остаточные запасы нефти. Наиболее наглядный пример наблюдается для Восточно-Ловинской площади, в которой отложения активного мелководья пласта Ю₃ имеют разную степень выработки подвижных запасов нефти (Рисунки 4.24-4.26).

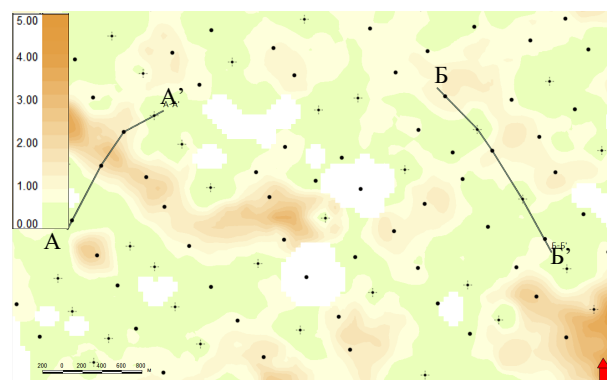
Песчаные тела восточной части рассматриваемой территории (разрез А-А') характеризуются отсутствием действующей зоны нагнетания. Ближайшие работающие на данный интервал нагнетательные скважины вскрывают глинисто-алевритовые отложения открытого бассейна, пропластки которых имеют низкую гидродинамическую связь с крупными песчаными телами активного мелководья (Рисунок 4.25).

При этом, для аналогичного песчаного тела западной части (разрез Б-Б') территории сформированы условия, при которых зона нагнетания имеет высокую степень взаимодействия с зоной отбора, что привело к более высокой степени выработки подвижных запасов нефти (Рисунок 4.26).

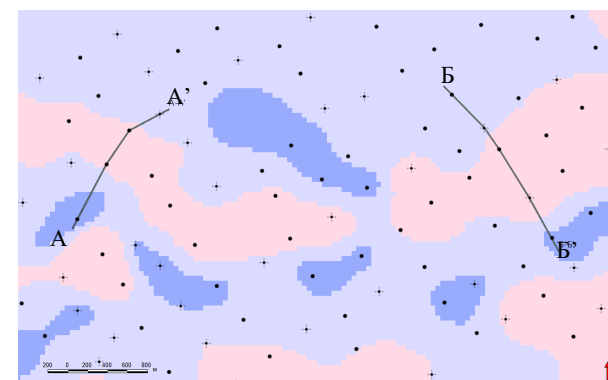
Таким образом, при аналогичных геологических условиях выработка запасов из песчаных тел активного мелководья Ловинского месторождения характеризуется различной степенью эффективности. В случае формирования очагов заводнения в алеврито-глинистых телах открытого мелководья, отсутствие гидродинамической связи с основными песчаными телами коллекторов приводит к формированию недренируемых запасов. Наличие действующих нагнетательных скважин в телах вдольбереговых валов и баров приводит к эффективному вытеснению подвижных запасов нефти с формированием отдельных маломощных недренируемых пропластков на периферии основных тел коллекторов.



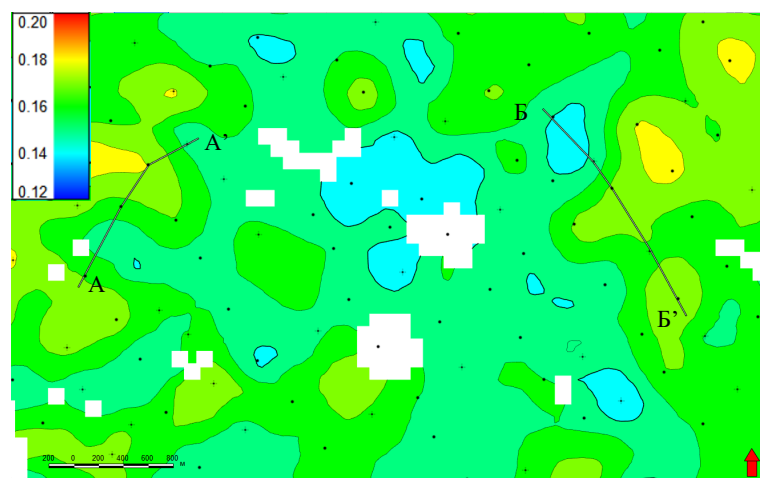
Карта плотности начальных подвижных запасов нефти, тыс.т/га



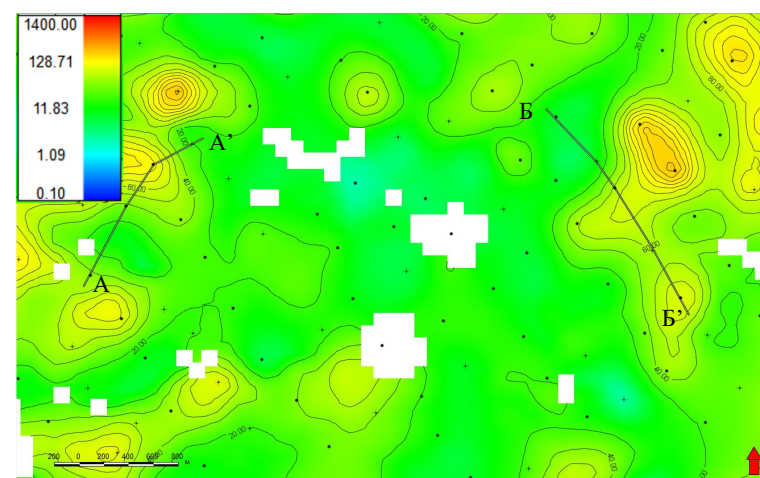
Карта плотности текущих подвижных запасов нефти, тыс.т/га



Фациальная карта пласта Ю₃

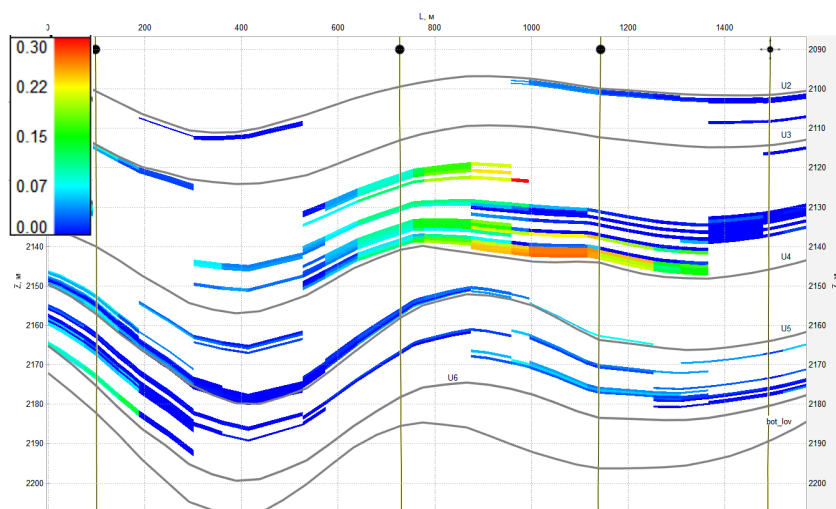


Карта распределения коэффициента пористости пласта Ю₃, д.ед.

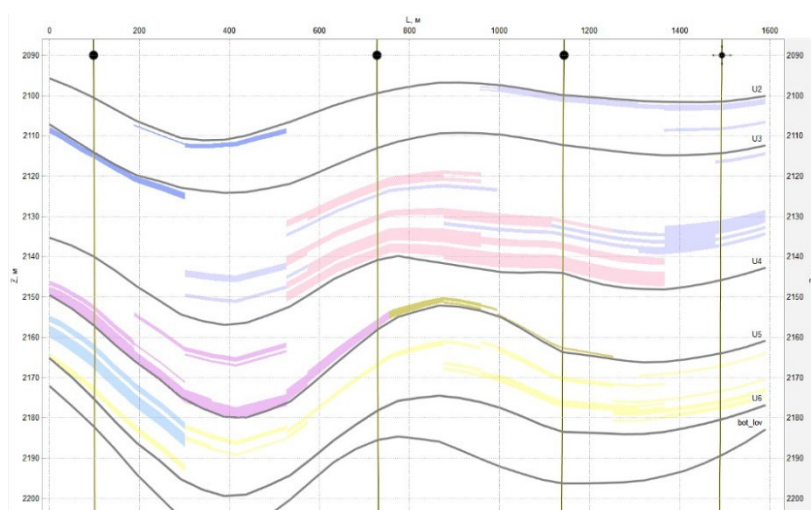


Карта распределения коэффициента проницаемости пласта Ю₃, мкм²·10⁻³

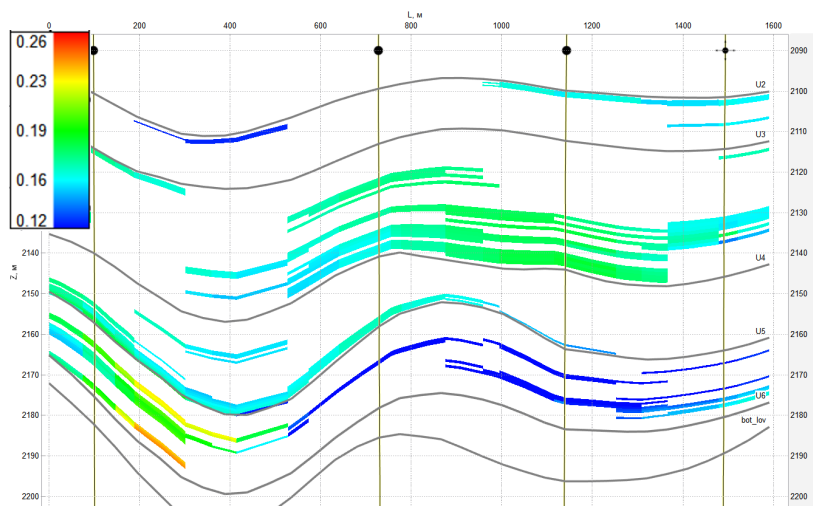
Рисунок 4.24 – Карты распределения критериев оценки выработки подвижных запасов нефти в интервале пласта Ю₃ Восточно-Ловинской площади (условные обозначения для фациальной карты см. в табл. 3.1)



Разрез куба плотности текущих подвижных запасов нефти, тыс.т/га

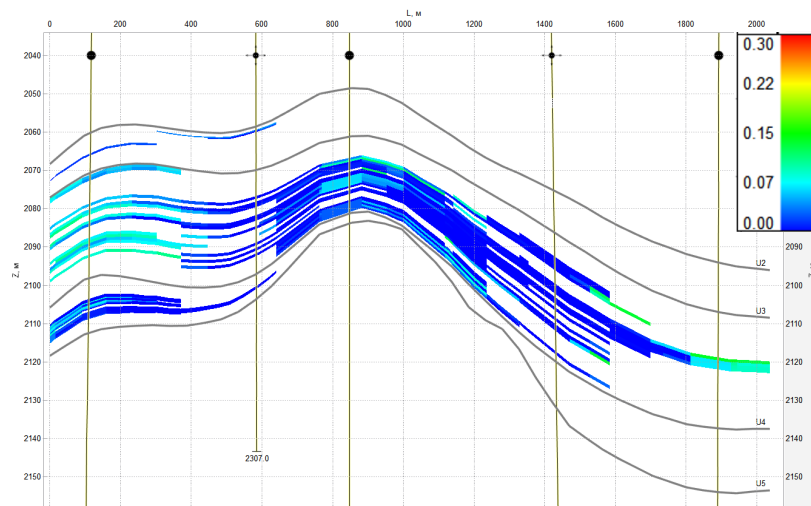


Разрез литолого-фациального куба

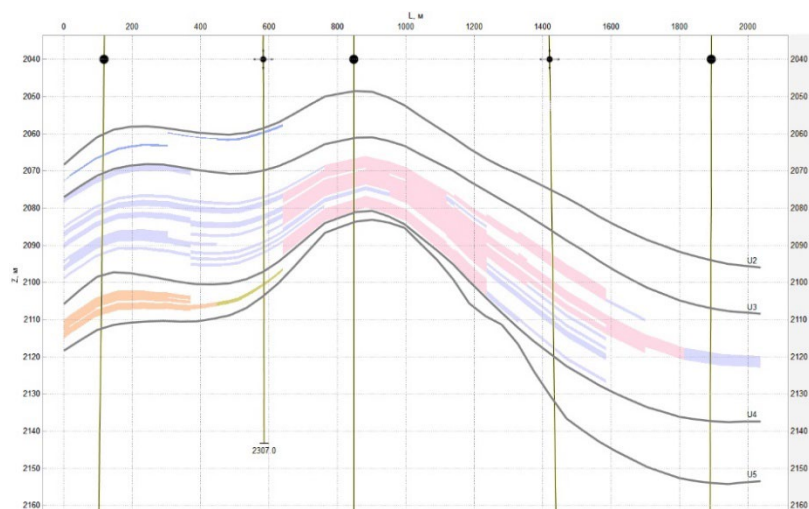


Разрез куба пористости, д.ед.

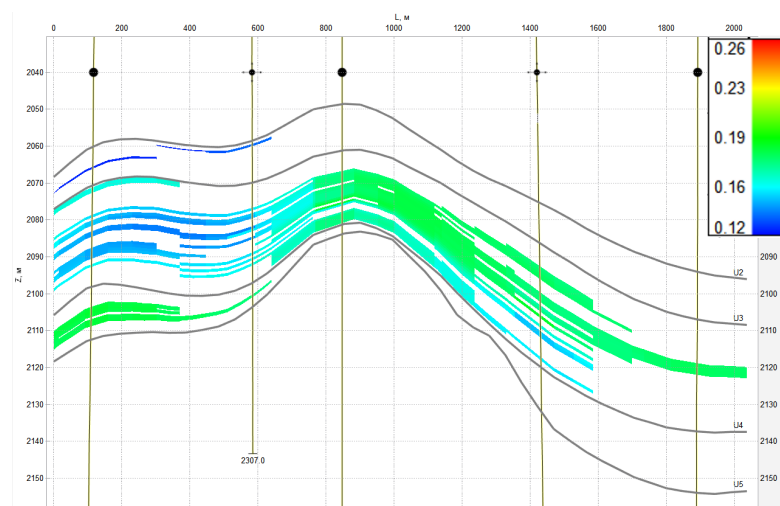
Рисунок 4.25 – Разрезы кубов распределения критериев оценки выработки подвижных запасов нефти по линии А-А' (условные обозначения для разреза фациального куба см. в табл. 3.1)



Разрез куба плотности текущих подвижных запасов нефти, тыс.т/га



Разрез литолого-фациального куба



Разрез куба пористости, д.ед.

Рисунок 4.26 – Разрезы кубов распределения критериев оценки выработки подвижных запасов нефти по линии Б-Б' (условные обозначения для разреза фациального куба см. в табл. 3.1)

Таким образом на основе проведенного анализа сформированы следующие выводы о влиянии фациальных тел на выработку запасов нефти.

Протяженные песчаные тела характеризуются высокой степенью выработки запасов при условии наличия в них зон нагнетания. При этом, наблюдается низкая степень выработки в условиях близкого расположения нагнетательных скважин к добывающим, но вскрывающим различные по условиям осадконакопления тела.

Также, вследствие низкой анизотропии коллекторских свойств и устойчивой гидродинамической связи продуктивные тела морского генезиса характеризуются высокой степенью выработки запасов нефти.

Равномерность выработки по площади у зон распространения русловых тел заметно хуже, так как нижний интервал отложений имеет сложный характер взаимоотношений тел коллекторов. В данных условиях пары нагнетательных и добывающих скважин могут вскрывать отдельные русловые тела, характеризующиеся отсутствием гидродинамической связи [38, 61, 64, 99].

Выводы к главе 4

1. Подобрана оптимальная методика классификации отложений по разрезу скважин на основе алгоритмов машинного обучения, включающая восстановление кривой ГГК-п.

При визуальном просмотре результатов классификации отложений в разрезе скважин большая часть алгоритмов показывает хорошее схождение с исходными данными. Ввиду формирования по всему разрезу единичных выбросов в виде отдельных, небольших по толщинам аномалий, проведена операция применения сглаживающего фильтра для кривых классификации.

Итоговая кривая ЛФА основана на нахождении общего средневзвешанного значения всех моделей классификации. Полученная кривая классификации имеет наибольшую сходимость с результатами комплексного литолого-фациального анализа отложений.

2. С целью выявления и прогнозирования формирования зон остаточных запасов нефти проведена актуализация геолого-гидродинамических моделей на основе данных комплексного литолого-фациального анализа. Полученные результаты распределения особенностей условий осадконакопления отложений легли в основу трехмерных фациальных моделей месторождений исследуемой территории.

3. Установлены основные факторы влияния распределения фациальных тел на формирование зон остаточных запасов нефти.

Нижний интервал отложений тюменской свиты характеризуется развитием обстановок низменной аллювиальной долины. В данных условиях тела палеорусел, имеющие высокие значения эффективных толщин и коэффициентов пористости и проницаемости при низкой расчлененности, замещаются на области развития пойменных и озерно-болотных обстановок осадконакопления. Обособленные пропластки коллектора пойменных отложений имеют значительно меньшие показатели ФЕС, что приводит к формированию слабодренируемых зон на границе тел палеорусел и пойменных отложений, в которых наблюдается увеличение анизотропии коллекторских свойств и повышение расчлененности разреза.

Формирование областей остаточных слабодренируемых запасов в верхней части интервала также приурочено к границам фациальных тел. Обособленные тела активных обстановок замещаются на отложения малоподвижного открытого бассейна, продуктивные пропластки которых представлены маломощными прослоями алевролитов. Также можно выделить отдельные тела активных обстановок осадконакопления, не вовлеченные в выработку запасов нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На примере ряда месторождений центральной части Приуральской нефтегазоносной области предложена методика детализации геолого-гидродинамических моделей изучаемых объектов с помощью применения алгоритмов машинного обучения.

1. Подтверждено, что рассматриваемые объекты характеризуются сложным геологическим строением продуктивного интервала тюменской свиты, обусловленной особенностями условий формирования коллекторов. Продуктивные залежи ассоциированы с ловушками пластового и пластово-сводового типов, осложнёнными литологическим замещением, областями выклинивания и тектоническим экранированием. Кроме того, наблюдается высокая степень анизотропии коллекторских свойств отложений, связанная с палеогеографическими особенностями седиментации в период трансгрессии Западно-Сибирского бассейна на расчленённый рельеф фундамента исследуемой территории.

На основе обобщения и анализа данных о геологическом строении, в том числе из литературных источников, а также геологической, геофизической и промысловой информации по месторождениям района исследования установлено, что эволюция седиментационного бассейна в тюменское время отражена в особенностях строения отложений рассматриваемого интервала. Исходя из литологических и структурно-текстурных особенностей, а также характера распространения отложений по площади в составе тюменской свиты выделяется три интервала:

- нижняя подсвита (Вымский горизонт, пласты Ю₇₋₉), приуроченная к областям развития условий континентальных аллювиальных равнин, сильно ограниченных на исследуемой площади;
- средняя подсвита (Леонтьевский горизонт, пласты Ю₅₋₆) представленная широко распространенными континентальными отложениями;

– верхняя подсвита (Малышевский горизонт, пласты Ю₂₋₄) характеризующаяся сменой фациальных обстановок — от морских (на северо-востоке исследуемой территории) до континентальных (сводовая часть мегавала).

2. С целью выделения литолого-фациальных особенностей тюменских отложений предложена комплексная методика, включающая:

– изучение кернового материала с целью определения климатических условий и длительности выветривания фундамента по вещественному составу обломочных пород и глинистого цемента; оценки гидродинамической активности на основе распределения гранулометрического состава; идентификация фаций по текстурно-структурным признакам;

– выделение электрометрических моделей осадконакопления по методике В.С. Муромцева, направленных на реконструкцию физико-географических условий для скважин без кернового опробования;

– применение данных интерпретации сейсморазведочных работ, направленных на контроль корреляции фациальных тел в межскважинном пространстве и выявление неструктурных ловушек на границах лицензионных участков.

Детальный комплексный анализ терригенных отложений тюменской свиты позволил установить пространственно-временные закономерности седиментационных процессов. Интеграция макроскопического описания керна, лабораторных исследований, интерпретации данных ГИС и сейсморазведочных работ обеспечила формирование концептуальной фациальной модели объекта.

Выявленная динамика фациальных обстановок отражает общую эволюцию Западно-Сибирского бассейна в юрский период, демонстрируя постепенную смену континентальных условий осадконакопления на прибрежно-морские, с прогрессирующим затоплением в сторону осевой зоны Шаимского мегавала.

На основе результатов комплексного литолого-фациального анализа построены детальные геолого-гидродинамические модели месторождений, позволившие минимизировать неопределенности геологического строения

коллекторов, уточнить основные направления фильтрационных потоков, а также выявить недренируемые зоны залежей.

3. Систематизация научных данных позволила формализовать принципы работы алгоритмов машинного обучения для задач выявления литолого-фациальных особенностей отложений. В работе адаптированы следующие модели искусственного интеллекта:

- классификаторы на основе разделяющих гиперплоскостей – анализ многомерного признакового пространства;
- метрические алгоритмы – классификация по метрикам близости наблюдений в признаковом пространстве;
- вероятностные методы – байесовские классификаторы, учитывающие вероятность распределения объектов по классам;
- логистические алгоритмы – построение решающих ациклических графов с бинарными узлами ветвления.

4. Подобрана оптимальная методика классификации отложений по разрезу скважин на основе алгоритмов машинного обучения:

- восстановление кривой ГГК-п на основе регрессионного алгоритма Случайного леса;
- нормирование выборки кривых ГИС, включающей методы ПС, ГК, НК, ГГК-п;
- нормирование и сглаживание кривых исходной выборки с целью уменьшения влияния случайных выбросов данных;
- классификация комплексом алгоритмов машинного обучения;
- определение средневзвешенного общего значения, в качестве весовых коэффициентов – параметр ассигасу каждой модели;
- сглаживание результирующей кривой классификации.

Полученная модель машинного обучения для классификации разрезов скважин на основе данных ГИС показывает высокую степень согласованности с данными комплексного литолого-фациального анализа.

5. На основе выявленных закономерностей пространственной изменчивости условий осадконакопления построены трехмерные фациальные модели месторождений, позволившие идентифицировать ключевые факторы, контролирующие распределение остаточной нефтенасыщенности.

Литологическая неоднородность коллекторов, отраженная в сложном характере границ фациальных тел и их взаимоотношений, формирующих фильтрационные барьеры в отдельных прослоях, определяет преимущественные направления фильтрации флюида.

Высокая степень выработки запасов нефти приурочена к областям развития крупных песчаных тел активных обстановок, имеющих низкую изменчивость коллекторских свойств и высокий охват заводнением. Наличие пар нагнетательных и добывающих скважин, вскрывающих и действующих на одно песчаное тело приводит к равномерному вытеснению нефти.

При этом, наблюдается низкая степень выработки подвижных запасов нефти в условиях близкого расположения нагнетательных скважин к добывающим, но вскрывающим различные по условиям осадконакопления тела. Таким образом, неравномерное вытеснение запасов нефти приурочено к границам областей застойных и активных условий осадконакопления, в которых наблюдается увеличение анизотропии ФЕС и повышение расчлененности разреза.

Установленная взаимосвязь между динамикой выработки запасов нефти и распределением фаций позволяет:

- оптимизировать систему разработки месторождений и локализовать участки с недренируемыми запасами на основе фациально-обусловленной анизотропии коллекторов;
- разрабатывать и рекомендовать геолого-технические мероприятия для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов, отличающихся различными литолого-фациальными обстановками их формирования, в том числе с учетом ранее успешно примененных методов и технологий.

Полученные результаты формируют методологическую основу для повышения коэффициента извлечения нефти за счет перехода от традиционных гидродинамических подходов к фациально-адаптированным технологиям управления разработкой. Интеграция машинного обучения в интерпретацию фациальных моделей создаёт предиктивную аналитическую платформу для минимизации геологических рисков и рациональной эксплуатации ресурсной базы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев, А.С. Палеогеография юга Восточно-Европейской платформы и ее складчатого обрамления в позднем мелу. Статья 2. Палеогеографическая обстановка / А.С. Алексеев, Л.Ф. Копаевич, Е.Ю. Барабошкин [и др.] // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 2005. – Т. 80, № 4. – С. 30-44. – EDN HSAEMD.
2. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 284 с.
3. Алексеев, В.П. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В.П. Алексеев, Ю.Н. Федоров, А.В. Маслов [и др.]; под ред. В.П. Алексеева // Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
4. Алексеев, В.П. Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В.П. Алексеев, Ю.Н. Федоров, В.А. Савенко; под ред. В.П. Алексеева // Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2009. 227 с.
5. Алексеев, В.П. Фациальный состав отложений тюменской свиты в ракурсе многоаспектной верификации генетических исследований / В.П. Алексеев, В.И. Русский, Ю.Н. Федоров // Горные ведомости. – 2006. – № 8(27). – С. 30-43. – EDN PWGSZD.
6. Алескерова З.Т. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / З.Т. Алескерова, Г.С. Крицук, П.Ф. Ли [и др.] Под ред. Н.Н. Ростовцева // – М. : Гостоптехиздат, 1958, 391 с.
7. Амон, Э.О. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / Э.О. Амон, В.П. Алексеев, А.Ф. Глебов, В.А. Савенко, Ю.Н. Федоров; под ред. В.П. Алексеева // Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. 257 с.

8. Анисимов, В.В. Березово-Шаимский нефтегазоносный район / В.В. Анисимов, В.Г. Васильев, Л.И. Ровнин, В.И. Старосельский, Ю.Г. Эрвье // Гостоптехиздат, 1962.
9. Аркадьев, А.Г. Обучение машины распознаванию образов. / А.Г. Аркадьев, Э.М. Браверман // – М.: Наука, 1964. 192 с.
10. Балакирев, С.М. Машинное обучение [Электронный ресурс] / С.М. Балакирев // Режим доступа: <https://proporprogs.ru/ml> (дата обращения 26.05.2025)
11. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. – Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 2011 – 152 с.
12. Белозеров, В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319, № 1. – С. 116-123. – EDN MMGM1K.
13. Боярских, Г.К. О целесообразности выделения абалакской, шаимской, георгиевской, васюганской и марьяновской свит / Г.К. Боярских, Х.А. Иштирякова // Решения и труды Межведомственного Совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфической схем Западно-Сибирской низменности, 1967 г., часть 2, Тюмень, 1970, с. 118-119.
14. Волков, Д.С. Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. №1 (36)
15. Воронцов, К.В. Машинное обучение (курс лекций, К.В.Воронцов) [Электронный ресурс] / К.В. Воронцов // МФТИ – 2024. Режим доступа: <http://www.machinelearning.ru/wiki> (дата обращения 26.05.2025)
16. Глинских, Л.А. Юра Западной Сибири абалакская свита (палеонтологическая характеристика, лито- и биостратиграфия) / Л.А Глинских, Б.Л. Никитенко, Б.Н. Шурыгин // Геология и геофизика, 1999, т. 40, № 7, С. 1059-1078
17. Губкин И.М. Учение о нефти. М., Л., ОНТИ НКТП СССР, 1932, 443 с.

18. Гурари, Ф.Г. Стратиграфия и палеогеография ранней и средней юры Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, И.В. Будников, В.П. Девятков [и др] // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. - С. 60-75.

19. Гурова, Т.И., Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью / Т.И. Гурова, В.П. Казаринов // – М.: Гостоптехиздат. - 1962. -296 с.

20. Девятков, В.П. Проблемы стратиграфии нижней и средней юры Западной Сибири / В.П. Девятков , А .М. Казаков, Г.В. Касаткина [и др] // Геология и геофизика – 1994. – № 12. – С . 3-17.

21. Елисеев, В.Г. Геологическое строение фундамента Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов / В.Г. Елисеев, И.И. Нестеров // Шаимский нефтеносный район. Труды ЗапСибНИГНИ , вып. 43. – Тюмень, 1971 , С. 25-33.

22. Елисеев В.Г. Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа / В.Г. Елисеев, И.И. Мизинов, И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский // Тр. ЗапСибНИГНИ , вып. 43, 1971в. – С. 371-384.

23. Елисеев, В.Г. Стратиграфия мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов / В.Г. Елисеев, И.И. Нестеров // Тр. ЗапСибНИГНИ, вып . 43, 1971в. – С . 41-131.

24. Карта тектонического районирования осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района // Годовой отчет Урайской комплексной геолого-тематической экспедиции. 1995.

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

26. Конторович, А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова [и др.] // Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 8, с. 972-1012

27. Муромцев, В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа // Л.: Недра, 1984. 260 с.

28. Мухер, А.Г. Особенности строения, корреляции и распространения верхнеюрско-нижнемеловых отложений в пределах юго-западной территории ХМАО / А.Г. Мухер, Д.Е. Заграновская, В.А. Совенко [и др.] // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии : Второе всероссийское совещание, Ярославль, 26–30 сентября 2007 года / Ярославский государственный педагогический университет им. К. Д. Ушинского. – Ярославль: Ярославский государственный педагогический университет им. К.Д. Ушинского, 2007. – С. 164-170. – EDN YJТОKL.

29. Нестеров, И.И. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинклизы / Г.К. Боярских, Г.Г. Бердинских, О.Н. Щербакова, под редакцией И.И. Нестерова // ЗапСибНИГНИ, 1990 г.

30. Прошляков, Б.К. Литология: Учеб. для вузов. / Б.К. Прошляков, В.Г. Кузнецов // – М.: Недра, 1991. – 444 с.

31. Прошляков, Б.К. Литология и литолого-фациальный анализ. / Б.К. Прошляков, В.Г. Кузнецов // – М.: Недра, 1981. – 284 с.

32. Рединг, Х.Г., Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. I: Пер. с англ./ Х. Г. Рединг, Дж. Д. Коллинсон, Ф. А. Аллен [и др.] Под ред. Х. Рединга. // – М.: Мир, 1990. – 352 с., ил.

33. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г : объясн. зап.. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004. – 113 с. – EDN QKFMVF.

34. Розенблатт, Ф. Принципы нейродинамики. Перцептроны и теория механизмов мозга. Перевод с английского. – Издательство «Мир»: М., 1965, 480 с.

35. Рудкевич, М.Я. О природе нефтяных месторождений Шаимского района в связи с изучением коллекторов-резервуаров / М.Я. Рудкевич, С.И. Шишигин // Геология нефти и газа. – № 7. – 1965, С.17-21.

36. Савенко, В.А. Структурно-палеогеографические особенности средне-верхнеюрских продуктивных горизонтов Шаимского нефтегазоносного района и

прилегающих территорий Западной Сибири / В. А. Савенко, В. П. Алексеев, Э. О. Амон // Труды Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого. – 2009. – № 156. – С. 81-85. – EDN KYVKFT.

37. Сайпушева, Л.Н. Вещественный состав и строение доюрских образований Шаимского нефтегазоносного района в связи с перспективами нефтегазоносности: Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.06. – Москва, 2003 – 236 с.

38. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024680759 Российская Федерация. Модуль оценки гидродинамической связи скважин по промысловым данным: № 2024669362 : заявл. 19.08.2024 : опубл. 03.09.2024; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN XIOYEV.

39. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024667218 Российская Федерация. Оптимизация работы с базами данных геофизических исследований скважин : № 2024664928 : заявл. 28.06.2024 : опубл. 22.07.2024; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN MTQYMM.

40. Сергеева, Э.И. Эпигенез осадочных пород: Учеб. пособие. – СПб.: Изд-во С.-Петерб. ун-та, 2004. — 152 с.

41. Складов, Е. В. Интерпретация геохимических данных: Учеб. пособие / Е.В. Складов [и др.]; Под ред. Е. В. Складова. // – М: Интернет Инжиниринг, 2001 – 288 с.: ил.

42. Судиков, В.А. Локализация и разработка остаточных запасов нефти с использованием геохимических исследований на основе нейросетевых алгоритмов / Судиков В.А., Сафуанов Р.И., Козлов А.Н., Порываев Т.М., Заикин А.А., Зинюков Р.А., Лутфуллин А.А., Фархутдинов И.З., Туляков И.З. // Георесурсы. 2022;24(4):50-64. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.4>

43. Хэллем, Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность: Пер. с англ. – М.: Мир, 1983. – 328 с., ил.

44. Шарафутдинов, А.Р. Актуализация структурной модели месторождения на основе атрибутного анализа данных сейсморазведочных работ / Д.Д. Габидуллин, А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров // Tatarstan UpExPro 2024 : Сборник научных трудов VII Международной молодежной научной конференции, Казань, 11–14 апреля 2024 года. – Новокузнецк: Издательство "Знание-М", 2024. – С. 9-12. – EDN IMEOZO.

45. Шарафутдинов, А.Р. Влияние литолого-фациального строения на выработку запасов нефти тюменских отложений / Л.Т. Акерова, А.Р. Шарафутдинов, Н.В. Шабрин // Сборник материалов конференций 75-й Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ г. Уфа, 2024. – Т.1. – С. 29.

46. Шарафутдинов, А.Р. Влияние технологических факторов на выработку запасов на примере месторождения Шаимского региона / Н.В. Шабрин, В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов // Сборник материалов конференции XVI Международная научно-практическая конференция молодых ученых Актуальные проблемы науки и техники — 2023. Том 1. г. Уфа, 2023. С. 119-120.

47. Шарафутдинов, А.Р. Выделение литолого-фациальных особенностей отложений на основе методов машинного обучения / О.А. Залевский, А.Р. Шарафутдинов, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 6. – С. 16-25. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-6-16-25. – EDN FBOKTG

48. Шарафутдинов, А.Р. Геологическое моделирование месторождения нефти со сложным геологическим строением / Н.В. Шабрин, В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов, Р.В. Климин // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2024. – № 3(36). – С. 66-76. – DOI 10.24412/2949-4052-2024-3-66-76. – EDN VFJIUR.

49. Шарафутдинов, А.Р. Геометризация геологических тел продуктивных отложений северо-восточной части ШНГР / А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров, Н.В. Шабрин, В.М. Чиликин // Сборник материалов конференции Международная научно-практическая конференция, посвященная 75-летию горно-нефтяного

факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича. УГНТУ, г. Уфа, 2023. – С. 210-211.

50. Шарафутдинов, А.Р. Детализация представлений о геологическом строении терригенных отложений на основе результатов комплексного литолого-фациального анализа / А.Р. Шарафутдинов, Ш.Х. Султанов, Р.У. Рабаев, А.М. Маляренко, Ж.Т. Кенжегалиева // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 15-26. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-15-26

51. Шарафутдинов, А.Р. Детализация разреза продуктивных отложений абалакской свиты на основании литолого-фациальных характеристик пород и данных сейсморазведки / В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов // Сборник научных трудов по материалам VI Международной молодежной научной конференции г. Казань, 2022. – С. 50-52.

52. Шарафутдинов, А.Р. Детализация структурного каркаса модели месторождения на основе атрибутного анализа данных сейсморазведочных работ / Д.Д. Габидуллин, А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров // Сборник материалов конференций 75-й Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ г. Уфа, 2024. – Т.1. – С. 31

53. Шарафутдинов, А.Р. К вопросу о выделении залежей углеводородов коры выветривания / Н.В. Шабрин, А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров // Сборник материалов конференции Международная научно-практическая конференция, посвященная 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича. УГНТУ, г. Уфа, 2023. – С. 209-210.

54. Шарафутдинов, А.Р. Комплексное изучение зон деструкций, выделенных методами сейсморазведки / В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов, Я.Р. Шакирова // Сборник научных трудов по материалам VI Международной молодежной научной конференции г. Казань, 2022. – С. 47-49.

55. Шарафутдинов, А.Р. Комплексный подход к изучению особенностей осадконакопления продуктивных отложений / А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров, Н.В. Шабрин, Е.Н. Аюпова // Сборник материалов конференции

XVII Международная научно-практическая конференция молодых ученых Актуальные проблемы науки и техники — 2024. Том 1. г. Уфа, 2024. С. 26-28.

56. Шарафутдинов, А.Р. Критерии поиска новых залежей нефти в коре выветривания доюрского фундамента Шаимского НГР / Н.В. Шабрин, А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров, М.Ю. Котенев, Р.В. Климин // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2023. – № 32. – С. 52-67. – DOI 10.24412/2949-4052-2023-3-52-67. – EDN RTWOBF.

57. Шарафутдинов, А.Р. Литолого-фациальная модель месторождения Шаимского нефтегазоносного района / В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов // Сборник материалов конференций 73-й Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ г. Уфа, 2022. – Т.1. – С. 81.

58. Шарафутдинов, А.Р. Научно-практические подходы выделения перспективных участков залежи на поздней стадии разработки / А. В. Насыбуллин, Ш. Х. Султанов, А. А. Махмутов, А.В. Чибисов, А.Р. Шарафутдинов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 508-511. – EDN CJWRHI.

59. Шарафутдинов, А.Р. Обоснование разломно-блокового строения месторождения Шаимского мегавала / В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов, В.М. Чиликин // Сборник материалов конференции Международная научно-практическая конференция, посвященная 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича. УГНТУ, г. Уфа, 2023. – С. 213-215.

60. Шарафутдинов, А.Р. Образование трещиноватых коллекторов, генетически связанных с тектоническими нарушениями / В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов, Н.В. Шабрин // Сборник материалов конференции XVI Международная научно-практическая конференция молодых ученых Актуальные проблемы науки и техники — 2023. Том 1. г. Уфа, 2023. С. 97-100.

61. Шарафутдинов, А.Р. Особенности выработки запасов нефти юрско-нижнемеловых отложений на основании уточнения литолого-фациального строения месторождения / С.В. Арефьев, В.В. Никифоров, Ю.А. Котенев, Н.В. Шабрин, А.Р. Шарафутдинов // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 26-31. – EDN ULZUHW.

62. Шарафутдинов, А.Р. Особенности геологического строения и нефтеносность отложений тюменской свиты / Ю.В. Романец, А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров // Сборник материалов конференций 75-й Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ г. Уфа, 2024. – Т.1. – С. 41.

63. Шарафутдинов, А.Р. Особенности условий обстановок осадконакопления северо-восточной части Шаимского нефтегазоносного района / А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров, Н.В. Шабрин // Сборник материалов конференции XVI Международная научно-практическая конференция молодых ученых Актуальные проблемы науки и техники — 2023. Том 1. г. Уфа, 2023. С. 120-122.

64. Шарафутдинов, А.Р. Подбор эффективных геолого-технических мероприятий с учетом литолого-фациальных особенностей осадконакопления продуктивных отложений / В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов, Н.В. Шабрин, Е.М. Махныткин, А.С. Шабутдинов // Сборник трудов Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, УГНТУ в г. Октябрьском, 2022. – С. 191-195.

65. Шарафутдинов, А.Р. Применение алгоритмов машинного обучения в целях детализации геологического строения продуктивных отложений / А.Р. Шарафутдинов, Ш. Х. Султанов, В. М. Чиликин // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 1. – С. 86-89. – EDN MCRDVS.

66. Шарафутдинов, А.Р. Применение атрибутивного анализа данных сейсморазведочных работ для поиска ловушек литологического типа / А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров, Н.В. Шабрин // Сборник материалов конференции Международная научно-практическая конференция, посвященная

75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича. УГНТУ, г. Уфа, 2023. – С. 215-216.

67. Шарафутдинов, А.Р. Расчленение и корреляция юрских отложений северо-восточной части Шаимского нефтегазоносного района / А.Р. Шарафутдинов, Е.М. Махныткин, А.Н. Халиков, Н.В. Шабрин // Сборник материалов конференций 74-й Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ г. Уфа, 2023. – Т.1. – С. 64.

68. Шарафутдинов, А.Р. Уточнение литолого-фациального строения юрско-нижнемеловых отложений на основе спектральной декомпозиции / В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов, Н.В. Шабрин, А.В. Чибисов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2024. – № 2(35). – С. 49-65. – DOI 10.24412/2949-4052-2024-2-49-65. – EDN AGAJRZ.

69. Шарафутдинов, А.Р. Уточнение литолого-фациального строения юрско-нижнемеловых отложений на основе спектральной декомпозиции / В.В. Никифоров, А.Р. Шарафутдинов, Н.В. Шабрин, А.В. Чибисов // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2024. – Т. 52, № 3(115). – С. 52-62. – DOI 10.24412/1728-5283-2024-3-52-62. – EDN DWLOYG.

70. Шарафутдинов, А.Р. Условия и причины образования зон остаточных запасов нефти в неоднородных юрских коллекторах Шаимского нефтегазового района / О.А. Залевский, Ю.А. Котенев, Н.В. Шабрин, А.Р. Шарафутдинов, В.В. Никифоров // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2025. – Т. 54, № 1(117). – С. 16-24. – DOI 10.24412/1728-5283-2025-1-16-24. – EDN UHVCI.

71. Шпильман, В.И. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты / Н.И. Замановский, Л.Л. Подсосова под редакцией В.И. Шпильмана // ГУП ХМАО ЦРН, 1998 г.

72. Юдович, Я.Э. Основы литохимии / Я. Э. Юдович, М. П. Кетрнс // – СПб.: Наука, 2000. 479 с. 102 ил.

73. Abdelwahhab, M. Geophysical 3D-static reservoir and basin modeling of a Jurassic estuarine system (JG-Oilfield, Abu Gharadig basin, Egypt) / M. Abdelwahhab,

A. Radwan, H. Mahmoud, A. Mansour // Journal of Asian Earth Sciences, Vol 225, 105067, 2022, DOI:10.1016/j.jseaes.2021.105067

74. Adepehin, E. Poro-perm evolution in Oligo-Miocene coastal sandstones: Constraining the relative influence of sedimentary facies, mineralogy, and diagenesis on analogue reservoir quality of the Nyalau Formation, Borneo / E. Adepehin, O. Bankole, M. Arifin, // Marine and Petroleum Geology, 193, 105589, 2022. DOI:10.1016/j.marpetgeo.2022.105589

75. Bai, C. Characterization of lithofacies in shale oil reservoirs of a lacustrine basin in eastern China: Implications for oil accumulation. / C.Bai, B.Yu, S.Han, Z.Shen // Journal of Petroleum Science and Engineering, 195, 107907. DOI:10.1016/j.petrol.2020.107907

76. Bian, C. Lithofacies Characteristics and Their Effects on Shale Oil Enrichment: A Case Study from Shahejie Formation of the Qibei Sag, Bohai Bay Basin, China. / C.Bian, B.Guo, X.Pu, X.Zeng, W.Liu, Y.Li, K.Zhou, Q.Tian// Energies. DOI:10.3390/en16052107

77. Breiman, L. Bagging predictors / L. Breiman // Machine Learning, 24(2), pp 123–140. doi:10.1007/bf00058655

78. Busch, J.M. Determination of Lithology From Well Logs by Statistical Analysis. / J.M. Busch, W.G Fortney., L.N. Berry // Spe Formation Evaluation 2 – 1987. pp. 412-418.

79. Dickey, P. Facies Control of Oil Occurrence / P. Dickey, R. Rohn // AAPG Bulletin, 39, 1955, pp. 2306-2320. DOI:10.1306/5CEAE2CB-16BB-11D7-8645000102C1865D

80. Dongling, X.. Quality characterization of tight sandstone reservoirs in the Yanchang Formation of the Honghe oilfield, Ordos Basin, central China / X. Dongling, W. Yue, Z. Min, X. Dongdong, P. Wen // Energy Geoscience, Vol 3 (4), 2022, pp. 444-452 DOI:10.1016/J.ENGEOS.2021.07.001

81. Doveton, J. Principles of Mathematical Petrophysics // Oxford University Press, 2014, p. 272. DOI 10.1093/oso/9780199978045.001.0001.

82. Fallah-Bagdash, R. Reservoir quality drivers in the Oligo-Miocene Asmari Formation, Dezful Embayment, Iran: facies, diagenesis, and tectonic controls / R. Fallah-Bagdash, A. Bayet-Goll, A. Omidpour, U. Kakemem // *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 173, 107279, 2025 DOI:10.1016/j.marpetgeo.2024.107279

83. Fisher, R. A. The use of multiple measurements in taxonomic problems. *Annals of Eugenics*, 7(2), 1936, pp. 179–188. DOI:10.1111/j.1469-1809.1936.tb02137.x

84. Freund, Y. Experiments with a new boosting algorithm / Y. Freund, R.E. Schapire // Morgan Kaufmann Publishers Inc. 1996, pp. 148–156. ISBN 978-1558604193.

85. Gomes, J. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. / J. Gomes, R. Bunevich, L. Tedeschi, M. Tucker & F. Whitaker // *Marine and Petroleum Geology*, 113 (3) 104176. DOI 10.1016/j.marpetgeo.2019.104176

86. Hall, B. (2016). Facies classification using machine learning. *The Leading Edge*. 35, 2016, pp. 906-909. DOI 10.1190/tle35100906.1.

87. Harnois, L. The CIW index: A new chemical index of weathering / L. Harnois // *Sedimentary Geology*. – 1988. – Vol. 55, № 3–4. – P. 319-322.

88. Kenneth, E. Programming Language / E. Kenneth, A. Iverson. // – The University of California: Wiley, 1962. — 286 p.

89. Lai, J. Qualitative and quantitative prediction of diagenetic facies via well logs. / J. Lai, , X. Fan, B. Liu, X. Pang, S. Zhu, W. Xie, G. Wang // *Marine and Petroleum Geology*, 120, 104486, 2020. DOI:10.1016/j.marpetgeo.2020.104486

90. Li, S. Applications of deep convolutional neural networks in prospecting prediction based on two-dimensional geological big data / S. Li, J. Chen, J. Xiang // *Neural Comput & Applic* 32, 2020, pp. 2037–2053. DOI: 10.1007/s00521-019-04341-3

91. Li, W. Shale oil in saline lacustrine systems: A perspective of complex lithologies of fine-grained rocks. / W.Li, J.Cao, C.Shi, T.Xu, Z.Hong'an, Y.Zhang // *Marine and Petroleum Geology*. DOI:10.1016/j.marpetgeo.2020.104351

92. Li, Y. Quantitative identification of diagenetic facies and controls on reservoir quality for tight sandstones: A case study of the Triassic Chang 9 oil layer, Zhenjing area,

Ordos Basin / Y. Li, X. Chang, W. Yin, G. Wang, J. Zhang, B. Shi, J. Zhang, L. Mao // Marine and Petroleum Geology, 102, 2019, pp. 680-694
DOI:10.1016/j.marpetgeo.2019.01.025

93. Obafemi, S. 3D facies and reservoir property prediction of deepwater turbidite sands; case study of an offshore Niger delta field / S.Obafemi, K.Oyedele, T.Omeru, S.Bankole, A.Opatola, O.Pat-Nebe, R.Akinwale, J.Ademilola, R.Adebayo, A.Victor // Journal of African Earth Sciences, Vol 194, 104633, 2022, DOI:10.1016/j.jafrearsci.2022.104633

94. Parzen, E. On Estimation of a Probability Density Function and Mode / E.Parzen // The Annals of Mathematical Statistics, 33(3), 1962, 1065–1076. doi:10.1214/aoms/1177704472

95. Qiao, J. Impacts of sedimentology and diagenesis on pore structure and reservoir quality in tight oil sandstone reservoirs: Implications for macroscopic and microscopic heterogeneities / J. Qiao, J. Zeng, S. Jiang, Y. Wang // Marine and Petroleum Geology, 111, 2020, pp. 279-300. DOI:10.1016/J.MARPETGEO.2019.08.008

96. Reading, H.G. Clastic coasts. Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy / H.G. Reading, , J.D. Collinson // Oxford, UK, Blackwell Publishing, 1996.

97. Selley, R. Sediment studies // Nature – 1980. – № 284. C. 581-582. DOI 10.1038/284581b0.

98. Serra, O. Sedimentary environments from wireline logs. Schlumberger Limited – 1985. p 211

99. Sharafutdinov, A.R. Influence of facies and tectonic structure on the reservoir properties distribution / V. V. Nikiforov, Sh. H. Sultanov, Yu. A. Kotenev, N. V. Shabrin, A. R. Sharafutdinov // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 7-13.

100. Sharafutdinov, A.R. Refinement of the Geological and Hydrodynamic Model of Productive Deposits Based on the Interpretation of Seismic Survey Data / S.K. Sultanov, A.R. Sharafutdinov, V.V. Nikiforov, N.V. Shabrin// Technological Horizons of Decarbonization Based on Environmental Innovations. Advances in Science,

Technology & Innovation. Springer, Cham. 2025. pp. 65-68. DOI: 10.1007/978-3-031-82210-0_11

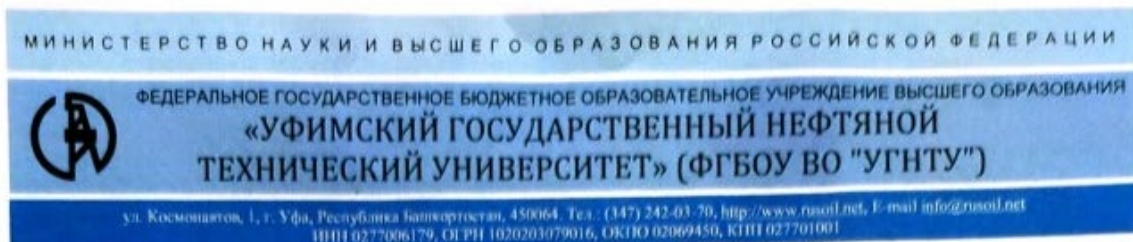
101. Sharafutdinov, A.R. Geological and Technological Factors of Premature Well Watering During the Initial Stages of Field Development / V.V.Nikiforov, Y.A.Kotenev, , A.R. Sharafutdinov, N.V. Shabrin, A.V. Chibisov// Technological Horizons of Decarbonization Based on Environmental Innovations. Advances in Science, Technology & Innovation. Springer, Cham. 2025. pp. 277-280. DOI: 10.1007/978-3-031-82210-0_46

102. Silva, A., Neural network computing for lithology prediction of carbonate-siliciclastic rocks using elastic, mineralogical and petrographic properties / A. Silva, I.L. Neto, A. Carrasquilla, R. Misságia, M. Ceia, and N. Archilha // 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013, pp. 1055–1058.

103. Su, S. Effect of lithofacies on shale reservoir and hydrocarbon bearing capacity in the Shahejie Formation, Zhanhua Sag, eastern China / S. Su, Z. Jiang, X. Shan, C. Ning, Y. Zhu, X. Wang, Z. Li, R. Zhu// Journal of Petroleum Science and Engineering. DOI:10.1016/J.PETROL.2018.11.048

104. Wang, Y. Coupling of Paleosedimentary Environment and Lithofacies: Implications for Shale Oil Enrichment in the Lianggaoshan Formation, Northeastern Sichuan Basin, China / Y.Wang, C.Mao, X.Duan // ACS Omega, 9, pp. 28237 - 28252. DOI:10.1021/acsomega.4c01542

105. Zhang, L. Machine Learning in Rock Facies Classification: An Application of XGBoost, / L. Zhang, Ch. Zhan // International Geophysical Conference, Qingdao, China, 17-20 April 2017, pp. 1371–1374. DOI:10.1190/IGC2017-351



24.03.2023 № 044-12/24
 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 Айдару Рафисовичу о том, что материалы диссертационной работы А.Р. Шарафутдинова на тему «Особенности осадконакопления отложений тюменской свиты на основе результатов литолого-фациального анализа и методов машинного обучения» используются при проведении лабораторных и практических занятий по дисциплинам «Нефтегазопромысловая геология», «Системный анализ разработки нефтяных и газовых месторождений», «Основы геологического моделирования», а также в курсовом и дипломном проектировании студентами горно-нефтяного факультета, обучающихся по специальностям 21.05.02 – «Прикладная геология» специализация «Геология нефти и газа»; 05.03.01 – «Геология» специализация «Геология», «Нефтегазовая геология и геофизика»; 21.05.03 – «Технология геологической разведки» специализация «Геофизические методы исследования скважин».

Проректор по научной и инновационной работе
 кандидат технических наук



Д.А. Гулин