

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Синица Никита Вадимович



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОНЫ КОНТАКТА
ПАЛЕОЗОЙСКИХ И МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ
ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

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 геолого-минералогических наук, доцент
Прищепа О.М.

Санкт-Петербург – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ	10
1.1 Проблема нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.....	10
1.2 Выводы по главе 1	26
ГЛАВА 2 ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ .	28
2.1 Методика определения закономерностей формирования емкостного потенциала палеозойских отложений	30
2.2 Методика изучения нефти и газового конденсата палеозойских и мезозойских залежей	31
2.3 Выводы по главе 2.....	34
ГЛАВА 3 ФОРМИРОВАНИЕ АККУМУЛЯЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА ОТЛОЖЕНИЙ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА	35
3.1 Геологическая и стратиграфическая изученность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений района работ	35
3.2 Закономерности формирования зон улучшенных коллекторов по данным литохимического анализа.....	41
3.3 Выводы по главе 3.....	67
ГЛАВА 4 ФОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ЗОНЫ КОНТАКТА ПАЛЕОЗОЙСКИХ И МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА.....	70
4.1 Фациальная принадлежность органического вещества и углеводородных флюидов залежей зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений	70

4.2 Кинетическое моделирование фазовых переходов и условий сохранности жидкой фазы углеводородных флюидов	83
4.3 Выводы по главе 4.....	86
ГЛАВА 5 ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА.....	89
5.1 Критерии нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.....	89
5.2 Геолого-генетическая модель формирования залежей углеводородов.....	97
5.3 Перспективы нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.....	104
5.4 Выводы по главе 5.....	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	112
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	113
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	126
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт внедрения результатов диссертационного исследования	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Физико-химические свойства нефти и газового конденсата Урманского нефтегазоконденсатного месторождения	134
ПРИЛОЖЕНИЕ В Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа нефти и газового конденсата Урманского и Арчинского нефтегазоконденсатных месторождений.....	135

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Проблема нефтегазоносности доюрского комплекса (ДЮК) Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) на протяжении многих лет обсуждается специалистами, высоко оценивающими потенциал выявления новых скоплений нефти и газа в подобных отложениях.

В современных условиях высокой выработанности запасов нефти в регионах ее интенсивной добычи в РФ, важнейшим остается Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ), где широко развиты малоизученные, сложнопостроенные нефтегазовые объекты, приуроченные к толщам, которым свойственно неравномерное распространение по площади, неоднородное распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и невыдержанный характер заполнения ловушек. К таким относятся отложения ДЮК, залегающие в основании осадочного чехла Западно-Сибирского НГБ.

Диссертационное исследование направлено на выявление условий формирования и прогноз нефтегазоносности в пределах горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западно-Сибирского НГБ. Работа вносит вклад в тему оценки перспектив нефтегазоносности нетрадиционных объектов, локализующихся в отложениях доюрского основания Западно-Сибирского НГБ.

Степень разработанности темы исследования

Серия геологических открытий последних лет в юго-восточной части Западно-Сибирского НГБ подтверждает важность выбора такого направления геологоразведочных работ (ГРР).

Проблеме нефтегазоносности ДЮК Западно-Сибирского НГБ посвящены научные труды А.Э. Конторовича, Ю.В. Ростовцевой, Е.А. Костыревой, Н.П. Запивалова, В.С. Вышемирского, В.А. Успенского, А.Н. Фомина, В.Л. Шустера и других. Однако низкие эффективность и успешность ГРР, направленных на оценку нефтегазоносности ДЮК, свидетельствует о сложности изучаемых объектов и большом количестве нерешенных проблем. К числу таких можно отнести вопросы условий образования и сохранения коллекторов в зоне

выветривания, влияния степени преобразованности горных пород (химическое выветривание, карст, выщелачивание) на распределение ФЕС, влияния структурно-формационных неоднородностей на формирование коллекторов в горизонтах зоны контакта палеозойских и мезозойских образований, источников и условий формирования залежей углеводородов в них.

Объектом исследования являются признаки нефтегазоносности, нефтегазопроявления и скопления углеводородов в отложениях пластов М-М₁ доюрского основания и пластов Ю₁₄₋₁₅ раннеюрского возраста в пределах юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Предмет исследования – закономерности распределения и факторы контроля нефтегазопоявлений и залежей углеводородов в горизонтах зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.

Идея работы заключается в выявлении условий формирования скоплений нефти и газа в отложениях горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского НГБ.

Цель работы – оценка перспектив нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских (доюрский комплекс) и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского НГБ.

Задачи исследования

1. Выявление геологических критериев формирования неоднородностей ФЕС и закономерностей их распределения пород в горизонтах зоны контакта палеозойских (доюрский комплекс) и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского НГБ.

2. Выявление закономерных связей между коллекторскими свойствами горных пород и их составом, отображающимся в литохимических модулях и индикаторах, характеризующих степень их преобразованности в условиях выветривания.

3. Установление генетических маркеров углеводородов пластов М-М₁ и Ю₁₄₋₁₅ зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Урманно-Арчинской группы месторождений, характеризующих связи с возможными источниками УВ.

Научная новизна работы:

1. Установлена зависимость объемной плотности и открытой пористости горных пород от степени их преобразованности, фиксируемой в химическом составе продуктов выветривания и литохимических индикаторах.
2. Выделены три генетических типа углеводородов в пределах горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.
3. Разработана геолого-генетическая модель формирования скоплений УВ в горизонтах зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.

Соответствие паспорту специальности

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по пунктам 1 и 2.

Теоретическая и практическая значимость работы:

Выявлены критерии нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского НГБ, на основе которых разработана геолого-генетическая модель условий формирования скоплений УВ в горизонтах зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений. Использование модели позволяет выполнить оценку аккумуляционных возможностей зон нефтегазонакопления и сделать более обоснованный прогноз нефтегазоносности. Установленные зависимости объемной плотности и открытой пористости горных пород от степени их преобразованности, фиксируемой с применением литохимических индикаторов модулей, позволяют качественно оценить емкостную характеристику породы-коллектора с применением рентгенофлуоресцентного анализа (РФА) очищенного бурового шлама в условиях малой представительности кернового материала. Разработанный алгоритм использован ООО «ИНГЕОСЕРВИС» при осуществлении оценки емкостной характеристики отложений доюрского комплекса (акт внедрения от 17.10.2024, приложение А).

Методология и методы исследования

Фактическим материалом для проведения исследования являются пробы нефти и газового конденсата, отобранные в пределах исследуемой площади. В основе исследования также лежат фондовые данные о результатах проведения рентгенофлуоресцентного и рентгено-структурного анализов бурового шлама и керна скважин с общей проходкой в интервале горизонтов зоны контакта свыше 600 метров.

Изучение молекулярного состава проб нефти и газового конденсата из отложений горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений проводилось при помощи хромато-масс-спектрометрического анализа, выполненного с применением установок газового хроматографа Agilent 7890B, хромато-масс-спектрометров 7000D Triple Quad и Shimadzu GCMS-QP2010 SE (Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II).

Анализ фондовых данных о результатах РФА керна и бурового шлама проводился с использованием элементов литохимического анализа с определением основных модулей и индикаторов и дальнейшим определением силы и направленности их корреляционной связи с ФЕС пород-коллекторов.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Использование литохимических индикаторов и модулей, коррелирующихся с открытой пористостью и объемной плотностью горных пород, позволяет повысить достоверность оценки их гипергенной преобразованности в зоне контакта палеозойских и мезозойских отложений, определяющей улучшение коллекторского потенциала.

2. Реконструкция условий образования скоплений нефти и газа в пределах зоны контакта позволила выделить три генетических типа УВ флюидов, обусловленных дальностью миграции от разных очагов генерации: доюрского (палеозойского?) и нижнеюрского (тогурская свита аргиллитов) с их смешением преимущественно за счет латеральной восходящей миграции.

3. Формирование зон аккумуляции углеводородов в пределах участков улучшенных коллекторских свойств на контакте палеозойских и мезозойских

отложений определяется особенностями облекания эрозионных карбонатных выступов отложениями раннеюрского возраста и расположением локальных очагов генерации в доюрском комплексе.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена наличием фактического материала для проведения лабораторных исследований флюидов (нефти и газового конденсата); использованием полученных в аккредитованных лабораториях аналитических данных; применением современных технологий обработки и интерпретации данных лабораторных исследований.

Апробация результатов. Основные положения и результаты работы докладывались на российских и международных конференциях и семинарах, в том числе: Всероссийская междисциплинарная молодежная научная конференция «Азимут Геонаук» (г. Томск, декабрь 2022); XXVII Международная научная конференция студентов и молодых исследователей «Perfect education - the key to success in oil Production» (г. Баку, апрель 2023); Международная научно-практическая конференция «Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях» (г. Казань, сентябрь 2023), Международная научно-практическая конференция «Современные вызовы и пути решения приоритетных задач по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородов» (г. Казань, август 2024).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач диссертационного исследования; выполнении обработки результатов лабораторных экспериментов по определению молекулярного состава УВ залежей палеозойских и мезозойских отложений, обработке результатов лабораторных исследований керн и бурового шлама, выделении критериев нефтегазоносности и разработке геолого-генетической модели формирования нефтегазоносности на их основе.

Публикации. Результаты диссертационного исследования освещены автором в 6 печатных работах (пункты списка литературы № 65, 67, 78, 79, 100, 101), в том числе в 4 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты

диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание учёной степени доктора наук (далее – перечень ВАК), в 2 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus.

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, пяти глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 104 наименования, списка иллюстративного материала и 3 приложений. Диссертация изложена на 138 страницах машинописного текста, содержит 56 рисунков и 22 таблицы.

Благодарности. Автор выражает благодарность научному руководителю доктору геолого-минералогических наук О.М. Прищепе, коллективу кафедры геологии нефти и газа, доктору химических наук В.Г. Поварову за оказанную поддержку в проведении экспериментов. Автор признателен доктору геолого-минералогических наук В.Н. Бородину за консультации и поддержку в написании диссертационной работы.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ

1.1 Проблема нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

В современных условиях выработанности активных запасов старых, эксплуатирующихся десятилетиями месторождений углеводородного сырья (УВС) возникает необходимость в поиске новых перспективных направлений восполнения ресурсно-сырьевой базы. Решение подобной задачи предусматривает проведение наукоемких исследований в области геологии нетрадиционных, ранее не рассматриваемых структур в виду их сложного геологического строения, малой изученности и отсутствия фундаментальных представлений о формировании их нефтегазоносности [3, 41, 66].

Выделяется ряд перспективных направлений проведения геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ, среди которых, безусловно, отмечаются проекты изучения нефтегазоносности арктического шельфа, клиноформных структур ачимовского типа, отложений типа «рябчик» [17, 41, 66]. Однако, последние успехи практической и теоретической нефтегазовой геологии, свидетельствуют о становлении нового вектора проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, который связан с изучением перспектив нефтегазоносности более древних, глубокозалегающих комплексов, слагающих отложения промежуточного структурного этажа и основания осадочных бассейнов [34, 68, 69, 87, 100].

Так, в мире открыто свыше 400 месторождений углеводородного сырья в отложениях кристаллического фундамента, основания осадочных бассейнов и базальных горизонтов (Рисунок 1.1.1.) [98].

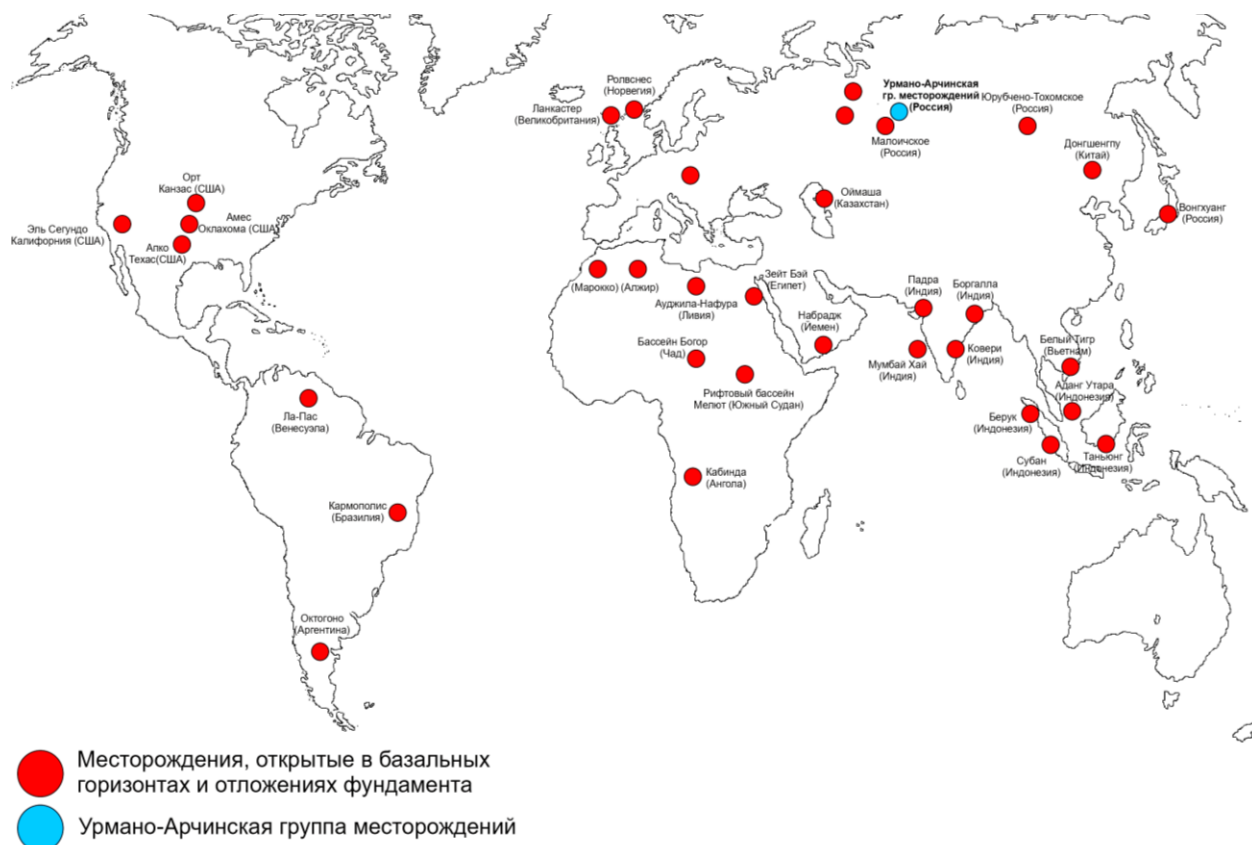


Рисунок 1.1.1 – Локализация месторождений в отложениях основания осадочных бассейнов по миру [97 с дополнением автора]

На территории Российской Федерации так же сосредоточены залежи УВС, локализованные в нижних структурных этажах осадочных бассейнов. Исследователи [34, 68, 69, 87] выделяют подобные объекты в самостоятельный нефтегазоносный комплекс, требующий специфических подходов к оценке его потенциала и проведению геологоразведочных работ на нефть и газ.

Преимущественно залежи нефти и газа в отложениях базальных комплексов и основания осадочных бассейнов в пределах РФ расположены на территории Западно-Сибирского и Лено-Тунгусского нефтегазоносных бассейнов (Рисунок 1.1.2).

Диссертационное исследование направлено на изучение нефтегазоносности отложений доюрского основания юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна.

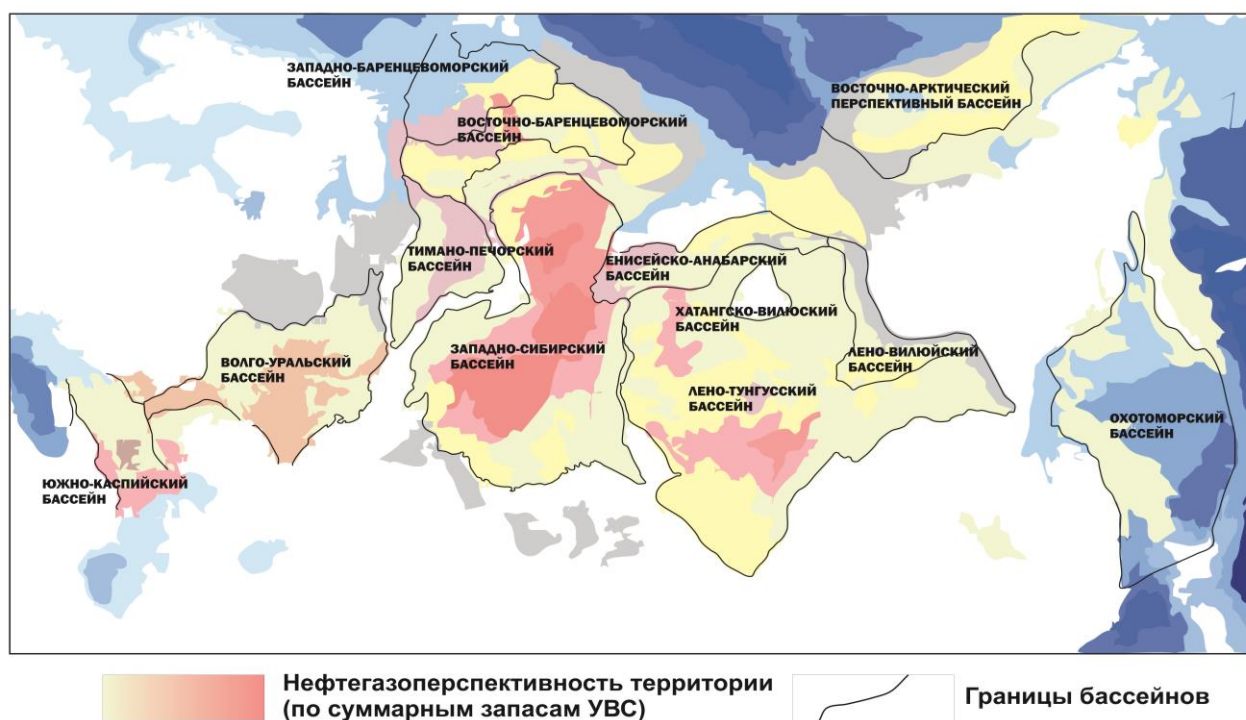


Рисунок 1.1.2 – Нефтегазогеологическое районирование территории Российской Федерации (по материалам ВСЕГЕИ, ВНИГНИ, Южморгеология, 2020)

Доказанная промышленная нефтегазоносность в пределах осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ) связана преимущественно с хорошо изученным нижнемеловым неокомским нефтегазоносным комплексом (НГК), а также юрскими НГК, нефтегазоносность которых связана с юрскими нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ) (Таблица 1.1.1) [61].

Таблица 1.1.1 – Стратиграфическая принадлежность основных нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [61]

Система	Отдел	Ярус	НГК	НГМТ
1	2	3	4	5
Меловая (К)	Нижний	Аптский (K _{1a})	Неокомский	Баженовская
		Готеривский (K _{1g})		
		Валанжинский (K _{1v})		
		Берриасский (K _{1b})		
Юрская (J)	Верхний	Оксфордский (J _{3o})	Малышевский	Васюганская
	Средний	Келловейский (J _{2k})		Тюменская
		Батский (J _{2bt})		

Продолжение таблицы 1.1.1

1	2	3	4	5
Юрская (J)	Средний	Байосский (J _{2b})	Вымский	
		Ааленский (J _{2a})		
	Нижний	Тоарский (J _{1t})	Надояхский	Пешковская
		Плинсбахский (J _{1p})	Шараповский	Тогурская
		Синемюрский (J _{1s})	Зимний	Урманская
		Геттангский (J _{1g})		
Каменноугольная (C)	Средний	Московский Башкирский	Доюрский	Источник собственно палеозойского возраста / Источники раннеюрского возраста
	Нижний	Серпуховский Визейский Турнейский		
Девонская (D)	Верхний	Фаменский Франский		
	Средний	Живетский Эйфельский		

Залежи, локализованные в этих отложениях, хорошо изучены и являются традиционными для добычи в регионе. Уменьшение объема активных запасов УВС в подобных отложениях, наряду с сокращением количества и ухудшения кондиционных параметров вновь открываемых залежей, приводит к необходимости изучения более древних отложений ЗСБ [78].

По наличию региональных геологических и сейсмических реперов с учетом условий формирования отложений осадочного чехла и подчехольных образований в геологическом разрезе исследуемого региона выделяется шесть НГК:

1. Доюрский комплекс (пласты М и М₁, палеозойские отложения);
2. Геттанг-раннетоарский комплекс (пласты Ю₁₆-Ю₁₇);
3. Позднетоар-ааленский комплекс (пласты Ю₁₁-Ю₁₅);
4. Байос-батский (пласты Ю₂-Ю₁₀);
5. Келловей-волжский (группа пластов Ю₁);
6. Меловой комплекс (пласты группы Б).

В ходе выполнения диссертационного исследования, направленного на изучение нефтегазоносности доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, в первую очередь был проведен анализ распределения фактической нефтегазоносности и приуроченности залежей нефти и газа к тектоническим структурам различного порядка.

Очередность проведения подобного рода анализа обусловлена, во-первых, неравномерным распределением фактической нефтегазоносности на территории бассейна, различной мощностью осадочного чехла и, как следствие, доступностью отложений ДЮК к изучению. Во-вторых, различием геодинамических обстановок территории бассейна в силу его размеров. Подобные обстановки определяют геологическую эволюцию и строение исследуемых площадей, влияют на морфологию образующихся ловушек нефти и газа, приуроченных к отложениям доюрского основания ЗСБ. Результаты данного анализа позволили наиболее полно отразить современное состояние фактической изученности отложений ДЮК в регионе, а также обусловили выбор площади для проведения научных исследований.

В отложениях доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, по данным 2019 года, открыто свыше 150 залежей с дифференциацией их, по убыванию количества, на нефтяные, нефтегазоконденсатные, газонефтяные, газоконденсатные, газовые (Таблица 1.1.2).

Таблица 1.1.2 – Численная оценка залежей углеводородов в отложениях палеозойского комплекса [78]

Количество залежей	Разрабатываемые	Разведываемые	Н	Г	ГН	ГК	НГК
176	124 (70%)	52 (30%)	91	4	16	6	59

С целью определения района работ и выбора целевой площади для изучения нефтегазоносности доюрского комплекса и дальнейшего проведения диссертационного исследования проведена оценка площадного распространения скоплений углеводородов с привязкой их к нефтегазоносным областям и конкретным геологическим структурам крупного порядка.

Такой подход также обеспечил обоснование площадного распространения залежей углеводородов в связи с их принадлежностью к конкретным геодинамическим обстановкам и возникающим в процессе их протекания тектоническим структурам (Таблица 1.1.3).

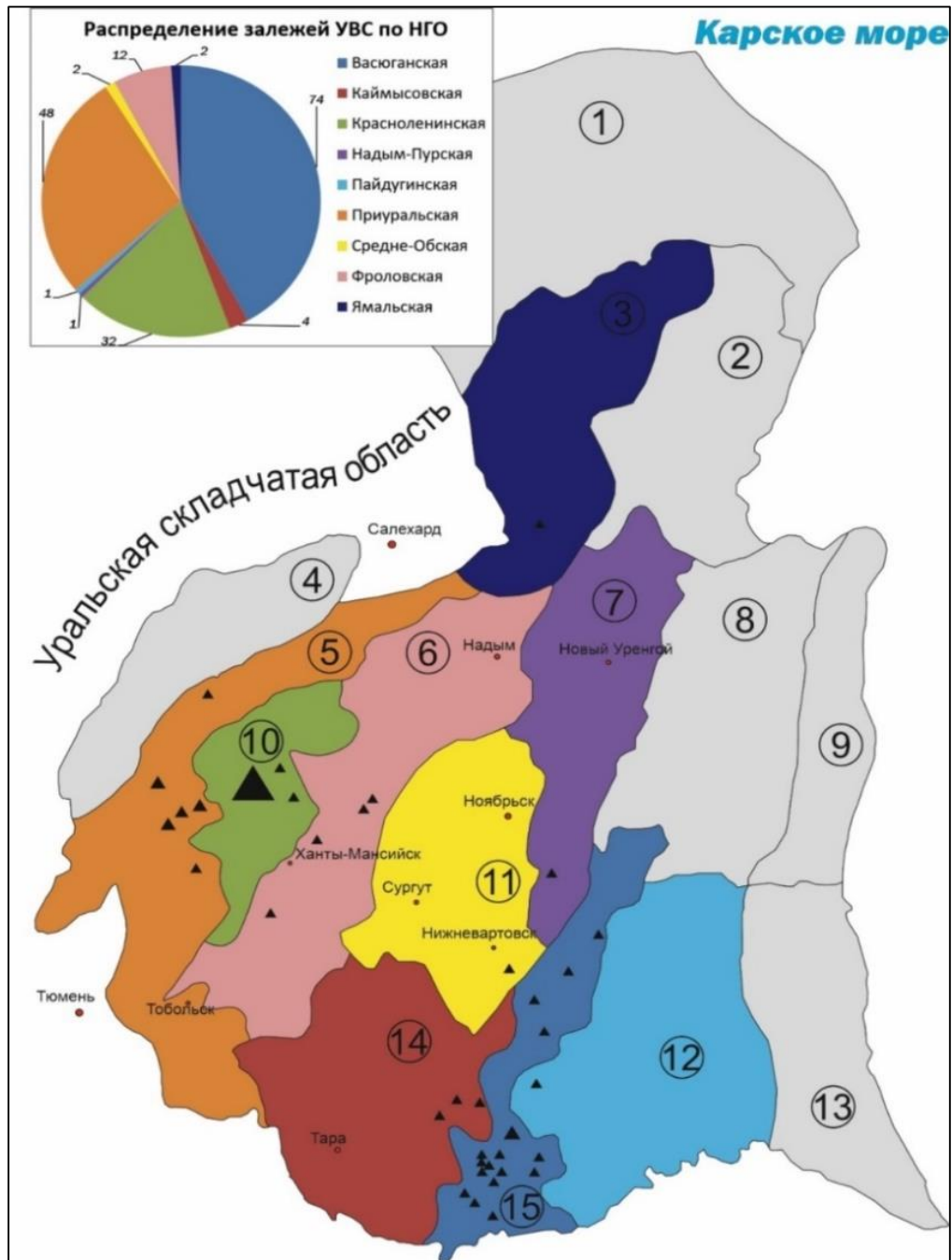
Таблица 1.1.3 – Структура запасов УВ в палеозойских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [78]

НГО	Кол-во залежей УВС, N	Запасы нефти, тыс. т Q_n	Запасы газа, млн. m^3 Q_g	Коэф. перспективности $Q_{млн. т. у. т.}$	N	Ср. глубина залегания, м	Кол-во залежей в разведке / %	Геодинамическая обстановка [по 25]
Васюганская	74	3403 9	59646	967,23		2855	13 / 17%	Сочленения плит герцинского и каледонского возрастов консолидации
Каймысовская	4	7675	6	1,80		3079	1 / 25%	
Надым-Пурская	1	н/д	13	~15,6		3667	0 / 0	
Ямальская	2	н/д	1511	~906,6		3028	1 / 50%	
Красноленинская	32	1948 9	37549	1408,08		2686	6 / 19%	
Пайдугинская	1	316	3501	4201,2		3066	1 / 100%	
Приуральская	48	1096 6	21357	533,92		1730	8 / 16%	
Фроловская	12	1790	490	49,00		3173	4 / 33%	
Средне-Обская	2	120	21	12,60		2695	0 / 0%	Межгорные прогибы позднего палеозоя

Таким образом, тектоническая приуроченность залежей УВ характеризуется локализацией объектов в пределах:

1. Сочленения плит герцинского и каледонского возрастов консолидации (Васюганская, Каймысовская, Надым-Пурская, Ямальская НГО, Красноленинская, Пайдугинская, Приуральская, Фроловская НГО).
2. Межгорных прогибов позднего палеозоя (Средне-Обская НГО).

Большая часть из открытых залежей углеводородов находится в Васюганской нефтегазоносной области, что обуславливается относительно меньшей мощностью осадочного чехла (до 3 км) в южной части бассейна (Рисунок 1.1.3).



Нефтегазоносные области (серым – залежи УВ в доюрском комплексе не выявлены): 1 – Южно-Карская, 2 – Гыданская, 3 – Ямальская, 4 – Восточно-Уральская, 5 – Приуральская, 6 – Фроловская, 7 – Надым-Пурская, 8 – Пур-Тазовская, 9 – Елогуй-Туруханская, 10 – Красноленинская, 11 – Средне-Обская, 12 – Пайдугинская, 13 – Предъенисейская, 14 – Каймысовская, 15 – Васюганская

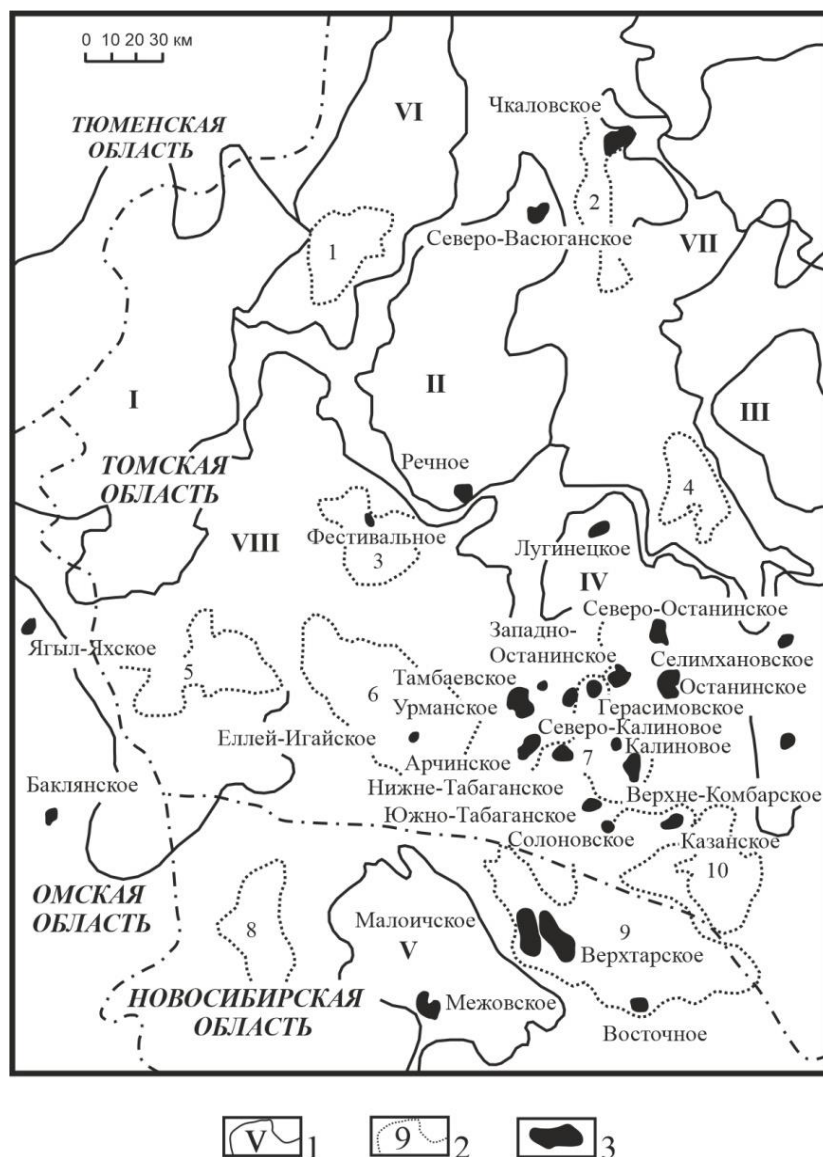
Рисунок 1.1.3 – Схема площадного распространения залежей углеводородов в отложениях доюрского основания ЗСБ [78]

Наиболее подходящим полигоном для проведения исследований в области нефтегазоносности доюрского комплекса является южная периферия ЗСБ. Это обусловлено меньшими толщинами осадочного чехла и, как следствие, сравнительно более высокой доступностью палеозойских отложений к изучению геофизическими методами, а также возможностью отбора каменного материала при бурении скважин. Васюганская НГО, расположенная в юго-восточной части бассейна, обладает одним из наиболее высоких соотношений объема запасов углеводородов к количеству открытых залежей в пределах Западно-Сибирского бассейна. Совокупность перечисленных факторов определяет Васюганскую НГО как наиболее перспективную для проведения исследований.

Опираясь на приведенные данные о локализации залежей углеводородов, их площадном распространении и приуроченности к тектоническим и геологическим структурам стоит определить основные перспективные направления и площади, представляющие научный интерес с точки зрения изучения фактической нефтегазоносности. Основными критериями выбора объекта изучения являются его изученность предшественниками, наличие геологических открытий (залежей углеводородного сырья) и их количество, глубина залегания продуктивных горизонтов, а также состояние балансовых запасов в пределах нефтегазоносной области.

В качестве основной площади выбрана Нюрольская впадина, с локализуемой в ее пределах Урмано-Арчинской группы месторождений. В состав Урмано-Арчинской группы входят 6 месторождений углеводородного сырья: Урманское и Арчинское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ) и месторождения Южно-Пудинского лицензионного участка недр (Кулгинское, Солоновское, Смоляное и Южно-Табаганское) (Рисунок 1.1.4) [1, 78].

Изучение тектонического строения юго-восточной части Западно-Сибирского НГБ позволило установить, принадлежность скоплений УВ к положительным тектоническим структурам 2 порядка (поднятия и валы).



1 – структуры первого порядка: I – Каймысовский свод, II – Средневасюганский мегавал, III – Парабельский мегавал, IV – Пудинский мегавал, V – Межовский свод, VI – Колтогорский мегапрогиб, VII – Усть-Тымская впадина, VIII – Нюрольская впадина; 2 – структуры второго порядка: 1 – Черемшанское куполовидное поднятие, 2 – Межозерный вал, 3 – Фестивальный вал, 4 – Соболиный вал, 5 – Игольское куполовидное поднятие, 6 – Лавровский наклонный вал, 7 – Герасимовский структурный мыс, 8 – Камышинский вал, 9 – Таволгинский структурный мыс, 10 – Олимпийское куполовидное поднятие; 3 – месторождения углеводородов в отложениях доюрского комплекса

Рисунок 1.1.4 – Карта тектонического районирования юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна [1]

Все открытые промышленно значимые залежи УВС в отложениях доюрского комплекса приурочены к кровельной дезинтегрированной части, относящейся к приконтактной зоне с отложениями осадочного чехла. На базе комплексной интерпретации сейсмической разведки, проведенной в пределах юго-восточной части ЗСБ сотрудниками Института геологии нефти и газа Сибирского отделения РАН было сформулировано понятие нефтегазоносных горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских толщ (НГГЗК, по А.Э. Конторовичу и Е.Е. Даненбергу) [45].

В качестве экранирующих толщ для залежей в отложениях приконтактной зоны доюрского комплекса выступают региональные, реже – зональные глинистые покрывки ранне-среднеюрского возраста. В зонах наибольшего погружения экранами залежей УВ в палеозойских образованиях служат покрывки тогурской (китербютской) свиты аргиллитов. Коллекторами, как правило, являются кавернозно-трещинные отложения карбонатов, реже роль коллекторов выполняют терригенно-карбонатные и кремнистые отложения. Коллекторы характеризуются неравномерным распределением фильтрационно-емкостных свойств как по разрезу, так и по площади.

Вопрос оценки потенциала нефтегазоносности доюрского комплекса, перспектив его освоения и открытия масштабных скоплений УВС в нем остро дискутируется геологами-нефтяниками [7, 11, 12, 35, 39, 50, 51, 90, 93]. Отсутствие единого подхода к прогнозу локализации залежей УВС и общего мнения о формировании нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири обуславливает актуальность исследований как прикладного, с целью установления поисковых критериев, так и фундаментального характера, затрагивающего вопрос формирования залежей нефти и газа.

Существует несколько гипотез формирования залежей УВС в подобных отложениях, базирующихся на изучении структурных (тектонических) особенностей эрозионно-тектонических выступов доюрского основания ЗСБ, изучения физико-химических свойств флюидов, а также выявления корреляционных связей с применением биомаркерного анализа между нефтью,

газовым конденсатом и экстрактами битумоидов, выделенных из керна разновозрастных древних толщ.

По совокупности данных выделяется три основных вида концептуальных моделей образования залежей, базирующихся на осадочно-миграционной теории:

1. Скопления УВ в палеозойских отложениях сформированы при восходящей миграции нефти и газа из отложений собственно палеозойского возраста и генетически связаны с палеозойскими НГМТ [15, 16, 35, 85, 86].

2. Скопления УВ в палеозойских отложениях сформированы при латеральной миграции нефти и газа и генетически связаны с юрскими НГМТ [7, 50, 87, 91, 93].

3. Скопления УВ в палеозойских отложениях сформированы при комбинированной восходящей и латеральной миграции, извлекаемые нефть и газ представлены продуктом смешения гетерогенных углеводородных флюидов [43, 45].

В пользу первой версии свидетельствуют труды некоторых исследователей, полагающих, что исходное органическое вещество и породы, его содержащие, формировались в прибрежно-морской фациальной обстановке и органическое вещество является аквагенным [45]. Некоторые исследования указывают на наличие древней нефтегазопроизводящей толщи, формирующей локальные очаги генерации [33]. При исследовании проб углеводородов, отобранных из базальных комплексов осадочного чехла из Колпашевской скважины, в 1954 году В.А. Успенский предположил ее генетическую связь с отложениями собственно палеозойского возраста. Позднее на основании геолого-геохимических анализов Н.П. Запивалов также предположил наличие нефтегазоматеринской толщи палеозойского возраста и генетическую обособленность углеводородов из залежей доюрского комплекса в пределах структур южной части бассейна [33].

Подобную идею о нефтегазоносности отложений доюрского комплекса ЗСБ ярко иллюстрируют открытие залежей нефти и газа Малоичского месторождения, в пределах которого продуктивные горизонты залегают на 1700 метров ниже кровли палеозойских отложений, на глубине на 4500 метров [104]. Локализация

нефтяных залежей в пределах доюрского комплекса ЗСБ, по результатам исследований Н.П. Запивалова, контролируется очаговой генерацией углеводородов на больших глубинах (Рисунок 1.1.5) [33].

Формирование залежей УВ, согласно второй точке зрения, связывается с первичной, преимущественно латеральной миграцией флюидов в трещинный коллектор из облегающих структуру нефтегазоматеринских толщ [7, 50, 85, 91, 93]. Подобная модель формирования нефтегазоносности доказана на многочисленных объектах вьетнамского шельфа и западной Венесуэлы, где открыты месторождения нефти и газа в трещинных коллекторах кристаллического фундамента [5, 69, 88, 89, 92]. Промышленная нефтегазоносность трещинных пород-коллекторов кристаллического фундамента связывается с «вытеснением» нефти поздней генерации в древние отложения из перекрывающей структуру нефтегазоматеринской толщи (Рисунок 1.1.6).

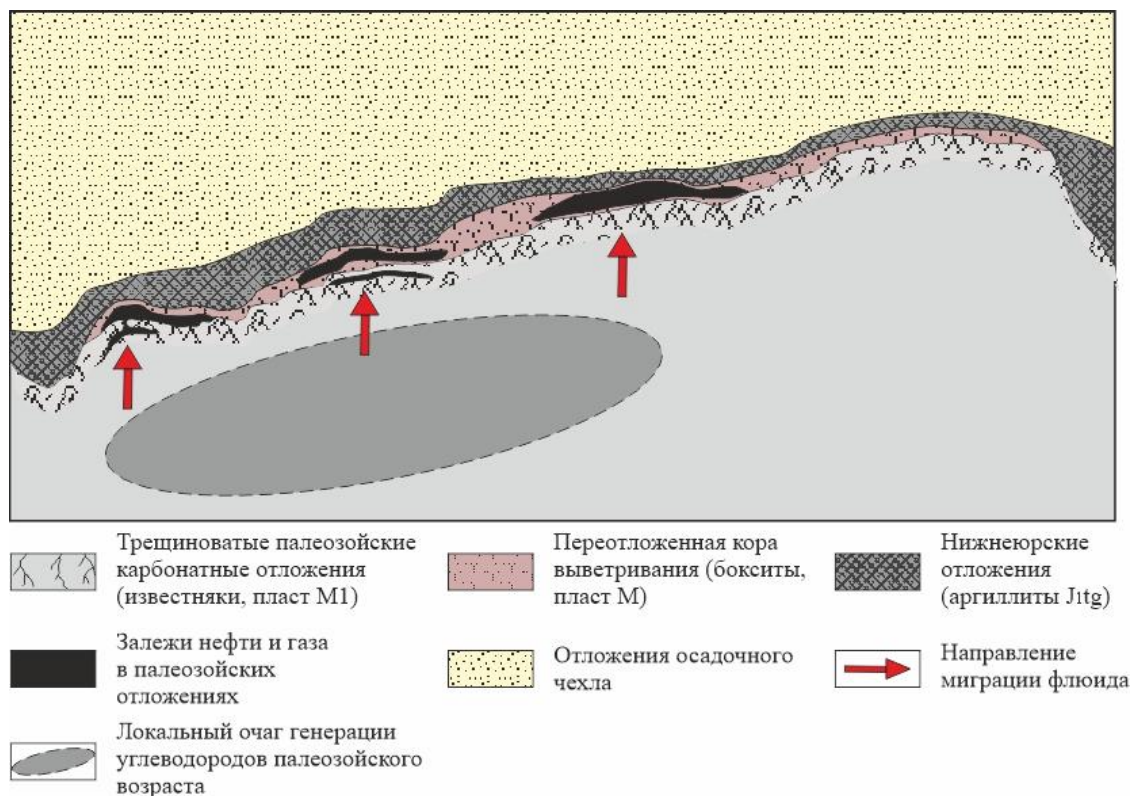


Рисунок 1.1.5 – Модель формирования залежей в зоне контакта палеозойских и мезозойских толщ при восходящей миграции флюида (составлено автором)

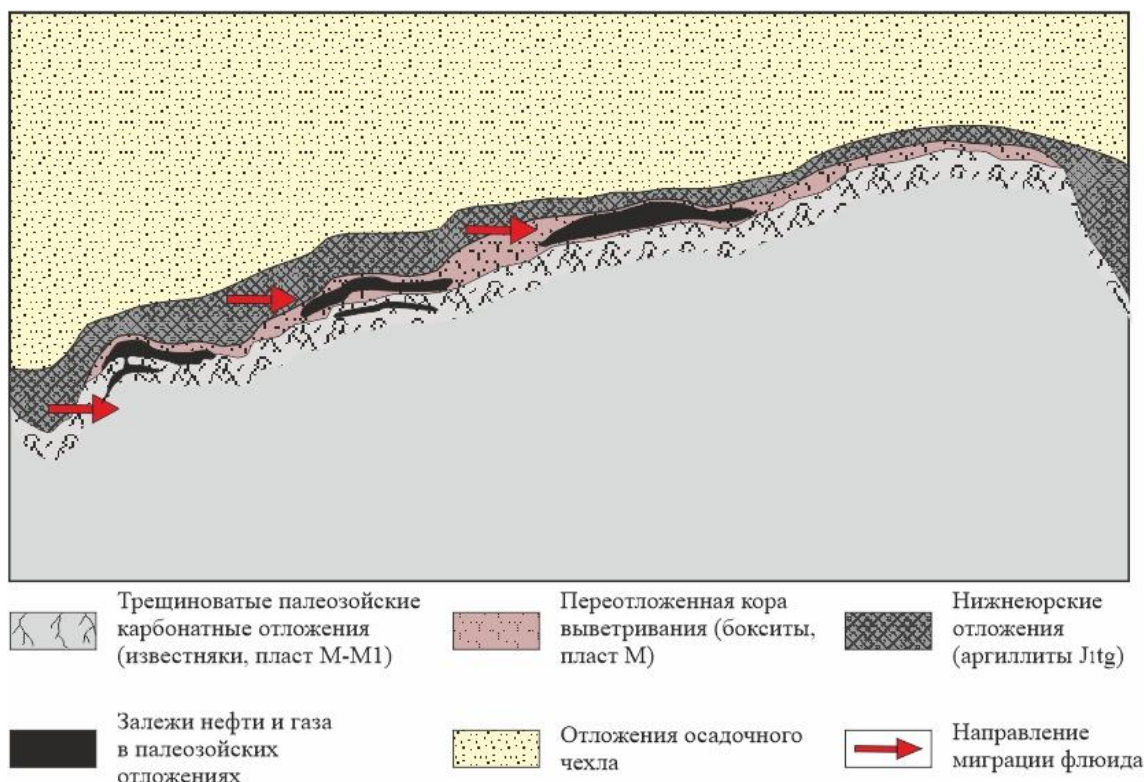


Рисунок 1.1.6 – Модель формирования залежей в зоне контакта палеозойских и мезозойских толщ при латеральной миграции флюида (составлено автором)

Подобная картина наблюдается на месторождении Мара (западная Венесуэла) [92]. Промышленная нефтегазоносность трещинных пород-коллекторов кристаллического фундамента также связывается с «вытеснением» нефти поздней генерации в древние отложения из перекрывающей структуру НГМТ (Рисунок 1.1.7).

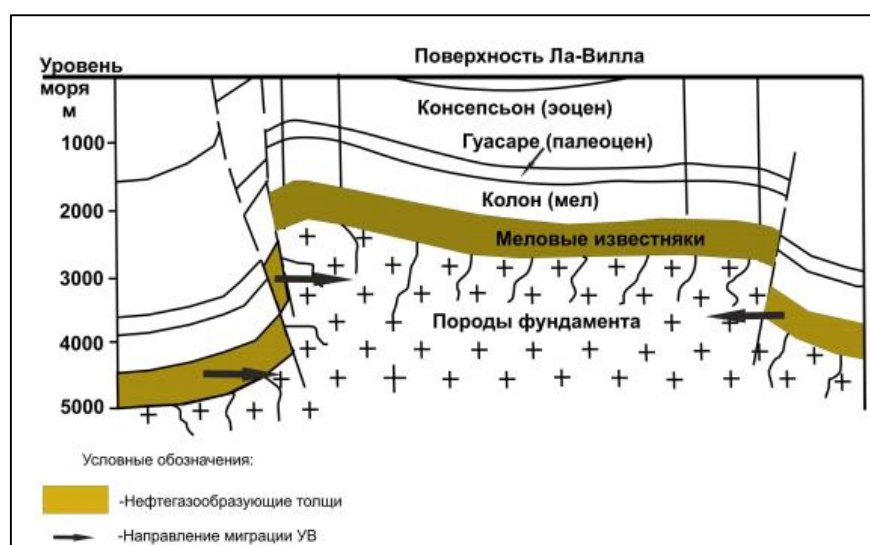
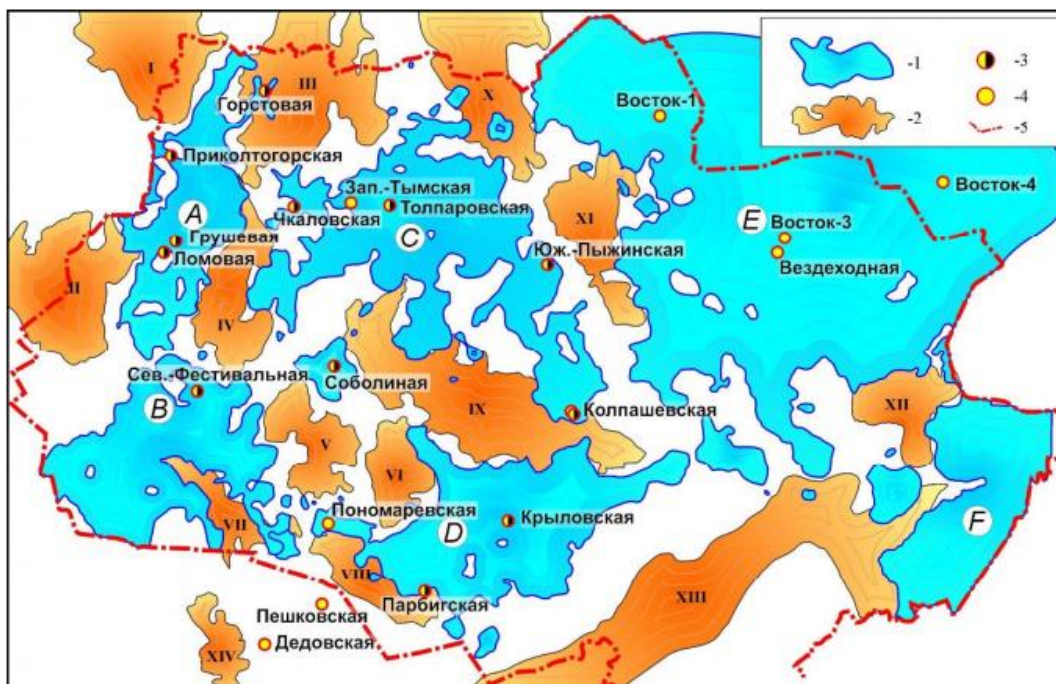


Рисунок 1.1.7 – Схематический профиль месторождения Мара (западная Венесуэла) [92]

Модель боковых перетоков углеводородных флюидов применительно к трещиноватым выступам доюрского комплекса из молодых нефтегазоматеринских толщ, облегающих выступы, рассматривается в трудах российских исследователей [47-49]. Согласно исследованиям [47-49, 54] одной из толщ, генерирующих нефть и газ для залежей, локализованных в пределах зоны контакта юрских и палеозойских отложений, является тогурская свита аргиллитов (J_{1tg}) (Таблица 1.1.1). Ярким примером благоприятных условий для формирования залежей нефти и газа в отложениях палеозоя являются склоны Арчинского и Урманского выступов, где отложения тогурской свиты прилегают к блокам органогенных известняков и перекрывающих их бокситов, выполняя функции флюидоупора, одновременно создавая пару генерирующая толща–коллектор.

Геохимия органического вещества и генерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты обсуждается с момента открытия первых залежей нефти и газа в отложениях доюрского комплекса ЗСБ. Глинистые отложения тогурской свиты были оценены как наиболее вероятный источник генерации нефти для отложений ниже- и среднеюрского возраста А.Э. Конторовичем в 1964 году [45]. В своем исследовании петрографии концентрата РОВ из аргиллитов тогурской свиты позволили Г.М. Парпаровой отнести его к классу сапропелитов [45].

В этой связи сотрудниками ИНГГ СО РАН было выдвинуто предположение о наличии в раннеюрское время локальных осадочных бассейнов в центральных и южных частях ЗСБ, представлявшей из себя холмистую равнину [47-49]. По результатам интерпретации сейсморазведочных материалов и материалов бурения 177 скважин А.Э. Конторович выделял шесть раннеюрских самостоятельных осадочных бассейнов: Колтогорский, Тегульдетский, Нюрольский, Бакчарский, Усть-Тымский и Верхнекетский (рисунок 1.1.8) [54].



1 - обозначение геттанг-раннетоарских седиментационных бассейнов (А - Колтогорский, В - Нюрольский, С - Усть-Тымский, D - Бакчарский, Е - Верхнекетский, F - Тегульдетский) [по 52]; 2 - обозначение крупных положительных структур (I - Нижневартовский свод, II - Каймысовский свод, III - Александровский свод, IV - Среднеवासюганский мегавал, V - Пудинское мезоподнятие, VI - Горелоярское мезоподнятие, VII - Лавровский мезовал, VIII - Калгачский мезовыступ, IX - Парабельский мегавыступ, X - Пыль-Караминский мегавал, XII - Степановское мезоподнятие, XIII - Барабинско-Пихтовая мегамоноклираль, XIV - Западно-Межовское куполовидное мезоподнятие) [по 52]; 3 - скважины с притоками “тогурской” нефти; 4 - скважины с изученным керном тогурской свиты; 5 - граница Томской области

Рисунок 1.1.8 – Расположение областей накопления геттанг-нижнетоарских отложений на юге Западной Сибири [54]

В пределах каждого бассейна геттанг-раннетоарские отложения (тогурская свита) изучены при помощи физико-химических, изотопных и геохимических методов с определением биомаркерных показателей [32, 46, 99]. Установлено, что рассеянное органическое вещество (РОВ) отложений тогурской свиты имеет смешанную природу с вариативностью соотношения гумусовой (континентальной)

и сапропелевой (аквагенной) составляющих как по разрезу, так и по площади [54] (таблица 1.1.4).

Не менее дискуссионным вопросом в проблеме нефтегазоносности доюрского комплекса в пределах юго-восточной части ЗСБ является формирование фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Образование дополнительного пустотного пространства в отложениях палеозойского возраста связывается с процессами эрозии и карстовой деятельности [36, 42, 72]. Характерной особенностью исследуемой площади является наличие в разрезе доюрских отложений фрагментарно развитой коры выветривания, представленной алюмосиликатами, вопрос генезиса которых до сих пор является открытым [36, 42, 50]. Выделение подобных литотипов является принципиально важным аспектом при осуществлении прогноза емкостного потенциала пород-коллекторов в пределах исследуемых территорий, так как зоны развития бокситовой коры выветривания соответствуют зонам улучшенных пород-коллекторов [56].

Таблица 1.1.4 – Основные показатели состава углеводородов-биомаркеров в насыщенной фракции битумоидов (фрагмент) [54 с дополнением автора]

Седимента- ционный бассейн	Скважина	Интервалы глубин (м)	Свита	Пристан / Фитан* *	н-С ₂₇ /н- С ₁₇ **	СРІ*
1	2	3	4	5	6	7
Бакчарский	Пономаревская-2	3038-3067	Тогурская	1,42(2) / (1,11- 1,72)	1,52(2) / (0,69- 2,35)	0,95(2) / (0,94- 0,95)
Усть- Тымский	Западно-Тымская- 1 Колпашевская-10 Толпаровская-2	3140,2-3171,0 2887,4-2889,7 3170,5-3184,5		2,01(20) / (0,88- 2,94)	1,64(20) / (0,19- 12,43)	1,16(20) / (1,08- 1,22)
	Западно-Тымская- 1	3108,5*****		3,94	1,32	1,10
	Западно-Тымская- 1	3108,5	Салатская	3,36	1,52	1,11

Продолжение таблицы 1.1.4

1	2	3	4	5	6	7
Верхнекетский	Восток-1	3051,0-3061,2	Тогурская	1,98(3) / (1,57-2,34)	1,93(3) / (1,12-2,86)	2,05(3) / (1,93-2,11)
	Вездеходная-4 Восток-3 Восток-4	3260,63-3221,56 2188,33-2209,35	Иланская	1,57(25) / (0,87-2,93)	1,12(25) / (0,18-3,44)	1,93(25) / (1,27-2,87)
Нюрольский	Северо-Фестивальная-2	3192,5-3218	Тогурская	1,51(4) / (1,13-2,02)	6,28(4) / (1,96-15,23)	1,36(4) / (1,10-1,97)
	Урманская-128	3000***	Тогурская?	3,76	0,27	1,09
	Урманская-128	3100***	Лугинецкая ? + Тогурская?	1,32	0,42	1,01
	Арчинская-1011	3100***	Лугинецкая ?	1,57	1,19	1,05

* - $CPI = ((C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33}) / (C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32}+C_{34}) + (C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}) / (C_{24}+C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32})) / 2$ [99]

** - 2,01(20) / (0,88-2,94) - в числителе - среднее значение, в скобках - количество образцов, в знаменателе - разброс значений

*** - пробы жидких углеводородов

1.2 Выводы по главе 1

В настоящее время нет единой теории, объясняющей формирование залежей углеводородов в отложениях доюрского комплекса Западной Сибири, в связи с чем существует необходимость изучения процессов, контролирующих формирование нефтегазоносности доюрского комплекса Западно-Сибирского бассейна.

Наиболее подходящим полигоном для проведения исследований в области нефтегазоносности зоны контакта палеозойских (доюрского комплекса) и мезозойских отложений является южная периферия ЗСБ. Это обусловлено меньшими толщинами осадочного чехла и, как следствие, сравнительно более высокой доступностью палеозойских отложений к изучению геофизическими методами, а также возможностью отбора каменного материала при бурении скважин.

Детальное изучение данной темы позволит не только сформировать фундаментальные понятия о нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна, но и определить поисковые критерии, а также предложить концептуальную модель формирования зон нефтегазонакопления, на базе которой возможно будет осуществлять прогноз нефтегазоносности геологических структур, локализованных в отложениях осадочного основания бассейна.

Таким образом, целью диссертационного исследования является оценка перспектив нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских (доюрский комплекс) и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского НГБ.

Постановка цели исследования определяет перечень задач, планируемых к решению в ходе его проведения:

1. Выявление геологических критериев формирования неоднородностей ФЕС и закономерностей их распределения пород в горизонтах зоны контакта палеозойских (доюрский комплекс) и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского НГБ;

2. Выявление закономерных связей между коллекторскими свойствами горных пород и их составом, отображающимся в литохимических модулях и индикаторах, характеризующих степень их преобразованности в условиях выветривания;

3. Установление генетических маркеров углеводородов пластов М-М₁ и Ю₁₄₋₁₅ зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Урмано-Арчинской группы месторождений, характеризующих связи с возможными источниками УВ;

ГЛАВА 2 ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Фактическим материалом для проведения исследования являлись пробы нефти и газового конденсата, отобранные автором на обозначенных площадях, представляющих интерес с точки зрения изучения нефтегазоносности доюрского основания Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. В основу работы также легли данные исследования каменного материала продуктивных интервалов, находящиеся в открытом доступе и включающие результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств, рентгеноструктурного, рентгенофлуоресцентного исследований керна и бурового шлама с определением 35 химических элементов в разрезе двух скважин изучаемых площадей в интервалах глубин 3087-3142 и 3068-3175 метров соответственно (Рисунок 2.1).

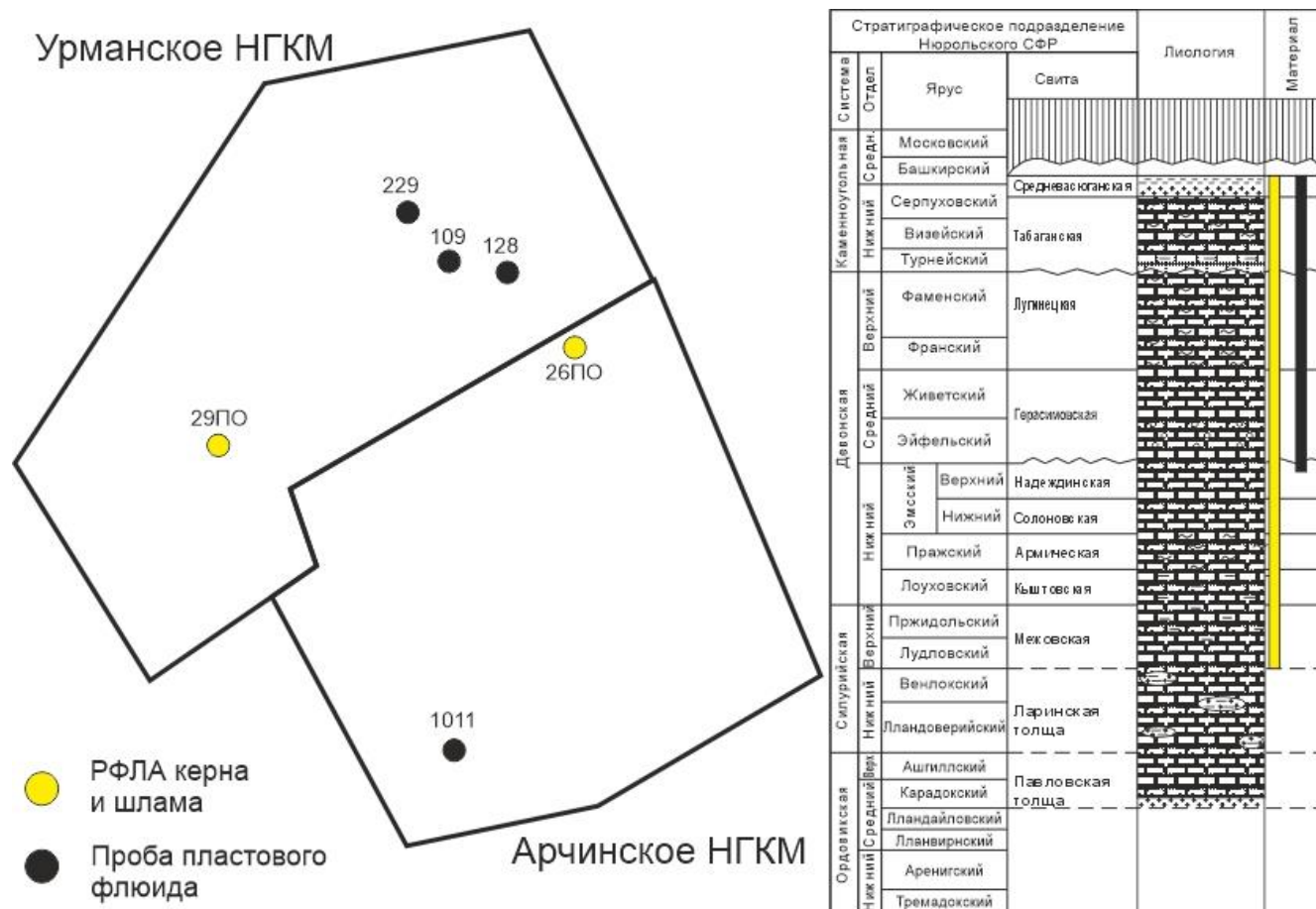


Рисунок 2.1 – Карта фактического материала (составлено автором)

Немаловажным фактором оценки потенциала нефтегазоносности доюрского комплекса ЗСБ является установление механизмов формирования дополнительного пустотного пространства пород-коллекторов и причин его

возникновения. Неоднородность емкостного потенциала вмещающих толщ по площади и разрезу обуславливается различием литолого-фациальной принадлежности палеозойских отложений, и как следствие их различной восприимчивостью к гипергенным процессам. Подробное описание методики выявления ключевых факторов формирования емкостного потенциала вмещающих пород и определения закономерностей формирования дополнительного пустотного пространства представлено в разделе 2.1.

Особое место в исследовании нефтегазоносности доюрского комплекса ЗСБ занимает комплекс исследований, направленный на изучение геохимических показателей индивидуального состава углеводородов для флюидов, извлекаемых из горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских толщ с целью определения их генетической принадлежности и изучения условий сохранения скоплений углеводородов в отложениях доюрского комплекса. Подробное описание исследований и методики их проведения представлено в разделе 2.2 (Рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Блок-схема исследования (составлено автором)

2.1 Методика определения закономерностей формирования емкостного потенциала палеозойских отложений

Изучение каменного материала с целью определения литологической и литохимической характеристики продуктивных интервалов доюрского комплекса ЗСБ, а также установления закономерностей формирования пустотного пространства в нем включал в себя ряд последовательных исследований:

1. Изучение литологической и литохимической характеристик пород-коллекторов, с привязкой их к глубинам залегания и определением областей развития бокситовой коры выветривания на основе результатов рентгено-флуоресцентного анализа (РФА) кернового материала с определением и сопоставлением его результатов с данными оперативного и детального описания керна.

2. Литохимический анализ отложений по ряду скважин с наиболее полной характеристикой разреза с целью установления более детальных различий горных пород, как между выделенными типами, так и внутри одной группы.

Литохимический анализ и диагностика фациальных условий проводилась на основе предложенных и описанных в своих трудах Е.В. Складчиковым и Я.Э. Юдовичем литохимических фациальных индикаторов и модулей [80, 94]. Изучение работ предшественников, посвященных выделению фаунистических комплексов палеозойских отложений [59] в совокупности с проведенным литохимическим анализом, позволили охарактеризовать обстановку осадконакопления и фации на исследуемой территории, согласующейся с результатами исследования [40].

Изучение механизмов образования дополнительного пустотного пространства в породах-коллекторах, слагающих доюрский комплекс Западной Сибири с применением литохимического анализа, позволило установить корреляционную связь между фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) вмещающих УВ толщ и их химическом составом.

2.2 Методика изучения нефти и газового конденсата палеозойских и мезозойских залежей

Как видно из материалов раздела 1.1 одним из важнейших вопросов в формировании нефтегазоносности доюрского комплекса ЗСБ является установление генезиса УВ флюидов, локализующихся в отложениях палеозоя. Установление генетической принадлежности органического вещества и его фациальной принадлежности при сравнении с условиями формирования горных пород зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений позволит предложить концептуальную модель формирования нефтегазоносности доюрского комплекса ЗСБ.

Комплекс исследования флюидов включал:

1. Изучение молекулярного состава образцов нефти и газового конденсата из отложений зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений при помощи хроматографического анализа, выполненного с применением установок газового хроматографа Agilent 7890B, хромато-масс-спектрометров 7000D Triple Quad и Schimadzu GCMS-QP2010 SE.

2. Диагностика углеводородных соединений – «биологических меток» и последующая интерпретация результатов с установлением фациальной принадлежности генерированных углеводородов.

3. Изучение термодинамических условий (температура, давление) и оценка их влияния на возможность формирования и сохранения скоплений углеводородов в отложениях доюрского основания бассейна.

4. Оценка геохимических условий формирования и сохранения скоплений углеводородов в отложениях доюрского комплекса.

Так, при сопоставлении фациальной принадлежности УВ и толщ НГГЗК возможно установление генетической связи в парах «нефть-газовый конденсат», «нефть-исходное органическое вещество», «газовый конденсат-исходное органическое вещество».

Основным инструментом изучения углеводородных соединений, содержащихся в нефти и газовом конденсате залежей в пределах НГГЗК, а также

последующего установления в них углеводородных соединений—«биологических меток» являлся хроматографический анализ. Определение индивидуального состава насыщенных УВ проводилось методом газожидкостной хроматографии с использованием высокоэффективной капиллярной колонки, высокочувствительного пламенно-ионизационного детектора, системой программирования температуры термостата и компьютеризированной системы аналитической обработки данных. В составе метано-нафтовой фракции идентифицированы н-алканы с числом углерода C_{11} – C_{35} и изопреноидные УВ – C_{16} – C_{25} [73].

Одним из важнейших показателей генетической принадлежности нефти с исходным органическим веществом является соотношение реликтовых углеводородных соединений, получивших название «биологических меток» (нефтяные хемофоссилии). Экспериментальные исследования указывают на их широкое распространение во всех каустобиолитах [75, 76, 98, 99].

Таким образом, наиболее ценной информацией представляется анализ специфики унаследования молекулярных структур от живого вещества в составе УВ. Еще в конце 20 столетия были опубликованы основополагающие результаты исследований унаследования углеродного скелета и стереохимии молекул живого вещества [13, 23, 98, 99]. Н.Б. Вассоевич, А.Н. Гусева, И.Е. Лейфман, Ал.А. Петров в своих трудах подчеркивали возможность судить об источниках образования УВ флюидов, степени их катагенетической преобразованности и оценивать воздействие вторичных биогенных процессов (осеренение, окисление) по результатам исследования биомаркеров в нефтях и их дериватах [13, 14, 22, 24].

Главным источников нефтяных хемофоссилий являются липидные компоненты биоорганических соединений. Основными органическими веществами, выполняющих синтезирующую углеводороды нефтей функцию, являются водоросли, фито- и зоопланктон, высшие растения [8, 44]. Липидная составляющая органического мира схожа по своему составу и представлена набором близких по типу строения молекул, однако в зависимости от организмов и условий их обитания, имеются различные сочетания биомолекул, позволяющие

определить вклад того или иного исходного органического вещества в образование углеводородных флюидов. Как правило, к молекулам-биомаркерам в нафтидах относят нормальные алканы, алканы изостроения, изопреноиды стераны и тритерпаны [44]. По различным их соотношениям, преобладанию тех или иных компонентов углеводородной системы и максимумам их распределения можно надежно фиксировать условия диагенеза материнских пород, а также определять генетическую принадлежность УВ к типу исходного ОВ.

Результаты определения компонентного состава изучаемых флюидов были использованы в проведении термодинамического моделирования с целью оценки влияния термобарических условий среды (температура, давление) на возможность формирования скоплений углеводородов, а также определения критических значений параметров среды, контролирующих фазовые превращения флюидов, что обуславливает наличие газовых и газоконденсатных залежей над нефтяными в пределах НГГЗК.

В качестве основного инструмента термодинамического моделирования был принят метод термодинамических потенциалов [19, 53], позволяющий исследовать систему геохимических органоинеральных фаций (областей термодинамической устойчивости) [60, 63].

В качестве прототипа взята интерпретация равновесных процессов, описанная в работе Ричарда Хельгесона [96]. Модель Хельгесона позволяет предположить последовательность процессов преобразования биомассы с постадийным образованием углеродных сланцев, представленных битумом и керогеном, а также нефти и газа, формирующихся в том числе в областях высоких давлений, температур и глубин.

В основе предложенной модели лежит программный пакет HSC Chemistry разработанный исследовательским центром фирмы Outotec (модуль Equilibrium Composition [Равновесные составы]). Данный модуль позволяет производить расчет равновесных составов фаз при наличии обратимых химических реакций. Он, также, позволяет рассматривать совокупность многофазных реакций, равновесие в которых определяется изменением термобарических условий.

Используемая модель имеет ряд упрощений и позволяет моделировать разложение и синтез алифатической составляющей пластового флюида.

В качестве исходных данных для моделирования использованы результаты количественного анализа нефти, газового конденсата и попутных газов, извлекаемых из НГГЗК изучаемой площади.

В приложении Б приведены характеристики флюидов Урманского месторождения юго-восточной части ЗСБ.

2.3 Выводы по главе 2

Комплекс лабораторных экспериментов, применявшихся в ходе проведения диссертационного исследования, можно представить в виде двух разнонаправленных блоков:

1. Комплекс исследований каменного материала с целью установления закономерностей формирования коллекторских свойств пород доюрского комплекса юго-восточной части ЗСБ;

2. Комплекс исследований УВ флюидов, извлекаемых из зоны контакта мезозойских и палеозойских толщ с целью установления их генетической принадлежности.

Проведенный комплекс исследований выстроен в соответствии с задачами, предлагаемыми к решению в диссертационном исследовании.

ГЛАВА 3 ФОРМИРОВАНИЕ АККУМУЛЯЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА ОТЛОЖЕНИЙ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

3.1 Геологическая и стратиграфическая изученность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений района работ

Наибольшей степенью изученности бурением характеризуется Нюрольская впадина (Нюрольский структурно-фациальный район), расположенная в Васюганской НГО. Отдельными скважинами отложения ДЮК вскрыты на глубину более 1000 метров.

В Нюрольской впадине отложения доюрского комплекса представлены сильнодислоцированными толщами известняков различной степени глинизации и доломитизации, собственно доломитом, калькаренитом. Часто породы секутся тонкими трещинами, заполненными битумом, кальцитом. Окраска органогенных известняков различна: от светло-серых до почти черных или буроватых темно-серых. Отложения известняков часто доломитизированы. Иногда процесс доломитизации захватывает большую часть породы.

Четкие литологические границы в разновозрастных карбонатных отложениях не прослеживаются, а разнообразие типов карбонатных пород обусловлено их фациальной принадлежностью и степенью преобразованности в зоне гипергенеза. В пределах одной площади могут наблюдаться различные типы известняков синхронных по времени образования, но относящиеся к различным фациям (бассейновая и шельфовая по Г.М. Татьянину [74], карбонатной платформы и депрессионной зоны по В.И. Краснову [24]).

В Нюрольском бассейне карбонатные отложения содержат органические остатки различной степени сохранности. Выделяются органогенные и органогенно-детритовые разности известняков, когда содержание органических остатков или их детрита достигает 40 % и более [71].

На базе изучения фаунистических комплексов доюрских отложений выполнено расчленение разреза по возрасту от силурийского до среднекаменноугольного периода (Рисунок 3.1.1) [71].

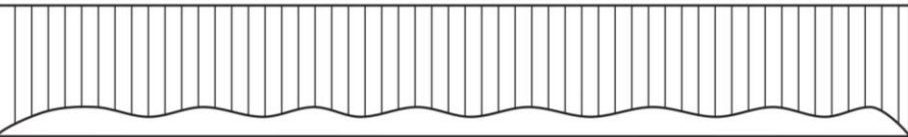
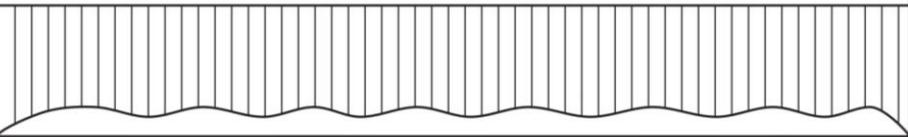
Стратиграфическое подразделение			Корреляция местных стратиграфических подразделений		
Система	Отдел	Ярус	Нюрольский СФР		
					
Каменноугольная	Средн.	Московский			
		Башкирский			
	Нижний	Серпуховский	Среднеवासюганская свита. Аргиллиты, алевролиты, песчаники		
		Визейский	Табанганская	Верхняя подсвита. Известняки глинистые	
				Средняя подсвита. Аргиллиты, известняки кремнистые	
				Нижняя подсвита. Известняки, кремнистые	
Турнейский					
Девонская	Верхний	Фаменский	Лугинецкая	Верхняя подсвита Известняки, известковые аргиллиты базальтовые туфолавы	
		Франский		Нижняя подсвита Илистые известняки, известковые аргиллиты	
	Средний	Живетский	Герасимовская	Верхняя подсвита Известняки слоистые	
		Эйфельский		Средняя подсвита Известняки массивные (Малоичский известняк)	
	Нижний	Эмский	Верхний	Надеждинская свита. Известняки темные, массивные 220м	Мирная толща Известняки, аргиллиты, мергели 400м
			Нижний	Солоновская свита. Известняки, аргиллиты мергели окремненные 200м	
		Пражский	Армическая свита. Известняки глинистые, 630м	Лесная свита Переслаивание известняков, аргиллитов 480м	
			Лоуховский		Кыштовская свита. 400м. Известняки доломитизированные, известковые песчаники
	Силурийская	Верхний	Пржидольский	Межовская свита. Известняки белые доломитизированные доломиты 360м	Известняки, голубоватые мергели, туфы, эффузивы 200м
			Лудловский		Большеейская толща. Туфы, андезиты, базальтовые порфиры
Нижний		Венлокский	Ларинская толща. Известняка доломитизированные с линзами аргиллитов, песчаников >360м		
		Лландоверийский			
Ордовикская	Верх.	Ашгиллский	Павловская толща. Известняка тонкозернистые рассланцованные зеленоцветные, алевролиты известковистые, аргиллиты, песчаники >250м		
		Карадокский			
	Средний	Лландайловский			
		Лланвирнский			
	Нижний	Аренигский			
		Тремадокский			

Рисунок 3.1.1 – Корреляция местных стратиграфических подразделений [71]

Ниже представлена подробная характеристика отложений исследуемой площади.

Силурийская система S

Наиболее древние породы, слагающие разрез месторождений в отложениях ДЮК, представлены известняками, известковистыми доломитами с

незначительными прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов верхнесилурийского возраста.

Мощность вскрытых отложений в пределах изучаемого района работ составляет около 700 м. Отложения вскрыты на Малоичской, Тамбаевской, Солоновской и Западно-Еллейской площадях.

Девонская система D

Нижний отдел D₁

Отложения представлены известняками и доломитизированными известняками, насыщенными скелетными остатками кораллов, водорослей, остракод, строматопорат, брахиопод, фораминифер, мшанок и др. Породы неоднородны по степени доломитизации с развитием неравномерной кавернозности, особенно в нижней части разреза. Таким образом, отложения нижнего отдела девонской системы диагностируются как отложения морского мелководья и шельфовой фации.

Отложения вскрыты скважинами №3 Еллей-Игайской, №75 Южно-Тамбаевской, №17 Северо-Останинской площадей на глубинах от 2840 до 3200 м.

Средний-верхний отделы D₂₋₃

Толща горных пород представлена известняками, доломитизированными известняками, реже доломитами. Породы серого, светло-серого, кремового цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые. Отмечаются включения остатков раковинной фауны (брахиоподы, остракоды и др.). По изучению данных кернового материала отмечаются литологические особенности пород: каверны размером до 10 мм, с выпоты нефти, интенсивная трещиноватость. Трещины заполнены белым кальцитом. «Арчинские» известняки - наиболее чистые, карбонатные осадки сцементированы спаритовым цементом, отмечается богатая биокластика амфипор (участками до образования биогенного каркаса). Палеогеографическая трактовка условий осадконакопления – наиболее мелководные отложения с активной гидродинамикой.

Отложения фаменского яруса верхнего девона составляют продуктивный пласт М₁. Литологически представлены известняками органогенно-детритовыми,

доломитизированными, амфипоровыми, строматолитовыми. Цвет горных пород варьирует от светло-серого до буровато-серого оттенков. При описании керна материала также отмечены каверны, трещины, выполненные белым и розовым кальцитом, доломитом светло-серого цвета, крупнокристаллическим, обломочным, участками массивным и кавернозным. Породы неравномернотекстурированные.

Кора выветривания

В кровле толщи отмечается интенсивное развитие трещин, зон каолинизации, окремнения и сидеритизации. Влияние вторичных постседиментационных процессов изменения благоприятно воздействовало на развитие пустотного пространства в кровле карбонатных отложений. Таким образом, интерпретируется развитие коры выветривания (пласт М), литологически представленной глинисто-кремниевыми карбонатными породами серого цвета с буроватым оттенком. В разрезе некоторых скважин встречаются также отложения коры выветривания, представленной алюмосиликатами (бокситы), сидеритом, гетитом с коэффициентом открытой пористости более 0,2 д. ед.

Юрская система J

Горные породы юрской системы залегают с угловым несогласием и перерывом в осадконакоплении на карбонатных породах верхнего девона. Они представлены отложениями тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Салатская свита выделяется исключительно в Нюрольском структурно-фациальном районе.

Тюменская свита представлена, в основном, озерно-аллювиальными и озерно-болотными осадками с большой фациальной и литологической изменчивостью, как по разрезу, так и по площади. Свита представлена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Песчаники светло-серые, полимиктовые, часто глинистые, известковистые. Аргиллиты серые, до черных, плотные, крепкие, часто углистые и сидеритизированные. Мощность

пород тюменской свиты достигает 400 м. К низам тюменской свиты приурочен отражающий горизонт I-а, к кровле – отражающий горизонт I-б.

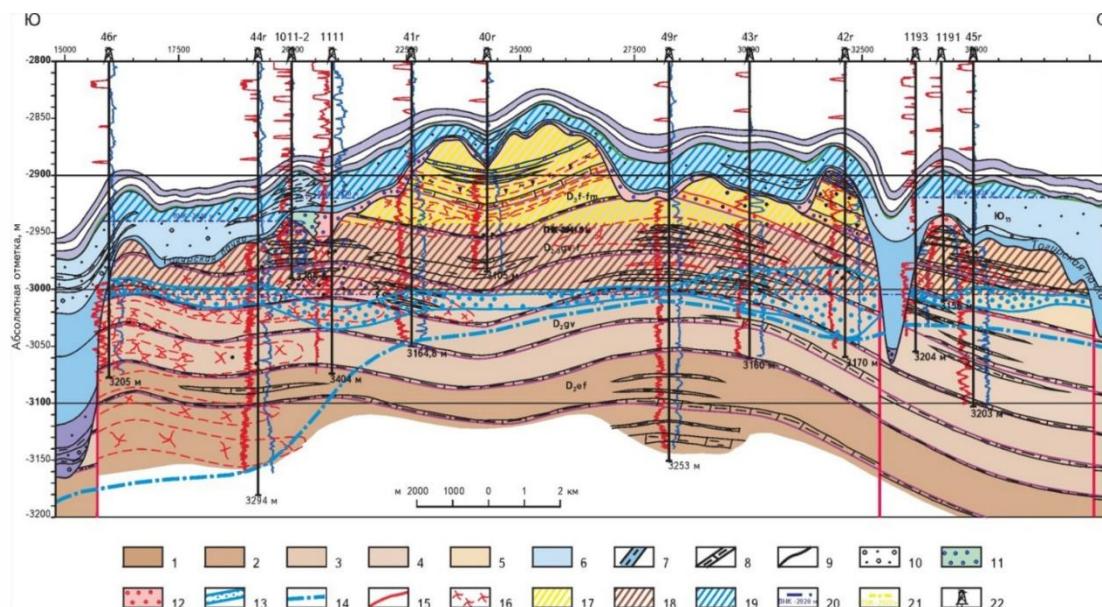
Васюганская свита представлена песчаниками серыми, светло-серыми, мелко и среднезернистыми, полимиктовыми, участками известковистыми. Общая мощность васюганской свиты – 75 м.

Георгиевская свита на Урманском месторождении вскрыта одной скважиной №10 и представлена морскими отложениями: темно-серыми до черных аргиллитами с незначительными подчиненными линзами известняков и алевролитов. Отмечена пиритизация отложений, раковины белемнитов, пеллеципод, растительного детрита и глауконита. Общая мощность георгиевской свиты – 5м.

Баженовская свита является региональным репером Западно-Сибирской молодой платформы. Породы представлены глубокоководно-морскими отложениями аргиллитов битуминозных, буровато-черных, плитчатых, сидеритизированными и иногда известковистыми. Мощность свиты в пределах изучаемого района не превышает первых десятков метров, варьирует до 25 до 30 м.

Важным фактором, контролирующим формирование нефтегазоносности отложений горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений, является структурное взаимоотношение горных пород и их локализация в пределах тектонических структур III порядка.

В пределах исследуемой площади Урмано-Арчинской группы месторождений отложения доюрского комплекса формируют трещиноватый массив с характерной дезинтеграцией палеозойских отложений, формируя эрозионные выступы блочного строения различной амплитуды (Рисунки 3.1.2, 3.1.3).



1 – палеозойское складчатое основание, кремевые трещиноватые известняки; 2 – палеозойское основание, субгоризонтальный комплекс, известняки, доломиты; 3 – известняки, доломитизированные известняки; 4 – известняки, амфиоровые известняки; 5 – сгустково-комковатые известняки; 6 – мезозойская осадочная толща, пласт Ю₁₅, аргиллиты, угли, алевролиты, песчаники, гравелиты, конгломераты; 7 – горизонты аргиллитов; 8 – горизонты глинизированных карбонатных пород, мергелей; 9 – пласты углей; 10 – горизонты песчаников, гравелитов, конгломератов; кора выветривания: 11 – сидерит-кремнисто-глинистые метаморфизированные образования (литомарж), 12 – бокситовые образования, 13 – прогнозная зона цементации, 14 – нижняя прогнозная зона глубинной зоны наиболее сильных гипергенных процессов (коры выветривания); 15 – разломы; 16 – зоны сильной трещиноватости и гипергенного выщелачивания; залежи: 17 – газовая, 18 – нефтяная, 19 – нефтяная пласта Ю₁₅; контакта: 20 – водонефтяной, 21 – газонефтяной; 22 – поисково-разведочные скважины.

Рисунок 3.1.2 – Геологический разрез по линии скважин 46r-45r (Арчинское месторождение) [62]

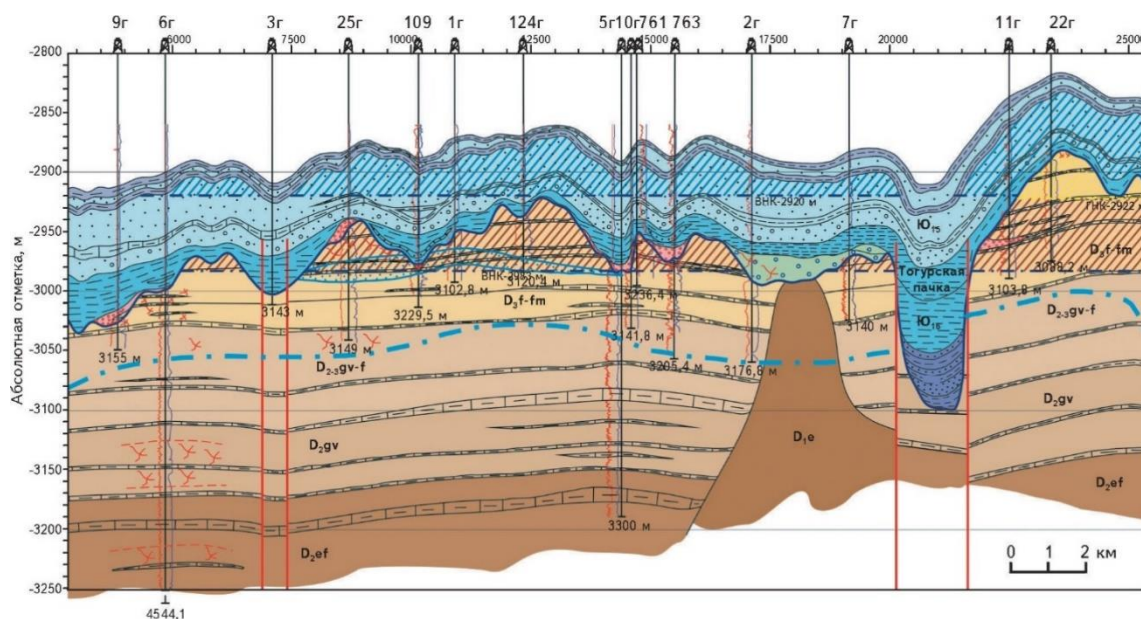


Рисунок 3.1.3 – Геологический разрез по линии скважин 9r-22r (Урманское месторождение, условные обозначения на рис. 3.1.2) [62]

3.2 Закономерности формирования зон улучшенных коллекторов по данным литохимического анализа

Как видно в материалах раздела 3.1 – в пределах юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в кровле доюрских отложений залегают карбонатные толщи палеозоя.

В настоящий момент карбонатные толщи палеозойского возраста, представляющие доюрский комплекс Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, существенно преобразованы за счет региональной тектонической деятельности, эрозии выступов доюрского основания, наложенных эпигенетических процессов.

Наряду с изменением литологических, минералогических и прочих вещественных характеристик горных пород, наблюдается также закономерное изменение их физико-механических свойств. Тем не менее, отложения доюрского основания сохраняют первичные признаки, характеризующие условия их формирования (Рисунок 3.2.1).

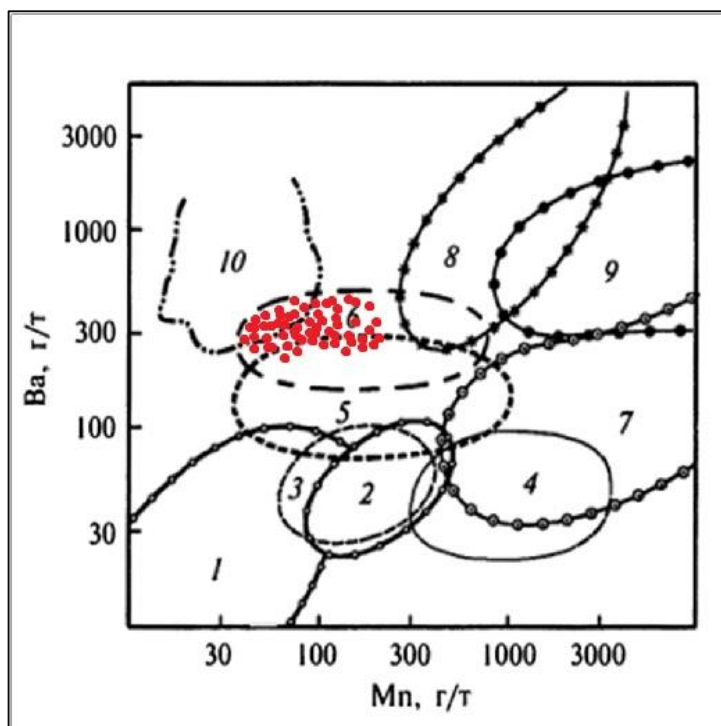


Рисунок 3.2.1 – Генетическая диаграмма диагностики фаций [по Я.Э. Юдовичу]
с фигуративными точками составов изученных карбонатных отложений
(составлено автором)

Поля 5 и 6 (рисунок 3.2.1) соответствуют песчано-алевролитовым и глинистым породам. Содержания марганца (Mn), как правило, четко коррелируются с карбонатностью отложений. Действительно, осадконакопление в палеозойское время осуществлялось в обширных шельфовых морях и лагунах.

В свою очередь, применение такого фациального индикатора как соотношение Fe/Mn при анализе химического состава карбонатных пород, слагающих доюрский комплекс, позволило определить глубину осадочного бассейна. Наблюдается тенденция к обмелению водоема к кровле палеозойских отложений, осадкообразование на территории происходило преимущественно в шельфовых условиях (защищенная шельфовая лагуна), о чем свидетельствует разброс значений Fe/Mn соотношения от 9 (наиболее глубоководная обстановка) до 145 (шельфовая обстановка).

Подобная оценка при помощи литохимических индикаторов соответствует современным исследованиям, в основе которых лежат методы сейсмической

разведки с выделением сейсмофаций, характеризующих фациальную обстановку как шельфовую и мелководно-морскую [10].

Карбонатные отложения доюрского комплекса, подвергшиеся эрозионным преобразованиям, характеризуются повышенными значениями пористости и проницаемости в виду наличия развитой системы трещин и каверн. Формирование вторичного пустотного пространства в карбонатных отложениях доюрского комплекса связывается с воздействием гипергенных процессов на горный массив, выщелачиванием и карстообразованием. Карбонатные отложения относятся, как правило, к низкопоровым коллекторам, однако в случае воздействия на массив эпигенетических процессов, наблюдается увеличение емкостного потенциала с образованием каверн, трещин, карстовых полостей, пустот выщелачивания. По карбонатным породам формируется каверновый и трещинно-каверновый типы пород-коллекторов под влиянием гипергенных и гидротермальных процессов. Особенности формирования вторичного пустотного пространства карбонатных коллекторов рассматривалось в работах [2, 28, 29, 57].

При оценке и прогнозировании зон повышенных коллекторских свойств, стоит учитывать неодинаковую растворяющую способность флюидов, воздействующих на различные горные породы. Это связано, прежде всего, с различием в минеральном составе, различной структурой порового пространства и различным составом цемента [37, 83]. В этой связи в пределах одной площади могут наблюдаться как области развития измененных горных пород, так и области их отсутствия.

Учитывая избирательность процесса формирования вторичного пустотного пространства в подобных коллекторах, следует выделять наиболее благоприятные для образования зон улучшенных коллекторских свойств типы горных пород. К таким, безусловно, относятся доломитизированные разности известняков, что обуславливается различной растворимостью доломита и кальцита. В процессе гипергенного преобразования горных пород, таким образом, более подвижный кальций выносится из системы, способствуя формированию пустотного пространства в матрице доломитизированного известняка. Доломит также более

подвержен формированию трещинных пустот, что обуславливает возникновение дополнительных путей выноса кальция по трещинам.

Биохемотренные известняки неоднородного строения в сравнении с хемотренными разностями также являются более склонными к процессам выщелачивания и карста, и, как следствие, формированию вторичного пустотного пространства.

Таким образом, широкое развитие карбонатных пород в южной части бассейна обуславливает необходимость поиска залежей углеводородов во вторичных коллекторах кавернового, трещинно-кавернового и трещинно-порового типов.

В пределах исследуемой структуры примером отложений наиболее склонных к формированию улучшенных коллекторов в зоне эрозии являются отложения герасимовской свиты (D_2gr), характеризующиеся развитыми карбонатными постройками (строматопороидеи) [59].

Герасимовская свита литологически неоднородна и представлена тремя подсвитами: нижней (Еллей-игайский известняк) эйфельского возраста [6, 59, 74], средней нижеживетской с массивными строматопоратами (Малоичский известняк) и верхней (верхнеживетской, уровень Фромелена-Бельгии) [6]. Верхняя подсвита сложена слабо битуминозными слоистыми известняками с многочисленными скелетными остатками амфиопор. Известняки герасимовской свиты согласно перекрыты отложениями лугинецкой свиты [6, 59].

Карбонатные отложения палеозойского возраста формируют единую гидродинамическую систему и слагают продуктивные пласты М-М₁ (рисунок 3.2.2).

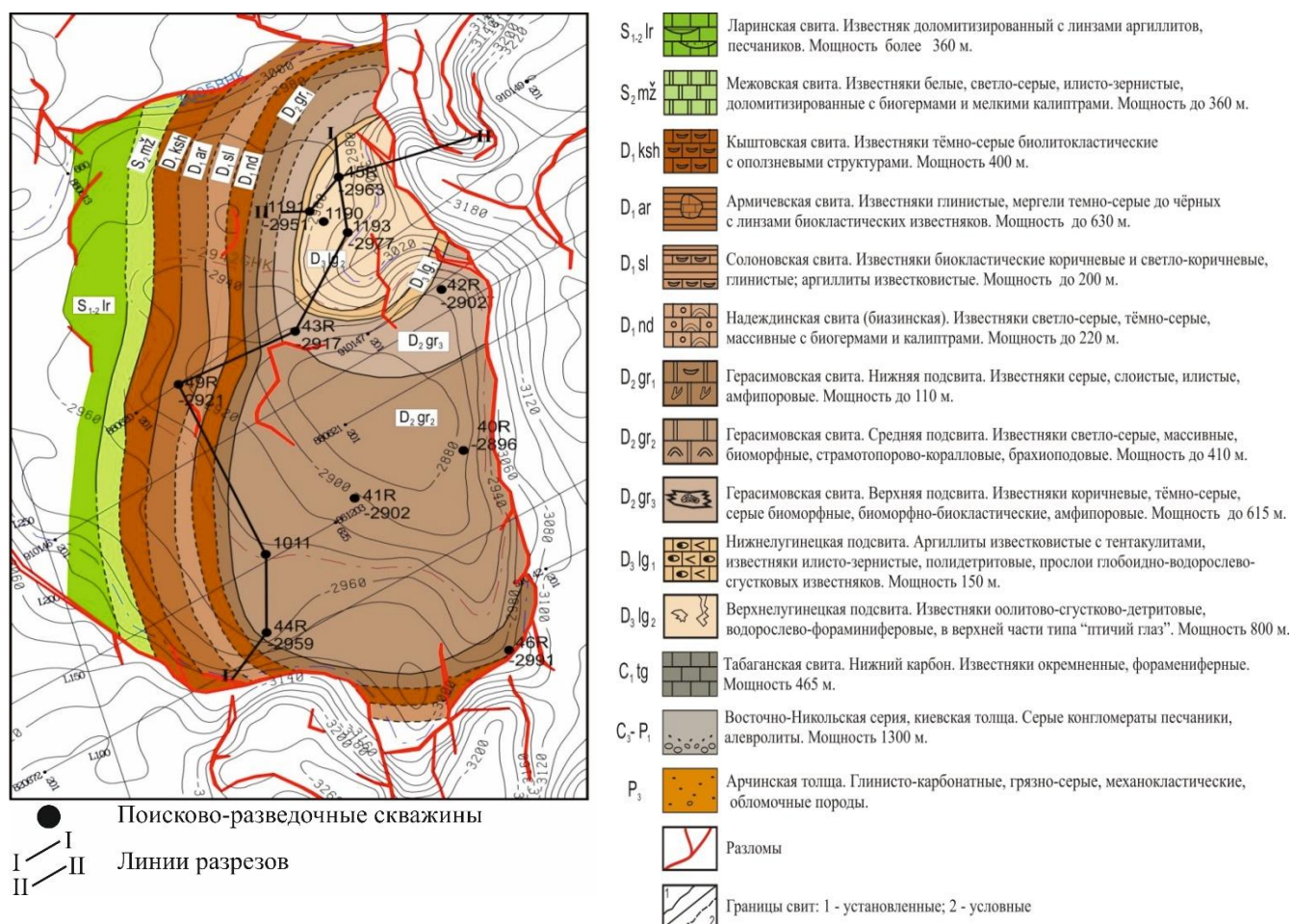


Рисунок 3.2.2 – Схематическая геологическая карта по кровле горизонта М₁ Арчинского месторождения [59]

Также характерной особенностью разреза доюрских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна является развитие бокситовой коры выветривания (пласт М), залегающей с угловым несогласием на карбонатных отложениях [56]. Кора выветривания представлена алюмосиликатными породами (бокситы) и сидеритизированными известняками. В разрезах различных скважин по данным оперативного и детального описаний керна, а также интерпретации геохимических данных отложения коры выветривания не выдержаны, по площади распространены фрагментарно (рис. 3.2.3).

Действительно, данные РФА с шагом 1м позволили охарактеризовать литологическую принадлежность отложений. В результате в разрезе доюрского комплекса исследуемой площади было выделено 2 главных (крупных) типа

горных пород, различающихся друг от друга по своему химическому составу (Рисунок 3.2.4).

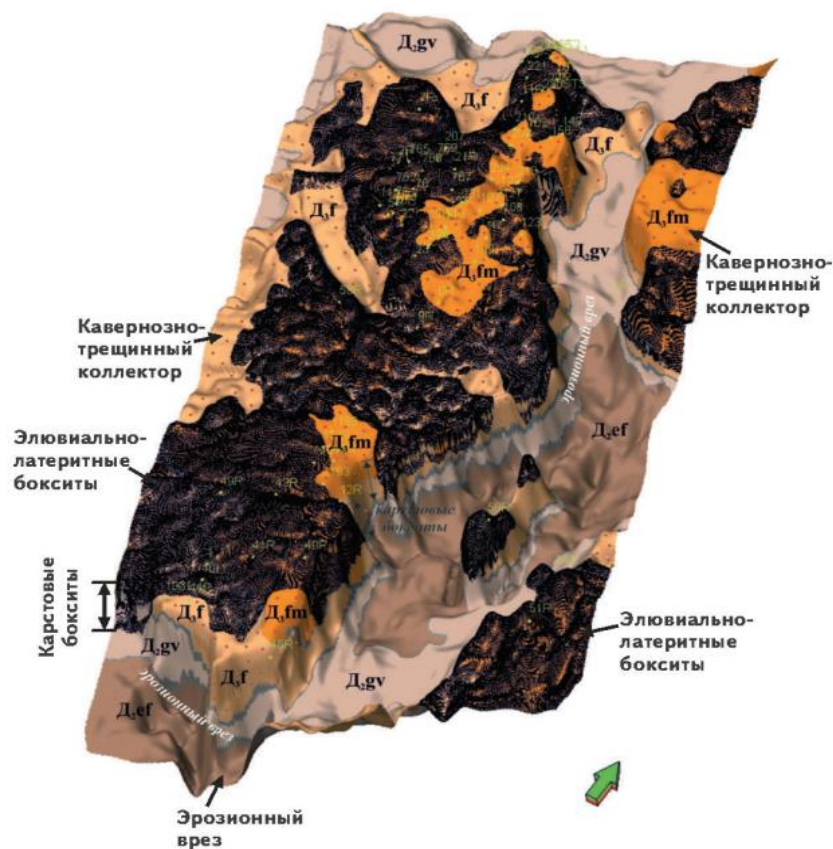


Рисунок 3.2.3 – Аксонометрическое отображение эрозионной средневерхнедевонской поверхности Урмано-Арчинской площади [62]

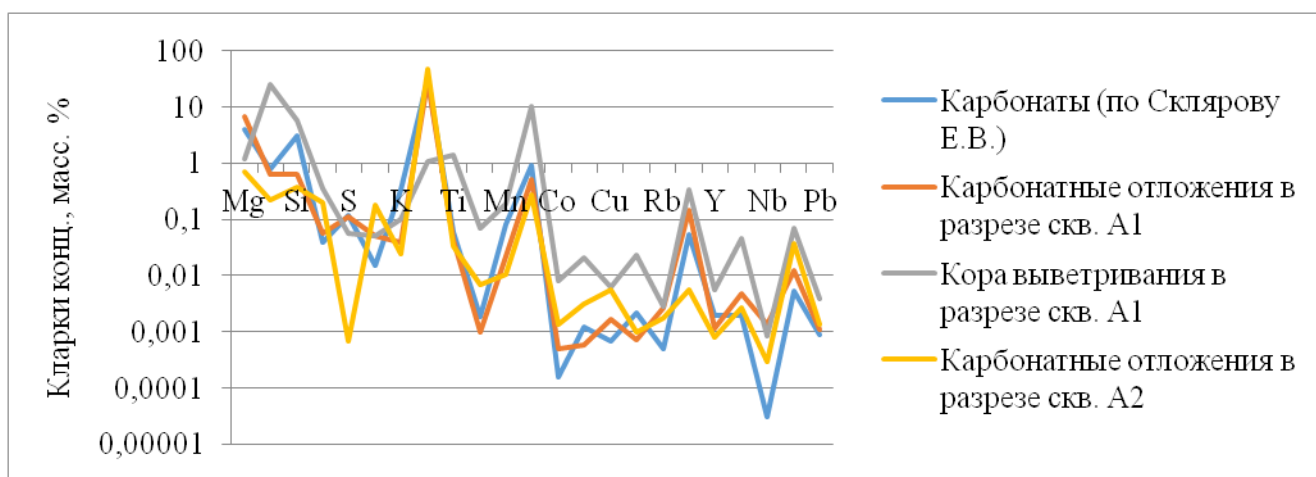


Рисунок 3.2.4 – Содержание химических элементов в кровельной части палеозойских отложений (составлено автором)

В условиях выветривания неизбежно изменяется химический и минеральный состав пород, и, как следствие, их фильтрационно-емкостные свойства и аккумуляционный потенциал. Так, формирование вторичных

смешанных (трещинно-кавернозных) пород-коллекторов по исходно карбонатным отложениям в зоне эпигенетических преобразований прослеживается в химическом составе проб (Рисунок 3.2.5).

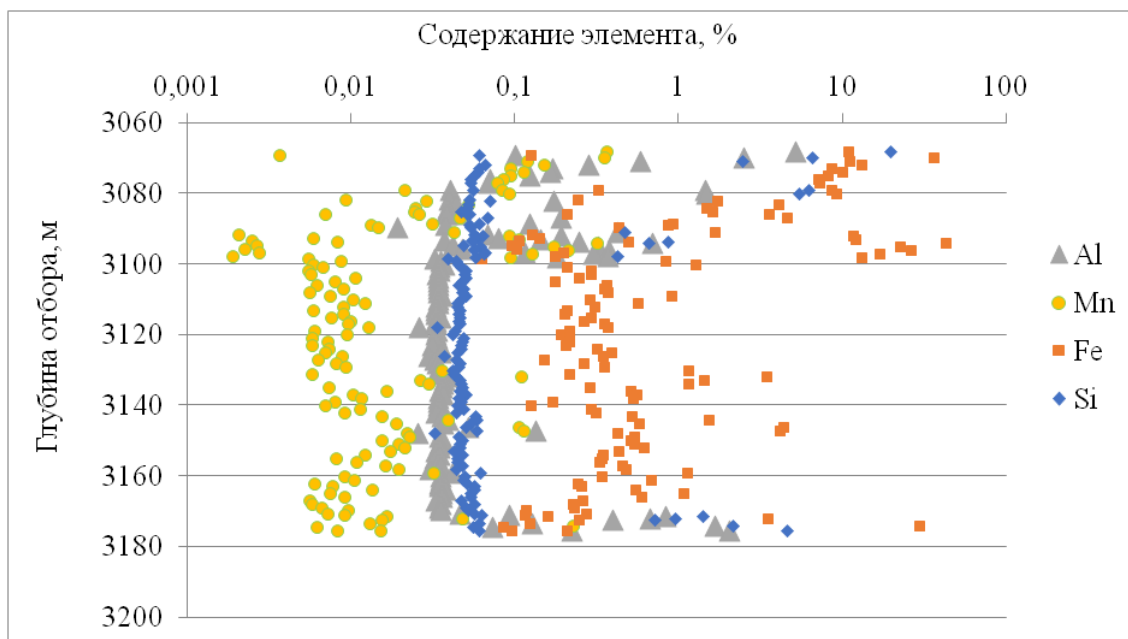


Рисунок 3.2.5 – Содержание химических элементов в кровельной части палеозойских отложений (составлено автором)

Таким образом, отложения доюрского комплекса в разрезе исследуемой площади следует разделять на два крупных литотипа: гидролизаты, – отложения коры выветривания, представленные фрагментарно развитыми бокситами, и карбонатолиты – чистые известняки с содержанием CO_2 в породе более 20% (пласт M_1) [67, 79, 94] (Таблица 3.2.1).

Таким образом, на основе литохимического анализа возможно установление границы перехода двух литотипов, характеризующие строение пластов М (кора выветривания) и M_1 (плотные, крепкие известняки, не подвергшиеся гипергенным преобразованиям).

При этом наблюдается существенная разница в аккумуляционном потенциале между коллекторами в кровле палеозойских отложений представленными кавернозно-трещинными известняками и не повсеместно развитыми отложениями коры выветривания, коэффициенты пористости равны 7,1-8,5% и 24,2-45,4% соответственно (Рисунок 3.2.6, Таблица 3.2.2).

Таблица 3.2.1 – Граница перехода двух литотипов [79]

Интервал отбора, м		Описание	Пласт	Содержание соединений химических элементов, %							Лито-химическая характеристика (по Я.Э. Юдовичу)
				Al ₂ O ₃	SiO ₂	TiO ₂	FeO	CaO	MgO	CO ₂	
3090	3096	Боксито-подобная порода с оолитовой структурой	М	42.4	6.4	11.9	34.2	2.8	2.2	0	гидролизаты
3106	3110	Известняк плотный, крепкий, трещиноватый	М ₁	3.3	0	46.3	0	0	0	50.4	карбонатолиты

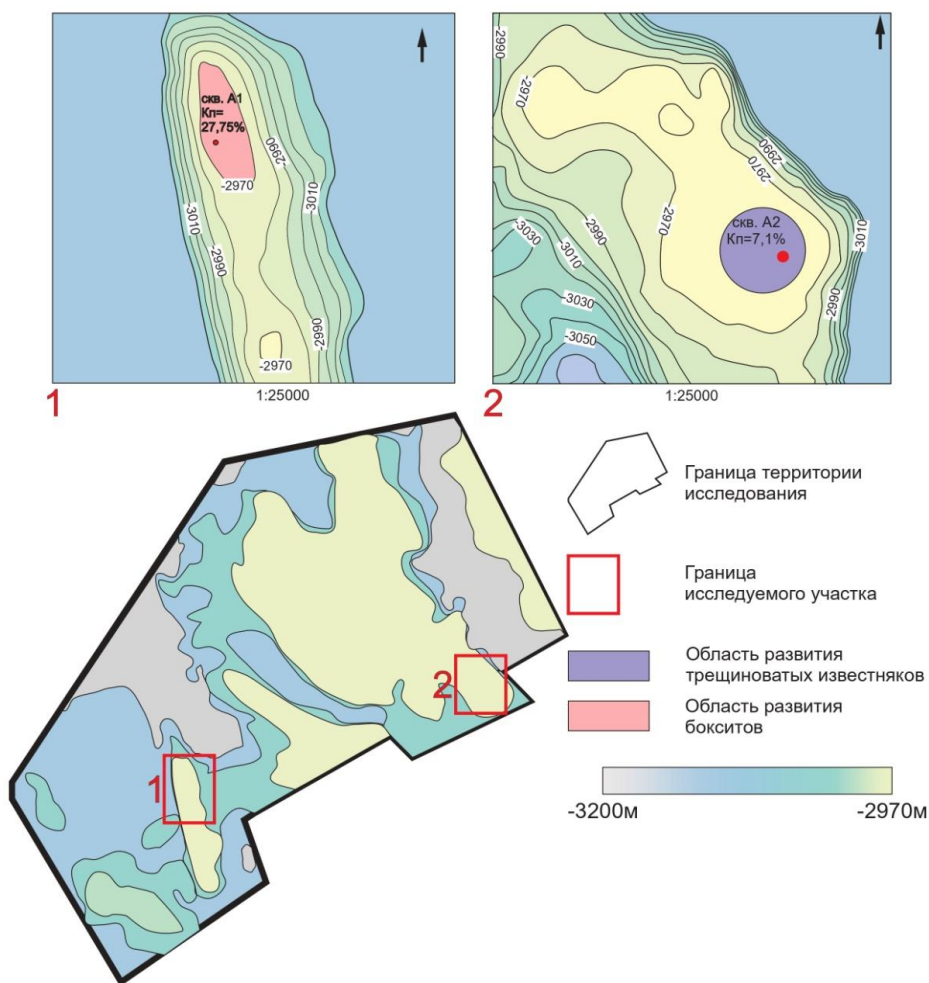


Рисунок 3.2.6 – Структурная карта кровли доюрских отложений района исследований: 1 – область скв. А1; область скв. А2 [79].

Таблица 3.2.2 – Сравнительная характеристика емкостного потенциала выделяемых литотипов [67]

Литология	Открытая пористость, %
Боксит сидеритовый с оолитовой и пизолитовой структурой. Местами отмечаются отрицательные оолиты и пизолиты.	45.45
“То же”	42.03
“То же”	24.15
Известняк сидеритизированный, тонко-микрокристаллический.	10.88
Известняк биокластовый со структурой вакстоун, мелкокристаллический.	2.35
Известняк биокластовый со структурой пакстоун, пелитоморфный.	3.29
Известняк биокластовый со структурой вакстоун, мелкокристаллический.	0.57
Известняк мелко-тонкокристаллический, пелоидно-биокластовый со структурой вакстоун.	1.10
Известняк мелко-тонкокристаллический, пелоидно-биокластовый со структурой вакстоун.	1.76
Известняк сгустково-комковатый, неравномерно перекристаллизованный, со структурой вакстоун.	1.54

Таким образом, области развития отложений коры выветривания (пласт М), представленной бокситами, отвечает зонам улучшенных коллекторских свойств. Отложения бокситов, при этом, могут являться самостоятельным объектом поиска, что обуславливает необходимость установления их генезиса и механизмов формирования с целью определения критериев нефтегазоносности.

Исследователи полагают, что основным источником поступления материала для образования пород коры выветривания, несогласно залегающих на карбонатных отложениях, могут являться переотложенные алюмосиликаты, характеризующие минеральный состав интрузивных тел [56].

В пределах юго-восточной части ЗСБ локализованы интрузивные тела, представленные гранитами, плагиогранитами, гранодиоритами, габбро палеозойского возраста и долеритами, диабазами, базальтами, туфами основного состава триасового возраста (Рисунок 3.2.7) [56].

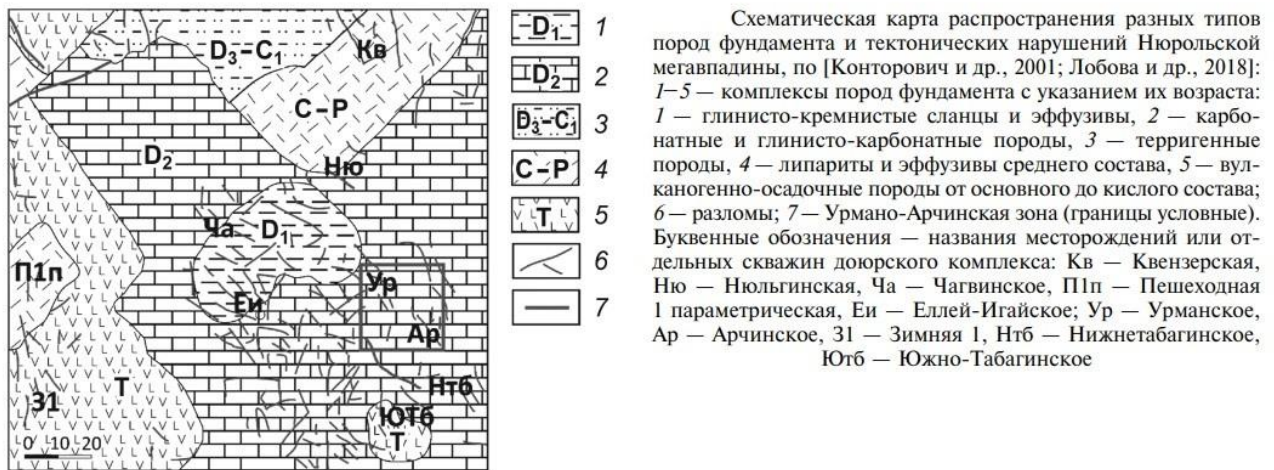


Рисунок 3.2.7 – Схематическая карта распространения пород доюрского комплекса и тектонических нарушений Ньюрольской впадины [56]

Потенциальным исходным субстратом в процессе образования коры выветривания при денудации подобных магматических пород являются группы порообразующих алюмосиликатных минералов. К таковым относятся кальций-натриевые и калий-натриевые полевые шпаты, входящие в минеральный состав основных и кислых магматических пород соответственно.

В исследовании [56] подобные отложения были охарактеризованы с применением Ni-Cr генетической диаграммы для бокситов и других типов пород, согласно которой выделяемые бокситовые отложения относятся к карстовому типу (Рисунок 3.2.8).

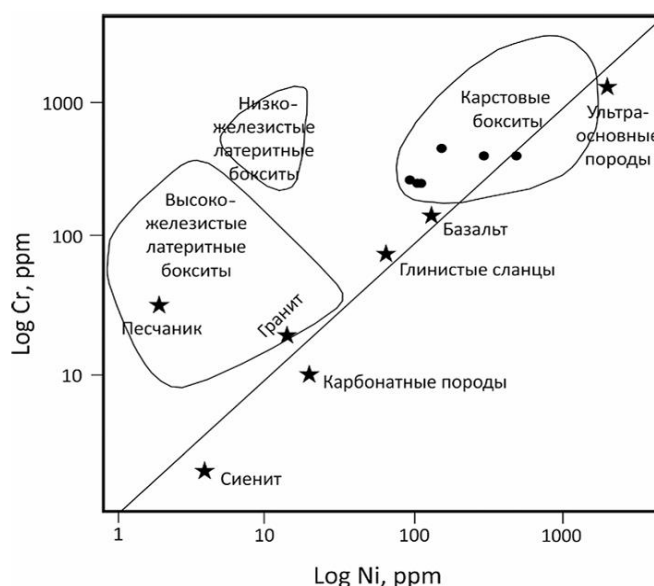


Рисунок 3.2.8 – Диаграмма Ni-Cr для бокситов и других типов пород, по [102] с фигуративными точками составов изученных пород [56]

Подобное утверждение согласуется с исследованием автора и подчеркивает важность протекания эпигенетических процессов по исходно карбонатному субстрату.

Освобождающийся в процессе эрозии глинозем в совокупности с гумусовыми веществами образует устойчивые в растворе коллоиды, переносящиеся речными водами в озера и моря, где происходит их отложение в виде гидрооксида алюминия. При выщелачивании карбонатных пород, содержащих в себе примеси материала близлежащих эффузивов, на поверхности накапливается алюмосиликатный материал, при выветривании которого в зоне гидролиза формируются глины, заполняющие карстовые пустоты. В случае, когда выветривание достигает стадии конечного гидролиза, и по алюмосиликатному материалу образуются бокситы или железистые аллиты, характеризующиеся повышенными значениями пористости, по таким породам формируются высокопористые коллекторы. Благоприятными для формирования трещиноватых и кавернозных пород являются зоны тектонических нарушений. Зоны трещиноватости способствуют фильтрации вод на значительные глубины с образованием карстовых полостей нередко на нескольких уровнях. В процессе диагенеза большая часть переотложенных бокситов приобретает различные разновидности бобовых и оолитовых структур. Характерны также конгломератовые и брекчиевые структуры [26].

Таким образом, изучаемые отложения бокситов являются продуктом пролювиально-делювиально-аллювиального смыва и переноса вещества коры выветривания [56].

В своей работе В.Н. Разумова подчеркивает, что эрозионная поверхность, выступающая в роли границы раздела двух структурных этажей, является зоной повышенной проницаемости [70]. Осадочный чехол в свою очередь выполняет роль экрана, способствуя локализации процессов метасоматического выщелачивания и цементации у границы с осадочным фундаментом [70].

Согласно классификационной диаграмме Д. Бардоши (1981) [9], отложения бокситов в разрезе доюрского комплекса исследуемой площади, относятся к различным вещественным типам пород (Рисунок 3.2.9).

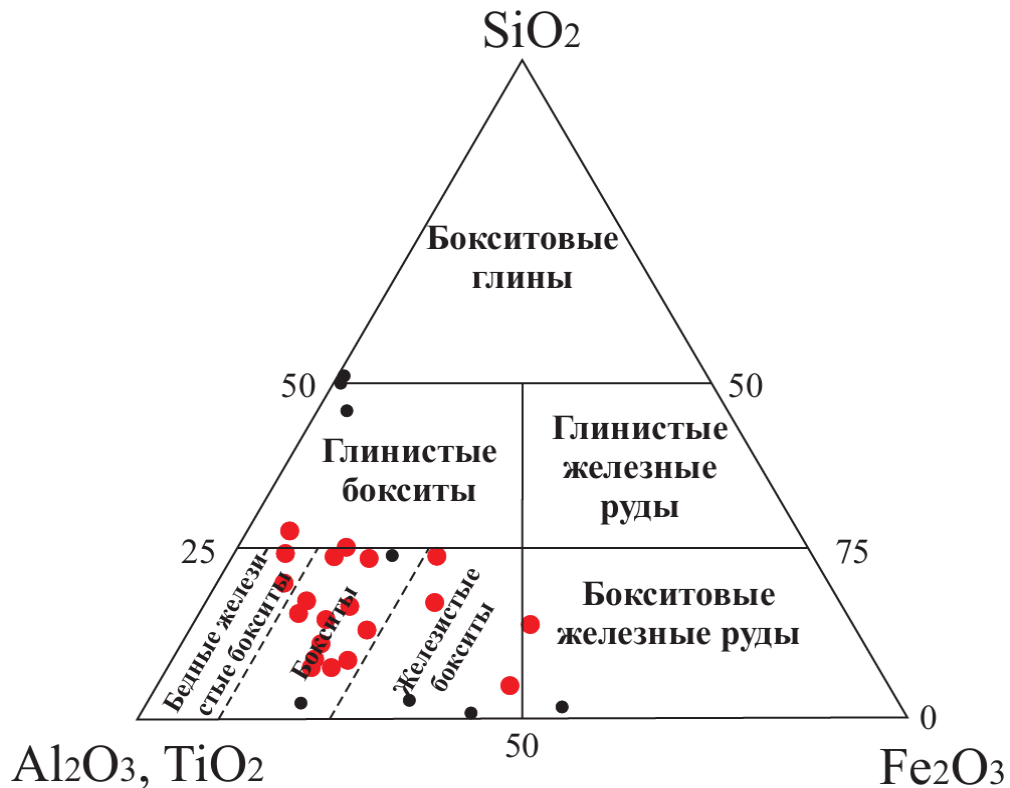


Рисунок 3.2.9 – Классификационная диаграмма бокситов по [9], с изменениями по [103], с фигуративными точками составов изученных пород [56 с дополнением автора]

Процессы образования переотложенных кор выветривания подробно описаны в трудах исследователей, рассматривающих гидролиз в качестве основного контролирующего развитие подобных отложений факторов [56].

Дополнительным инструментом химической диагностики Al-гидролизатов, к которым относятся переотложенные бокситовые коры выветривания, является использование модульной диаграммы, включающей оценку гидролизатного модуля (ГМ) и титанового модуля (ТМ). Подобная диаграмма предложена В.С. Ерофеевым и Ю.Г. Цеховским [27] (Рисунок 3.2.10).

В соответствии с предложенной модульной диаграммой изучаемые отложения коры выветривания относятся к сухаристым (IIб, Ti-супергидролизаты) и каменистым (IIIа, Ti-гипергидролизаты) бокситам [27]. Предложенный анализ

позволяет диагностировать породообразование как возникающее вследствие аллохимических процессов (привноса и выноса компонентов системы, осуществляемых флюидом).

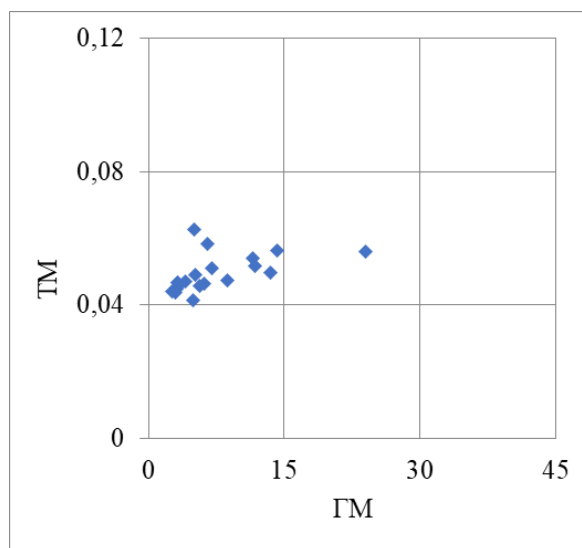


Рисунок 3.2.10 – Модульная диаграмма для пород бокситоносных толщ [по 27] с фигуративными точками соотношения модулей по составу изученных пород (составлено автором)

Важным фактором, подтверждающим нефтегазопроисхождение значение выделяемых типов бокситов, является широкая изученность их физико-механических и емкостных свойств отечественной школой геологии и геохимии. Данные, полученные в результате определения фильтрационно-емкостных свойств пластов М-М₁, выделяемых в разрезе доюрского комплекса исследуемой площади Урмано-Арчинской группы месторождений, согласуются с данными изучения пористости разновидностей бокситоносных толщ (таблица 3.2.3) [58].

Таблица 3.2.3 – Результаты определения пористости различных типов бокситоносных толщ [58]

Разновидность бокситоносной толщи	Значение пористости, %
Бокситы каменистые	15
Бокситы сухаристые	44
Бокситы глинистые	46
Глины бокситовые	44
Глины каолинистые углистые	42
Глины каолинистые	46
Глины смешанного состава	44

Таким образом, процессом, контролирующим формирование вторичного пустотного пространства в карбонатных отложениях доюрского комплекса юго-восточной части Западно-Сибирского НГБ, является постседиментационное преобразование карбонатных отложений. Такие карбонатные отложения, локализующиеся в кровельной части доюрского комплекса, формируют кавернозно-трещинный тип коллектора. В свою очередь, не повсеместно развитые области формирования переотложенной коры выветривания, несогласно перекрывающей карбонатные отложения, отвечают зонам улучшенных коллекторов. Отложения бокситов локализуются в области карста известняков и являются продуктом переотложения алюмосиликатных минералов, характеризующих минеральный состав магматических тел и первично глинистых толщ, расположенных в непосредственной близости от исследуемой площади.

Ярким примером со схожим геологическим строением бокситовых толщ, залегающих на закарстованной поверхности известняков, наблюдается на объектах Североуральского бокситоносного района (СУБР) (Рисунок 3.2.11).

В пределах СУБР основные месторождения так же приурочены к карстовым полостям и воронкам, сформированным по карбонатным породам (известняки, доломиты). Интенсивное химическое выветривание алюмосиликатных пород (граниты, гнейсы) привело к образованию коры выветривания. Транспортировка алюмосиликатной части в карстовые впадины позволила в последующем сформировать пласты и линзы бокситов.

С целью выявления закономерностей распределения коллекторских свойств на основе помощи литохимического анализа в ходе исследования был проведен анализ результатов рентгенофлуоресцентного изучения керна и бурового шлама и значений пористости образцов в разрезе Арчинско-Урманской площади.

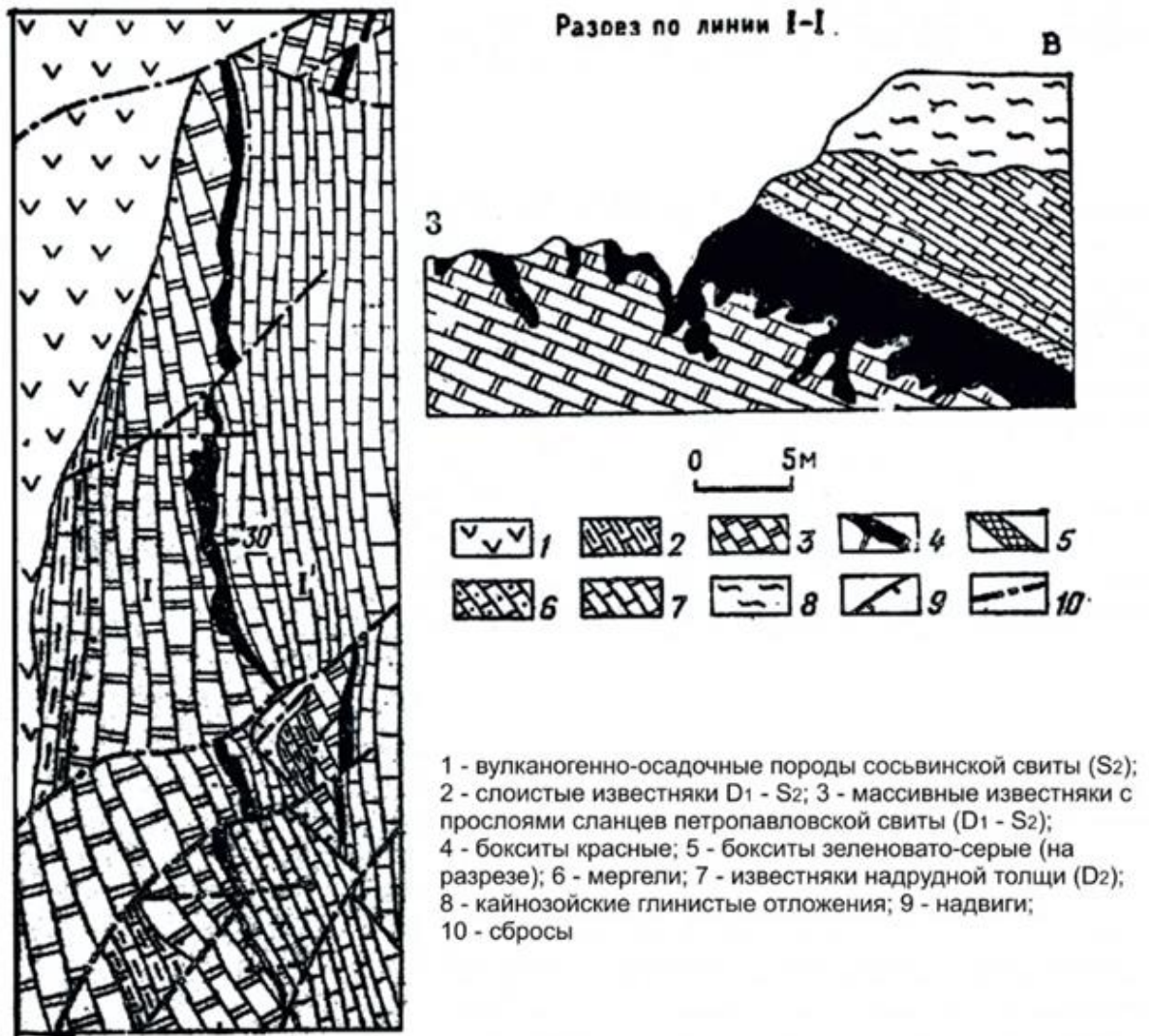


Рисунок 3.2.11 – Разрез месторождения Красная Шапочка (СУБР) (по А.В. Пейве) [18]

Для определения закономерностей формирования вторичных пород-коллекторов проведены кластерный и факторный анализы, позволившие определить силу и направленность связи химических элементов как между собой, так и с показателями ФЕС.

Так, кластерный анализ выборки, включающей результаты РФА керна и шлама измененных пород и “чистых” известняков, построенный в координатах 1-г Пирсона (теснота связи тем выше, чем меньше значение расстояния связи) выделил группы элементов с тесной связью (Рисунок 3.2.12).

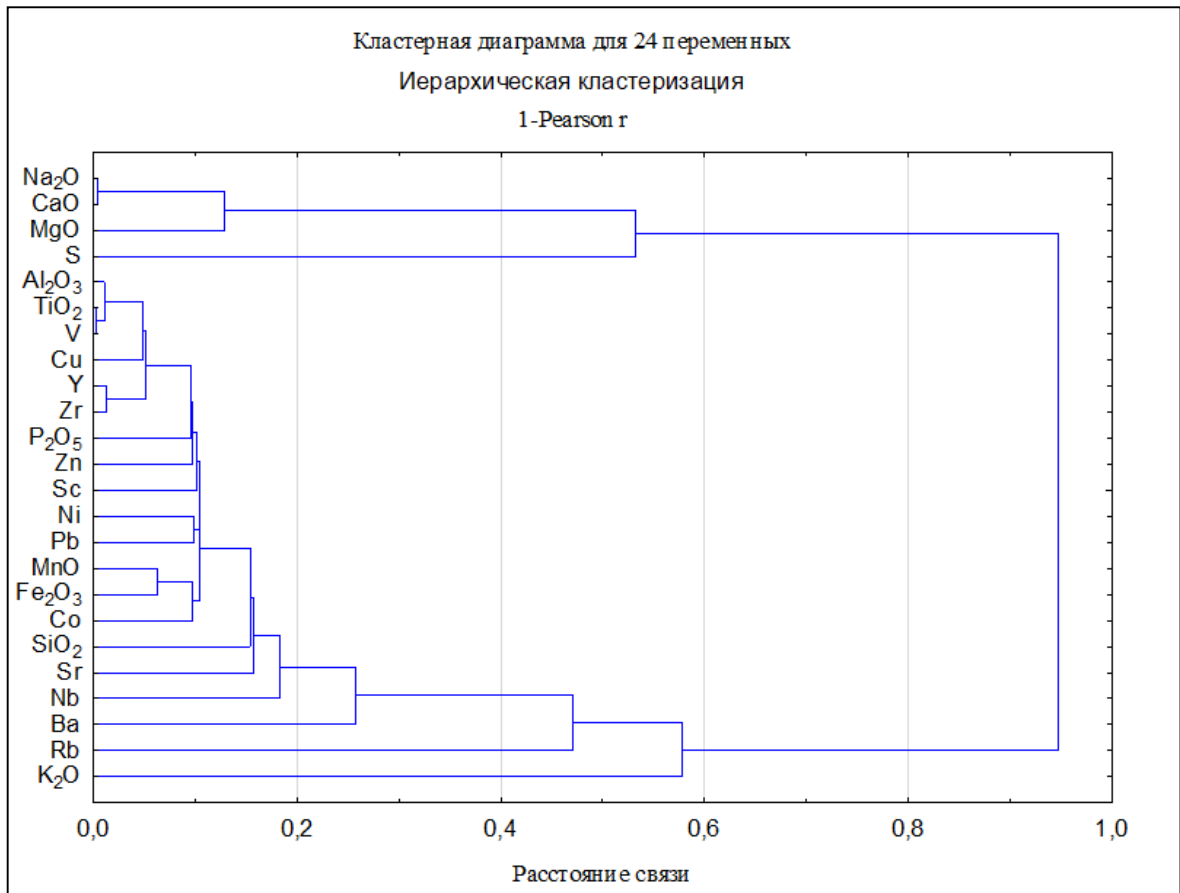


Рисунок 3.2.12 – Кластерная дендограмма переменных, определяющих химический состав доюрских отложений (составлено автором)

Кластеризация элементов отображает подвижность химических элементов при экзогенном преобразовании пород, так как объединил в группы химические элементы и их окислы по принципу их накопления или выноса в процессе выветривания. Коэффициент их корреляции варьируется в зависимости от степени подвижности элемента при эрозии. Выделенные таким образом группы четко соотносятся с выделяемыми группами геохимической подвижности Б.Б. Плыновым [64] с градацией от инертных до энергично выносимых.

Наиболее интенсивно в процессе выветривания выносятся такие элементы как Na, Ca, Mg. Менее интенсивно наблюдается вынос из системы S. Коэффициент корреляции серы ниже коэффициентов корреляции натрия, магния и кальция объясняется изначально меньшим относительным содержанием серы в отложениях. Наименее подвижными и (или) привносимыми в систему элементами являются (по уменьшению коэффициента корреляции, от неподвижных соединений к подвижным): Al_2O_3 , TiO_2 , V, Cu, Zr, Y, P_2O_5 , Zn, Co, Sc, Ni, SiO_2 .

Так, после установления возможности расчленения разреза на предлагаемые к выделению литотипы при помощи химического анализа следующим шагом являлось определение корреляционных зависимостей коэффициента открытой пористости от химического состава горных пород. Для достоверного отображения результатов выборка, характеризующая химический состав отложений разреза доюрского комплекса исследуемой площади, была предварительно разделена на две подвыборки, каждая из которых соответствует вещественному составу карбонатных (пласт M_1) и алюмосиликатных отложений (пласт M), выделяемых в разрезе.

Зоны улучшенных коллекторов ассоциированы с развитием переотложенной коры выветривания, представленной бокситами (пласт M). Для выявления факторов, отвечающих за наличие линейных статистических связей корреляции между 40 переменными, характеризующими поэлементный химический состав отложений коры выветривания, а также значения рассчитанных литохимических модулей и емкостных характеристик, проведен факторный анализ. Так как количество переменных превышает количество наблюдений проведен факторный анализ по методу главных компонент.

Всего выделено 6 факторов, дальнейшая работа и интерпретация выделенных факторов проводилась по 2 факторам, имеющим суммарный вклад 69,7% в общую дисперсию (таблица 3.2.4).

Таблица 3.2.4 – Таблица собственных значений факторов (метод главных компонент) (составлено автором)

№ п. п.	Собственные значения Расчет: Главные компоненты			
	Собственные значения	Вклад в общую дисперсию, %	Накопленные собственные значения	Накопленное значение, %
1	18.52	46.30	18.52	46.30
2	9.36	23.41	27.88	69.71
3	4.41	11.02	32.29	80.73
4	2.38	5.95	34.67	86.68
5	1.42	3.56	36.10	90.24
6	1.28	3.19	37.37	93.43

Для наиболее полного представления о факторах, влияющих на поведение наблюдаемых переменных, и их дальнейшей интерпретации построена таблица

факторных нагрузок (метод главных компонент), отображающая значение факторной нагрузки на каждую наблюдаемую переменную (Таблица 3.2.5).

Таблица 3.2.5 – Таблица факторных нагрузок на наблюдаемые переменные (составлено автором)

Переменная	Факторные нагрузки (без вращения) (Выделенные нагрузки >,70)		Переменная	Факторные нагрузки (без вращения) (Выделенные нагрузки >,70)	
	Фактор 1	Фактор 2		Фактор 1	Фактор 2
MgO	-0,60	-0,09	Sr	0,84	-0,18
Al ₂ O ₃	0,61	-0,72	Y	0,93	-0,12
SiO ₂	0,59	0,78	Zr	0,90	-0,26
P ₂ O ₅	0,39	-0,40	Pb	0,85	0,09
S	0,69	-0,34	Nb	0,90	-0,12
K ₂ O	0,04	0,38	Ba	-0,17	0,08
CaO	-0,95	-0,21	ГМ	-0,48	-0,80
Sc	-0,81	-0,41	ТМ	-0,56	-0,62
TiO ₂	0,16	-0,95	Fe/Mn	0,56	-0,50
V	-0,00	-0,97	Al/Ca	0,91	0,16
MnO	-0,96	0,20	Al/Mn	0,95	-0,06
Fe ₂ O ₃	-0,97	-0,04	Пористость, Кп, %	0,22	-0,86
Co	-0,65	-0,09	Объемная плотность, г/см ³	-0,43	0,73
Ni	0,85	0,06	Кажущаяся плотность, г/см ³	-0,53	-0,48
Cu	0,01	-0,42			
Zn	0,74	0,16			
Rb	0,76	0,38			

Первый фактор описывает поведение двух противопоставляемых групп переменных, характеризующих химический состав изучаемых отложений. Учитывая генезис коры выветривания (продукты промывного гидролиза, локализующиеся в карстовых полостях), первый фактор интерпретируется как фактор “переноса вещества”, выделяющий группы элементов и их соединений по принципу автохтонности (отрицательные значения факторной нагрузки) и аллохтонности (положительные значения факторной нагрузки). К первой группе относятся Ca, Mn, Fe, Sc, Mg, Co, характеризующие состав исходного карбонатного субстрата. Ко второй группе относятся Al, Si, Ti, S, Zn, Rb, Sr, Y, Zr,

Pb, Nb, привносимые в систему в результате переотложения продуктов промывного гидролиза.

Второй фактор, в свою очередь, отображает зависимость между переменными, характеризующими химический состав и физические свойства исследуемой толщи коры выветривания. Выделены переменные, обладающие высоким значением отрицательной факторной нагрузки: Al, Ti (и их оксиды), V, ГМ, а также коэффициент открытой пористости. Положительными нагрузками обладают Si и объемная плотность горных пород. Очевидно, переменные разделены на группы по принципу формирования пустотного пространства в изучаемых отложениях. Так, группа переменных с отрицательными значениями факторной нагрузки характеризует минеральный скелет, формирующий пористость изучаемых отложений бокситов. Переменные с положительными значениями факторной нагрузки, в свою очередь характеризуют объемную плотность горной породы (Рисунок 3.2.13).

Главным пустотным пространством, определяющим коллекторский потенциал горных пород, является вторичное пустотное пространство, образованное в результате воздействия наложенных процессов на горные породы. Таким образом, процессы эрозии, карста и выщелачивания являются контролирующими формирование емкостного потенциала пород-коллекторов доюрского комплекса юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна. Потому при прогнозе аккумуляционного потенциала отложений доюрского комплекса следует учитывать степень преобразования горных пород, подверженных выветриванию.

Действительно, в процессе выветривания закономерно наблюдается уменьшение объемной плотности горных пород и, соответствующее этому, увеличение коэффициента открытой пористости (Рисунок 3.2.14).

Таким образом, справедливым будет являться утверждение о наличии зависимости между коэффициентом открытой пористости горной породы и степенью ее преобразованности в процессе выветривания. Открытая пористость при этом будет характеризоваться содержанием химических элементов (и их

окислов), слагающих породообразующие минералы, которые формируют минеральный скелет (каркас) породы.

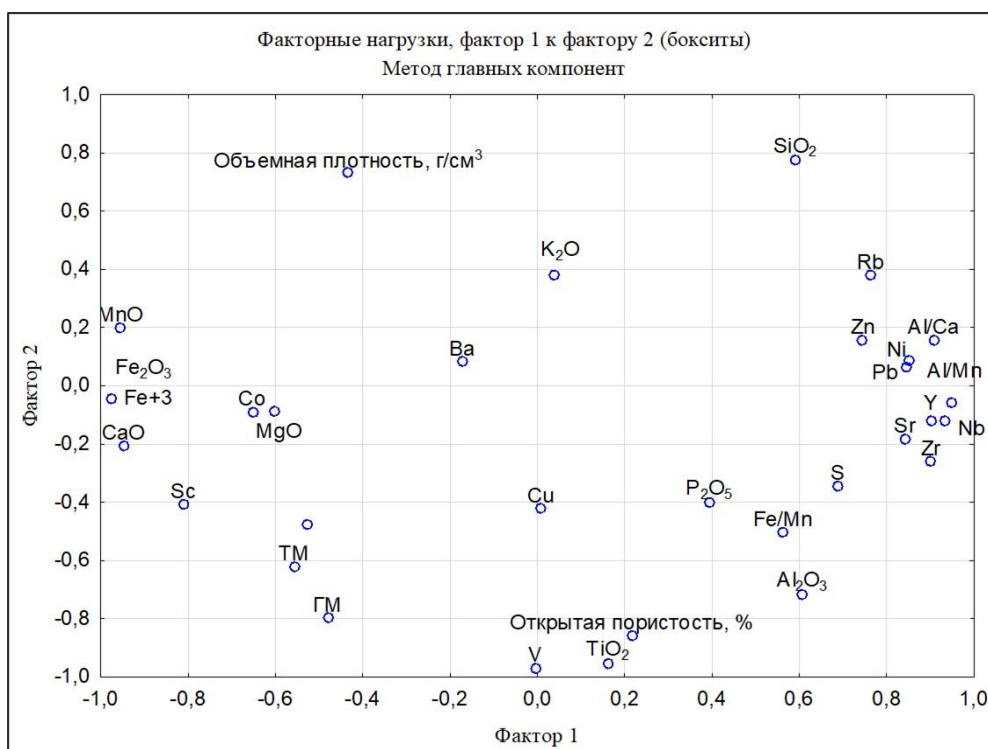


Рисунок 3.2.13 – Диаграмма факторных нагрузок (метод главных компонент), фактор 1 к фактору 2 (для отложений бокситов) (составлено автором)

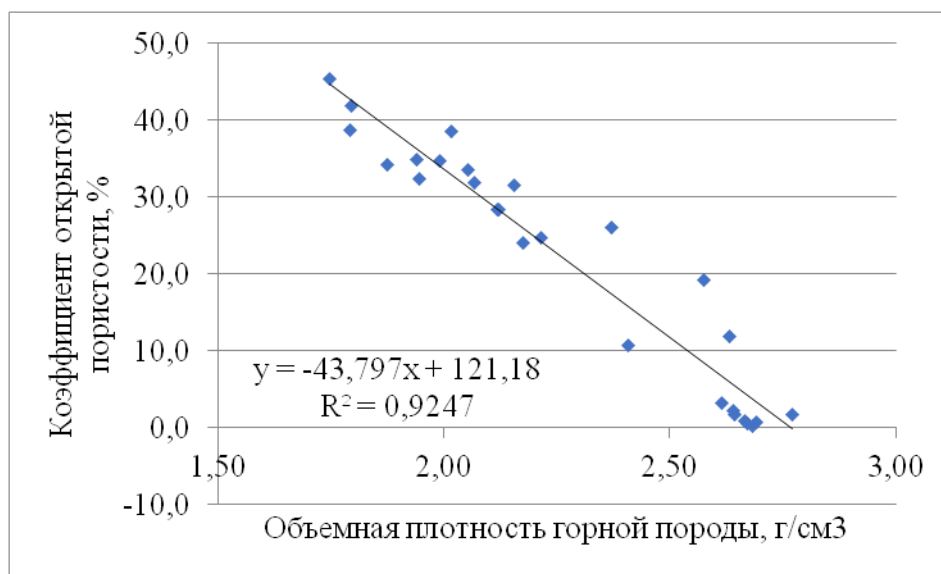


Рисунок 3.2.14 – Диаграмма рассеяния объемной плотности пород и коэффициента пористости (составлено автором)

Наиболее высокий коэффициент детерминации с переменной, характеризующей открытую пористость в пласте М, обладают окислы алюминия,

титана, ванадия. Содержание оксидов этих элементов обратно пропорционально объемной плотности пород (Таблица 3.2.6).

Таблица 3.2.6 – Значение парных коэффициентов корреляции переменных с показателями открытой пористости и объемной плотности для отложений коры выветривания и неизмененных известняков (составлено автором)

Показатели	Значение коэффициента детерминации (R^2)				
	ОП	Al_2O_3	TiO_2	V	Fe/Mn
Коэффициент открытой пористости	0.92	0.83	0.85	0.82	0.80
Объемная плотность, г/см ³ (ОП)	1	0.88	0.78	0.71	0.67

Содержание оксида алюминия (Al_2O_3) в бокситах, слагающих кору выветривания (пласт М), варьирует от 28 до 42,4% и является главным пороодообразующим компонентом для бокситов. Установлена прямая зависимость между его содержанием в горной породе и коэффициентом ее открытой пористости (Рисунок 3.2.15).

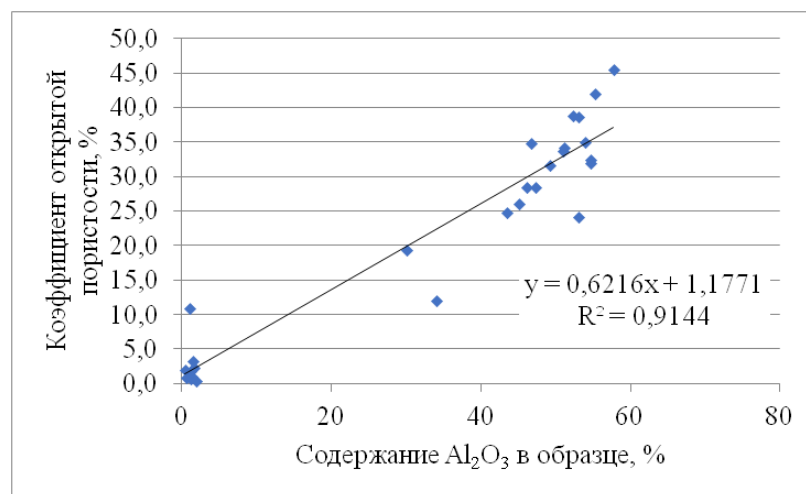


Рисунок 3.2.15 – Диаграмма рассеяния коэффициента открытой пористости и содержания Al_2O_3 (составлено автором)

Содержание оксидов металлов в палеозойской коре выветривания не ограничено алюминием. Существенным вкладом в химический состав отложений коры выветривания обладают также ванадий и оксид титана. Сумма содержания металлических компонентов в коре выветривания при ее сопоставлении со значениями открытой пористости также характеризуется прямой связью, с

незначительным увеличением значения R^2 для функции коэффициента открытой пористости от суммы содержаний Al_2O_3 , TiO_2 , V (Рисунок 3.2.16).

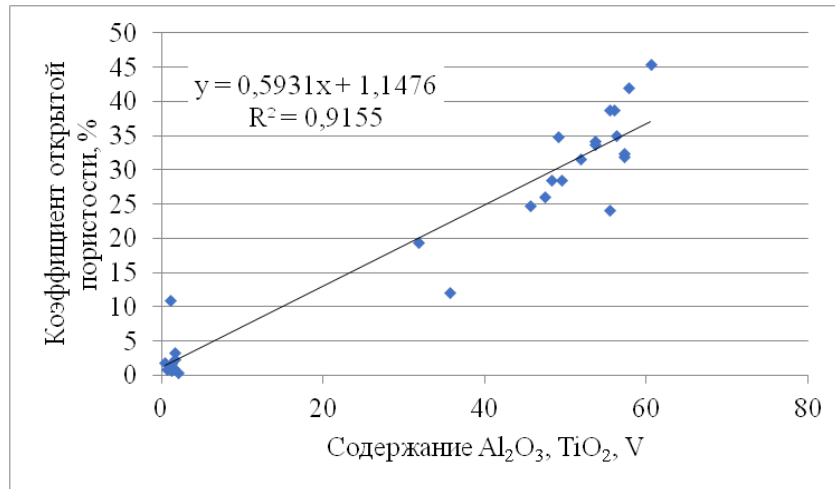


Рисунок 3.2.16 – Диаграмма рассеяния открытой пористости и суммы содержаний ванадия, оксидов алюминия и титана (составлено автором)

Принимая во внимание перечень выделенных элементов, характеризующих химический состав выделяемых в разрезе пластов и имеющих прямую корреляционную зависимость со значением коэффициента открытой пористости, было принято решение дополнительно использовать литохимические модули, описывающие поведение наиболее тесно связанных химических элементов и их соединений.

Генезис бокситовой коры выветривания связывается с переотложением алюмосиликатных минералов, характеризующих минеральный состав магматических тел, локализованных в непосредственной близости от исследуемой площади. Таким образом, алюмосиликатные породы, представленные отложениями пласта М (бокситы) являются продуктом промывного гидролиза первичного субстрата, представленного преимущественно полевыми шпатами, входящими в состав кислых и основных магматических пород. В таком случае возможно применение гидролизатного модуля (ГМ) в целях оценки степени преобразованности горных пород, глубины протекания процессов переотложения и дальнейшего установления литохимических границ изучаемых отложений доюрского комплекса, что необходимо для выделения в разрезе наиболее высокочемических коллекторов.

Значения гидролизатного модуля, в виду различной степени преобразованности горных пород и их генезиса, закономерно снижаются вниз по разрезу от пласта М к пласту М₁ с переходом (сверху вниз) от отложений коры выветривания, характеризующихся содержанием СО₂ равным 0 и повышенными значениями Al, Fe, Mn, Ti (гидролизаты) к сидеритизированным известнякам и, далее, к коренным крепким, плотным, «чистым» известнякам, незатронутым процессами вторичных изменений.

При этом широкая вариация значений модуля в пределах преобразованной части разреза (коры выветривания) объясняется различием в трещиноватости горных пород, а также неравномерным избирательным протеканием карстовых процессов, так как области развития бокситовой коры выветривания соответствуют областям развития карста (Таблица 3.2.7, Рисунок 3.2.17).

Таблица 3.2.7 – Значения гидролизатного модуля в коре выветривания палеозойских отложений [67]

Глубина отбора, м	Литологическое описание	Пласт	Рассчитанные значения гидролизатного модуля (ГМ)	
			Значение модуля	Интерпретация
1	2	3	4	5
3090,64	Боксит сидеритовый, с оолитовой и пизолитовой структурой. Отмечаются отрицательные оолиты.	М	11.55	гипергидролизаты
3091,01	Боксит сидеритовый, с оолитовой и пизолитовой структурой. Отмечаются отрицательные оолиты.	М	14.27	гипергидролизаты
3091,69	Боксит сидеритовый, с оолитовой и пизолитовой структурой. Отмечаются отрицательные оолиты.	М	4.05	супергидролизаты
3093,27	Боксит сидеритовый с оолитовой и пизолитовой структурой. Местами отмечаются отрицательные оолиты и пизолиты.	М	5.20	супергидролизаты
3094,28	Боксит сидеритовый с оолитовой и пизолитовой структурой. Местами отмечаются отрицательные оолиты и пизолиты.	М	3.23	супергидролизаты
3095,75	Боксит сидеритовый с оолитовой и пизолитовой структурой. Местами отмечаются отрицательные оолиты и пизолиты.	М	8.73	супергидролизаты

Продолжение таблицы 3.2.7

1	2	3	4	5
3096,18	Боксит сидеритовый с оолитовой и пизолитовой структурой. Местами отмечаются отрицательные оолиты и пизолиты.	М	5.65	супергидролизаты

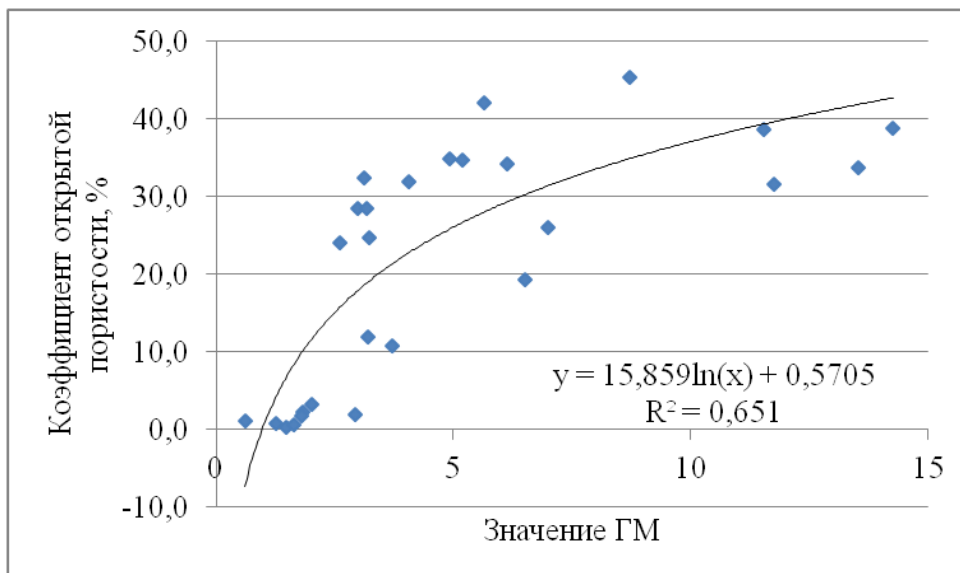


Рисунок 3.2.17 – Диаграмма рассеяния коэффициента открытой пористости и значений ГМ (составлено автором)

В ходе исследования обнаружена прямая корреляционная зависимость между коэффициентом открытой пористости и соотношением модулей ГМ/ТМ, определяющим тип бокситов, слагающих кору выветривания (Рисунок 3.2.18).

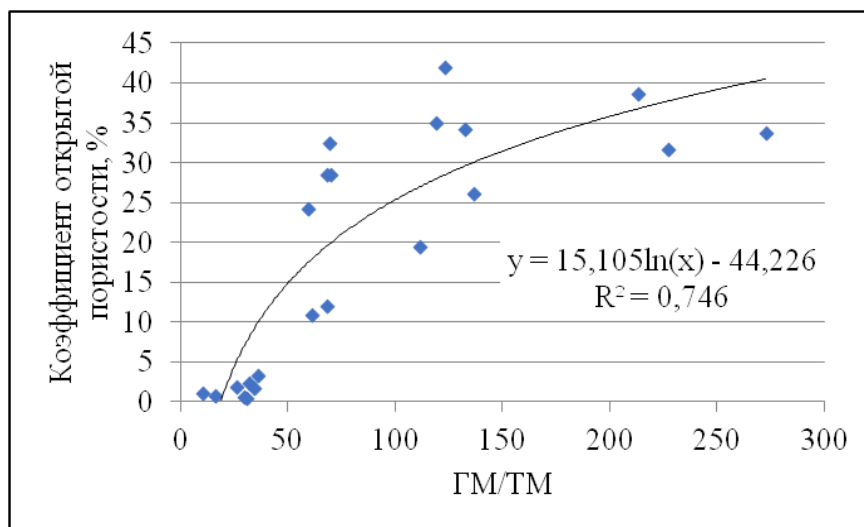


Рисунок 3.2.18 – Диаграмма рассеяния коэффициента пористости и соотношения модулей ГМ/ТМ (составлено автором)

Наиболее высокие значения коэффициента открытой пористости, превышающие 30%, характеризуют отложения коры выветривания, представленные бокситами.

Одним из литохимических модулей, имеющих наибольший коэффициент детерминированности при построении диаграммы рассеяния коэффициента открытой пористости для отложений пластов М-М₁, является Fe/Mn соотношение. Коэффициент детерминации R^2 для линейной зависимости коэффициента открытой пористости от значений Fe/Mn соотношения в алюмосиликатных отложениях, характеризующих сложение коры выветривания, равен 0,8 (Рисунок 3.2.19).

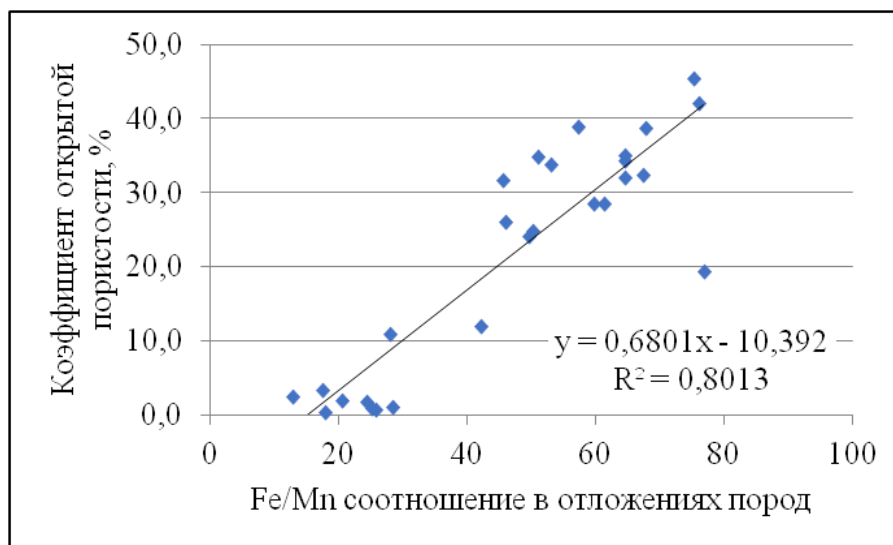


Рисунок 3.2.19 – Диаграмма рассеяния открытой пористости и Fe/Mn соотношения в отложениях алюмосиликатных пород пласта М (составлено автором)

Подобный литохимический модуль используется для оценки глубины бассейна в процессе литогенеза. Обратный ему модуль широко применим в рудной геологии для оценки масштабов железо-марганцевого рудогенеза океанских рудопроявлений. Согласно металлогенической карте Мирового океана под редакцией С.И. Андреева (2000), низкие значения показателя Fe/Mn модуля характеризуют глубоководные, пелагические области океанского ложа с обширными скоплениями марганца в рудных полях океанов [4]. Таким образом,

справедливым будет утверждение о том, что активная гидродинамика и окислительная обстановка осадконакопления характеризуют мелководные отложения. Подобная обстановка может оказывать позитивное влияние на формирование вторичного пустотного пространства в отложениях кровельной части доюрского комплекса и на протекание процесса промывного гидролиза.

Выявленные зависимости коэффициента открытой пористости от химического состава и литохимических индексов могут послужить дополнительным методом диагностики пустотно-порового пространства при изучении отложений доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в условиях малой информативности геофизических методов изучения скважин и при отсутствии отбора или малой представительности кернового материала, так как методика применима при изучении очищенного бурового шлама.

Предложенный метод является вспомогательным инструментом, возможным к применению при соблюдении рекомендаций и учете ограничений (таблица 3.2.8).

Таблица 3.2.8 – Условия применения предложенной методики диагностирования пустотно-порового пространства на основе литохимического анализа (составлено автором)

Ограничения	Допущения	Рекомендации
1- Смешение бурового шлама с компонентами бурового раствора (барит, полимеры, химические реагенты). 2- Смешение бурового шлама из различных интервалов при подъеме в затрубном пространстве.	1- Сохранение общих тенденций химического состава горной породы и наличие корреляции между керном и буровым шламом в пределах единой площади. 2- Сильные аномалии в шламе (особенно по стабильным элементам) могут указывать на реальный прослой в разрезе (например, пласт угля, известняка, пиритизированную зону).	1- Качественный отбор шлама. 2- Тщательная промывка и подготовка. 3- Комплексный анализ: использование данных ГИС для привязки и интерпретации. 4- Качественная петрофизическая интерпретация, интеграция с данными о минералогии (например, РФА шлама и керна).

Указанные направленности сохраняются при разделении выборки на подвыборки по литотипам, теряя свою силу в интервалах известняков. В подобных интервалах связью с открытой пористостью обладают соединения Fe и Mn.

3.3 Выводы по главе 3

Отложения палеозойского возраста в пределах исследуемой площади представлены органогенными известняками, сформированными в лагунных условиях, и несогласно перекрывающими их бокситами, являющимися продуктом промывного гидролиза алюмосиликатных минералов, характеризующих минеральный состав магматических тел, локализованных в пределах исследуемой территории.

Основным вмещающим углеводороды пространством в отложениях доюрского основания юго-восточной Западно-Сибирского осадочного бассейна является вторичное пустотное пространство, возникшее вследствие экзогенных процессов (выщелачивание, выветривание, карстообразование), повлекшего за собой неизбежное изменение химического состава исходных пород в связи с привнесом в систему новых компонентов. Образование коры выветривания, таким образом, является контролирующим фильтрационно-емкостные свойства фактором.

С увеличением степени преобразованности горных пород доюрского комплекса юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна увеличивается их емкостной потенциал. Наблюдается тенденция к возрастанию показателей ФЕС к кровле доюрского комплекса в виду наибольшей измененности горных пород под действием экзогенных процессов (выветривание, выщелачивание, карст).

Дополнительным фактором преобразования горных пород является наличие развитой системы трещин в отложениях, обуславливающей инфильтрацию флюида. Подобная характеристика определяет необходимость поиска зон разуплотнения горного массива, представленного отложениями доюрского комплекса.

Учитывая генезис бокситовой коры выветривания, локализация которых в зоне карста карбонатных отложений соответствует зонам улучшенных коллекторов, одним из важных критериев нахождения высокочемки коллекторов будет нахождение в разрезе доюрского комплекса исследуемой площади магматических тел кислого и основного составов.

Степень преобразованности горной породы характеризуется содержанием в ней химических элементов, в первую очередь количеством оксида алюминия, являющегося продуктом промывного гидролиза алюмосиликатных минералов, входящих в состав магматических тел, локализованных в пределах исследуемой территории.

О подверженности изменениям и глубине этих процессов можно судить по химическому составу повсеместно развитых карстообразующих карбонатолитов с применением литохимического анализа основанном на предложенных и описанных в своих трудах Е.В. Склярным и Я.Э. Юдовичем литохимических фациальных индикаторах и модулях. Преобладающими химическими элементами и их соединениями в коре выветривания являются такие, как окислы алюминия, титана, в литологическом описании керна также часто встречаются сидеритизированные известняки (карбонат железа). В качестве вспомогательного метода для определения степени изменения горных пород можно использовать литохимический анализ, позволяющий также охарактеризовать обстановку осадконакопления и фации, выделяющий в толще гидролизаты и карбонатолиты, тем самым определяющий границу перехода двух литотипов.

Анализ химического состава и его сопоставление с физическими свойствами горных пород позволил оценить степень и направленность корреляционной зависимости содержания химических элементов в горной породе с ее объемной плотностью, а также коэффициентом открытой пористости.

Наибольшая корреляция с коэффициентом открытой пористости обнаружена у Al_2O_3 , TiO_2 , V, формирующих минеральный скелет палеозойской коры выветривания, представленной бокситами и их рыхлыми разностями.

Зависимость коэффициента открытой пористости от объемной плотности горных пород обуславливает необходимость проведения площадных геофизических исследований, ориентированных на измерение плотности (степени разуплотнения) горного массива для определения литологической характеристики разреза и оценки емкостного потенциала пород.

Используя выведенные литохимические зависимости, можно качественно оценивать плотностную и емкостную характеристики горных пород, слагающих кору выветривания палеозойской части разреза в структуре Арчинско-Урманского поднятия.

Таким образом, намечена тенденция к установлению литолого-фациальной зональности и выделению областей повышенных коллекторских свойств в разрезе и на площади, тем самым обеспечив прогнозную базу для дальнейших исследований и оценки аккумуляционного потенциала отложений доюрского комплекса юго-восточной Западно-Сибирского бассейна.

ГЛАВА 4 ФОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ЗОНЫ КОНТАКТА ПАЛЕОЗОЙСКИХ И МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА

4.1 Фациальная принадлежность органического вещества и углеводородных флюидов залежей зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений

В пределах изучаемой площади в зоне контакта мезозойских и палеозойских отложений локализуются нефтяные (пласты М+М₁, Ю₁₅) залежи. С целью изучения физико-химических свойств, компонентного состава и генетической принадлежности флюидов, извлекаемых из залежей в зоне горизонтов зоны контакта, был проведен отбор углеводородных проб в скважинах 109, 128, 229 Урманской и скважине 1011 Арчинской площадей.

Изучение процессов образования залежей углеводородов, безусловно, является важнейшим этапом при построении геолого-генетической модели формирования нефтегазоносности. Одним из главных вопросов формирования нефтегазоносности доюрского комплекса Западно-Сибирского осадочного бассейна является установление генезиса углеводородов в залежах, локализующихся в палеозойских отложениях.

С целью изучения углеводородного состава флюидов проведен хромато-масс-спектрометрический анализ, отображающий качественный и количественный состав углеводородных соединений (летучие компоненты). Анализ и интерпретация полученных результатов позволили установить генетическую и фациальную принадлежность исходного ОВ, что в свою очередь является ключевым фактором определения генезиса УВ флюидов при сопоставлении пар нефть-органическое вещество, нефть-нефть, нефть-газовый конденсат. Подобное сопоставление позволит определить генетическую связь между флюидами, заполняющими залежи в горизонтах зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений, а также предположить их относительный возраст на основе изучения фациальной принадлежности предполагаемых НГМТ.

Результаты хромато-масс-спектрометрического исследования нефти из горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в пределах Урмано-Арчинской группы месторождений представлены в приложении В и на рисунках 4.1.1-4.1.3.



Рисунок 4.1.1 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа углеводородов палеозойской залежи Урманского НГКМ (скважина 128, пласт М-М₁) (составлено автором)

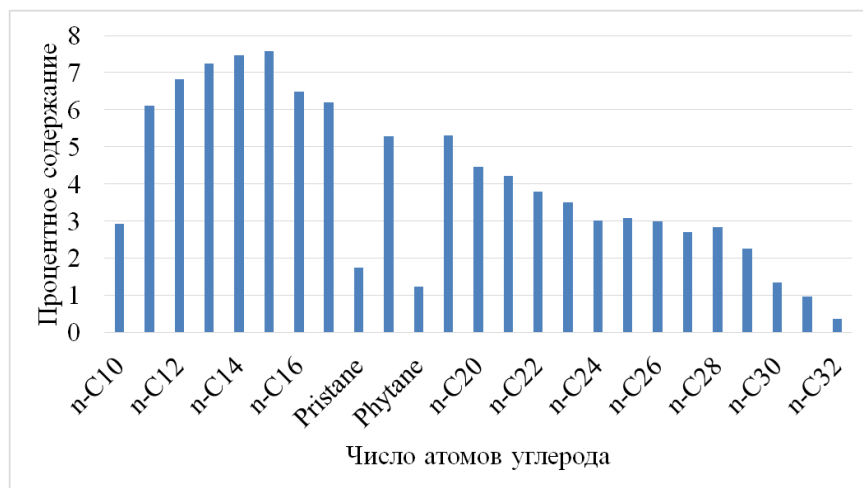


Рисунок 4.1.2 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа углеводородов мезозойской залежи Урманского НГКМ (скважина 109, пласт Ю₁₅) (составлено автором)



Рисунок 4.1.3 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа углеводородов палеозойской залежи Арчинского НГКМ (скважина 1011, пласт М+М₁) (составлено автором)

Характер распределения нормальных алканов в нефтяной пробе пласта М-М₁ скважины 128 Урманского НГКМ характеризуется полимодальностью распределения н-алканов, что указывает на смешанное, преимущественно континентальное органическое вещество (преобладание н-алканов ряда С₂₅-С₃₇).

Для пробы нефти пласта Ю₁₅ скважины 109 Урманского НГКМ характерна та же полимодальность, но с наибольшей концентрацией коротко- и среднецепочечных соединений (интервал С₁₀-С₂₀), что так же указывает на смешение органического вещества с доминированием аквагенного над континентальным.

Для нефтяного флюида пласта М-М₁ Арчинского НГКМ характерно преобладание н-алканов ряда С₁₅-С₂₁, что свидетельствует о вкладе аквагенного исходного органического вещества в генерацию флюида.

Для наиболее точной интерпретации фациальной и генетической принадлежности флюидов целесообразно опираться на основные показатели и их соотношения в композиции флюидов. Результаты хроматографического анализа состава н-алканов пробы газового конденсата, в свою очередь, закономерно отображают преобладание легких соединений во флюиде, что может исказить

интерпретацию основных показателей по средне- и длинноцепочечным нормальным алканам в виду их малой концентрации (рисунок 4.1.4).

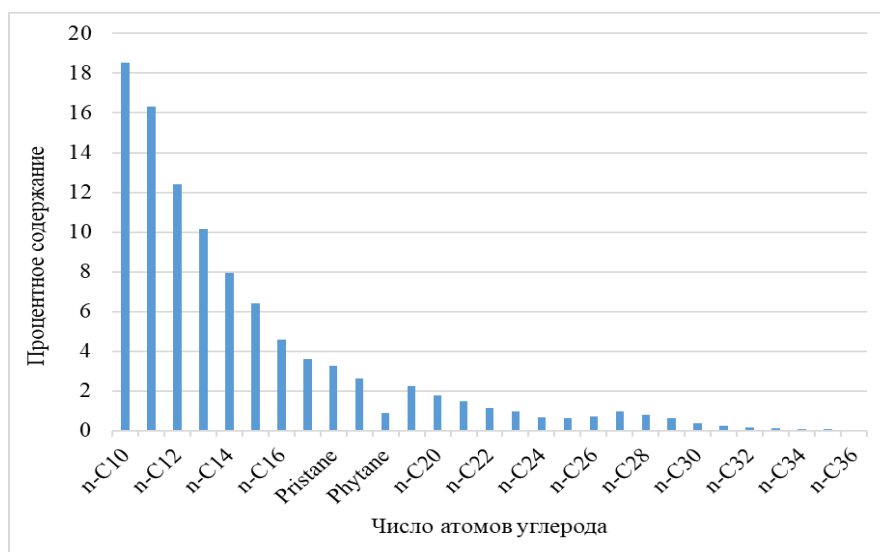


Рисунок 4.1.4 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа углеводородов мезозойской залежи Урманского НГКМ (скважина 229) (составлено автором)

С целью определения генетической принадлежности исходного ОВ среди углеводородных соединений и их отношений друг к другу широко применим пристан-фитановый (Pr/Ph) показатель, по которому можно надежно судить об окислительно-восстановительных условиях диагенеза материнских отложений [82]. Значительное сходство химического состава структур фитана (2,6,10,14-tetramethyl-pentahexane) и пристана (2,6,10,14-tetramethyl-pentadecane), близкие температуры кипения предполагают, что их соотношение наименее подвержено катагенетическим изменениям, миграции и микробиальному окислению и, следовательно, сформированное в диагенезе соотношение должно сохраниться на всех этапах преобразования РОВ, вплоть до нефти [20].

Преобладание пристана (и- C_{17}) над фитаном (и- C_{18}) свидетельствует об участии органического вещества, формировавшемся в осадке в окислительной обстановке среды, в генерации УВ. В исходном органическом веществе, сформированном в восстановительных условиях, концентрация фитана, как правило, преобладает над концентрацией пристана.

При этом нефти, формирующие скопления в пределах зоны контакта мезозойских и палеозойских отложений характеризуются отличным соотношением Pr/Ph, что указывает на их гетерогенную природу и связь с органическим веществом, формировавшимся в различных фациальных обстановках. Так, разница в Pr/Ph соотношении в 2 раза во флюидах позволяет судить об отсутствии генетического сходства исходного ОВ между образцом нефти (пласт М-М₁) и газового конденсата (пласт Ю₁₅) (Таблица 4.1.1) [101].

Таблица 4.1.1 – Геохимические показатели индивидуального состава н-алканов проб УВ Урманского НГКМ [101 с дополнением]

Тип флюида	Возраст вмещающих отложений	Скв.	Pr/Ph	$\frac{Pr}{n-C_{17}}$	$\frac{Ph}{n-C_{18}}$	K _i
Газовый конденсат	Mz (Ю ₁₄₋₁₅)	229	3,76	0,91	0,33	0,67
Нефть	Mz (Ю ₁₅)	109	1,41	0,28	0,23	0,26
Нефть	Pz (М-М ₁)	128	1,58	0,32	0,22	0,27

Подобный анализ был проведен для флюидов, извлекаемых из пластов М-М₁ Арчинской площади (Таблица 4.1.2).

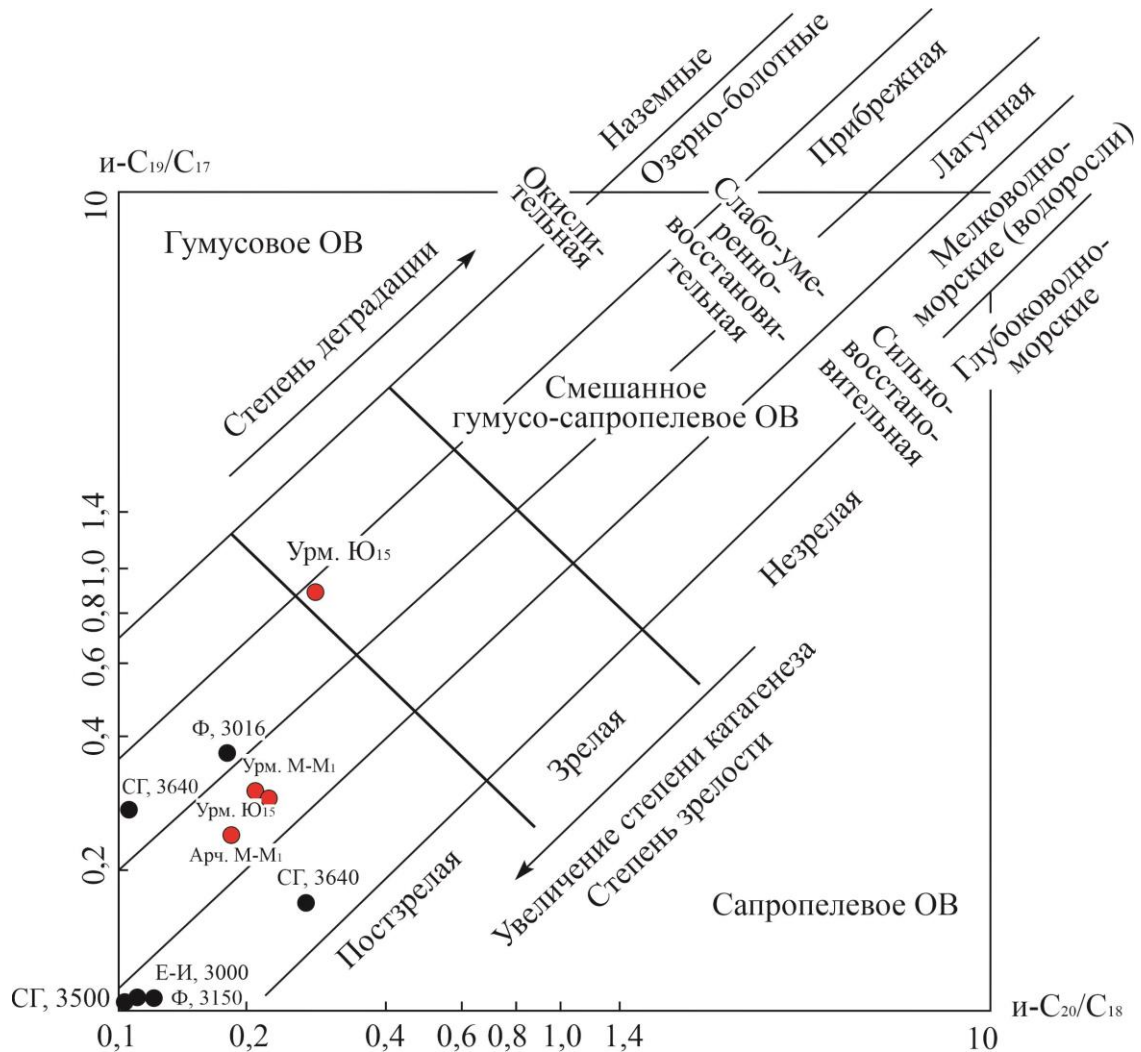
Таблица 4.1.2 – Геохимические показатели индивидуального состава н-алканов Арчинского НГКМ (составлено автором)

Тип флюида	Возраст вмещающих отложений	Скв.	Pr/Ph	$\frac{Pr}{n-C_{17}}$	$\frac{Ph}{n-C_{18}}$	K _i
Нефть	Pz (М-М ₁)	1011	1,33	0,25	0,17	0,21

В результате расчета геохимических показателей и анализа характера распределения нормальных алканов в нефтяных пробах двух площадей сделан вывод о разной фациальной принадлежности исходного ОВ и возможной полигенной природе (продукт смешения углеводородов из разных источников) нефти Урманского НГКМ.

Также одним из дополнительных геохимических критериев диагностики исходного ОВ, а также степени его зрелости является графическая форма отображения соотношения в пробах УВ флюидов и-С₁₉(Pr)/и-С₁₇ и и-С₂₀(Ph)/и-С₁₈.

Данный критерий был предложен американскими исследователями Дж. Кенноном и А. Кассоу и проиллюстрирован при помощи одноименной диаграммы (Рисунок 4.1.5) [95].



Урм. Ю₁₅ – флюид пласта Ю₁₅ Урманского НГКМ; Арч. М-М₁ – флюид пласта М-М₁ Арчинского НГКМ; Урм. М-М₁ – флюид пласта М-М₁ Арчинского НГКМ; СГ – флюид Северо-Глуховского месторождения, глубина 3640 метров; Е-И – флюид Еллей-Игайского месторождения, глубина 3000 метров; Ф – флюид Фестивального месторождения 3150 и 3016 метров.

Рисунок 4.1.5 – Диаграмма диагностики типа ОВ и степени его катагенетического преобразования Кеннона-Кассоу [95] для флюидов и экстрактов битумоидов Урмано-Арчинской (красным) и смежных (черным) площадей (составлено автором)

В соответствии с предложенным критерием, отобранные пробы характеризуются:

1. Нефтяная проба Урманского НГКМ (скв. 128) – постзрелое смешанное гумусо-сапропелевое ОВ (кероген II типа).
2. Нефтяная проба Урманского НГКМ (скв. 109) – постзрелое смешанное гумусо-сапропелевое ОВ (кероген II типа).
3. Нефтяная проба Арчинского НГКМ – постзрелое смешанное гумусо-сапропелевое ОВ (кероген II типа).
4. Газоконденсатная проба Урманского НГКМ – зрелое гумусовое ОВ прибрежной фации.

Органическое вещество исследуемых проб формировалось в слабо-умеренно восстановительных условиях. При этом, в составе нефти Урманского НГКМ и газового конденсата присутствуют 2- и 3-метил алканы, характерные для производных параллических обстановок, в которых органический материал претерпел разложение вследствие субаэральной микробиальной активности.

Результаты диагностики фациальной принадлежности ОВ при помощи диаграммы Кеннона-Кассоу согласуются с результатами расчета коэффициентов нечетности ($K_{\text{неч}}$) аналогичный показателю Carbon Preference Index (CPI), отображающий степень катагенетической преобразованности исходного органического вещества [101]. При катагенетическом преобразовании ОВ наблюдается спад преобладания нечетных n-алканов над четными особенно заметный в ряду длинноцепочечных соединений C_{23} - C_{33} [84]. Подобное явление объясняется большим содержанием в исходном органическом веществе насыщенных жирных кислот с четным числом атомов углерода в молекуле [84]. Декарбоксилирование, в свою очередь, происходит легче, чем разрыв С-С связи, следовательно, на ранних стадиях созревания органического вещества образуются преимущественно нормальные алканы с нечетным числом атомов углерода в молекуле [84]. В работах исследователей [21, 30, 84] предложены различные варианты численной оценки показателя CPI:

1. Брей и Эванс использовали интервал C_{24} - C_{34} (4.1.1)

$$CPI = \frac{1}{2} \left(\frac{C_{25}+C_{27}+\dots+C_{33}}{C_{24}+C_{26}+\dots+C_{32}} + \frac{C_{25}+C_{27}+\dots+C_{33}}{C_{26}+C_{28}+\dots+C_{34}} \right) \quad (4.1.1)$$

2. Г.Т. Филиппи – преобладание н-С₂₉ в интервале н-алканов С₂₈-С₃₀ (4.1.2)

$$R_{29} = \frac{2C_{29}}{C_{28}+C_{30}} \quad (4.1.2)$$

3. Скейлен и Смит использовали коэффициент ОЕР (Odd-Even Predominance), применимый к любому интервалу в пять углеродных атомов (4.1.3)

$$OEP = \left(\frac{C_i+6C_{i+2}+C_{i+4}}{4C_{i+1}+4C_{i+3}} \right) (-1)^{i+1} \quad (4.1.3)$$

Проведен отдельный расчет индекса ОЕР в различных интервалах для увеличения степени достоверности эксперимента для каждого из анализируемых флюидов (Таблица 4.1.3).

Таблица 4.1.3 – Расчет показателей зрелости ОВ для анализируемых флюидов (составлено автором)

Проба / площадь	Возраст отложений (пласт)	CPI C ₂₄ -nC ₃₄	ОЕР при nC ₁₉	ОЕР при nC ₂₁	ОЕР при nC ₂₃	ОЕР при nC ₂₅	ОЕР при nC ₂₇	R29
Газовый конденсат. Урманская, скв. 229*	Mz (Ю ₁₅)	0,92	1,05	1,02	1,03	1,04	1,03	1,04
Нефть. Урманская, скв. 128	Pz (M+M ₁)	1,10	1,06	1,00	0,94	1,11	1,00	0,91
Нефть. Урманская, скв. 109	Mz (Ю ₁₅)	1,02	1,08	1,04	1,04	1,03	0,92	1,08
Нефть. Арчинская, скв. 1011	Pz (M+M ₁)	1,09	1,02	1,02	1,03	1,04	1,03	1,03

Представленные данные для газового конденсата характеризуются доминированием лёгких компонент (С₁₀₋₁₅), а концентрации тяжёлых гомологов низкие, что накладывает ограничения на применение геохимических индексов, разработанных для нефтей и битумоидов.

Результаты расчетов коэффициента нечетности (CPI) отображают различную степень катагенетической зрелости исходного ОВ для двух различных флюидов. Исходное ОВ нефтяного флюида (пласт М+М₁) катагенетически более преобразовано относительно ОВ газового конденсата (пласт Ю₁₅), что согласуется с результатами сравнения отношений пристана и фитана и нормальных алканов С₁₇ и С₁₈ при помощи диаграммы Кеннона-Кассоу (Рисунок 4.1.5).

Еще одним важным генетическим показателем углеводов является соотношение $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17}$. В исследуемых флюидах данный показатель равен 1,19 и 0,41 для проб нефти Урманского и Арчинского НГКМ соответственно. Доминирование $n\text{-}C_{27}$ в композиции флюида Урманского НГКМ свидетельствует о значительном вкладе континентального ОВ, в то время как нефть Арчинского НГКМ характеризуется принадлежностью к аквагенному ОВ.

Полученные данные в результате проведенного анализа углеводородов-биомаркеров в нефтяной пробе согласуются с результатами, полученными в исследованиях А.Э. Конторовича, В.А. Каширцева и др. [44]. В своей работе авторы разделяли изученные насыщенные углеводороды палеозоя на 2 группы, для первой из которых характерны следующие значения параметров: $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17} < 0,5$; $Pr/Ph < 2$; стеранов $C_{29}/C_{27} \leq 1$, что свидетельствует об аквагенной природе ОВ кембрийско-карбонового возраста [44].

Индикатором фациальной принадлежности исходного ОВ так же является индекс TAR (Terrestrial to Aquatic Ratio), рассчитываемый по формуле (4.1.4):

$$TAR = \frac{C_{27}+C_{29}+C_{31}}{C_{15}+C_{17}+C_{19}} \quad (4.1.4)$$

Для нефтяных проб Урманского значения показателя равны 0,31 и 0,66 для скважин 109 и 128 соответственно. Нефтяная проба Арчинского НГКМ характеризуется значением индекса 0,27. Проведенные расчеты так же подтверждают вклад органического вещества разной фациальной принадлежности для каждого из флюидов.

Степень «биodeградации» УВ флюидов возможно оценить при помощи принятого в отечественной литературе коэффициента K_i , отражающего соотношение изопреноидов и n -алканов и равный отношению суммы изопреноидных алканов C_{19} и C_{20} к сумме нормальных алканов C_{17} и C_{18} [30]. В работе, посвященной изучению изопреноидных углеводородов в нефтях Западной Сибири, авторами установлено, что с глубиной залегания наблюдается тенденция к уменьшению значения коэффициента K_i (Рисунок 4.1.6) [21].

Исследуемые нефти обеих площадей характеризуются показателем K_i равным от 0,21 до 0,27 и значением 0,66 для газового конденсата, что

соответствует предложенной зависимости изменения коэффициента с глубиной и свидетельствует о высокой зрелости ОВ [21].

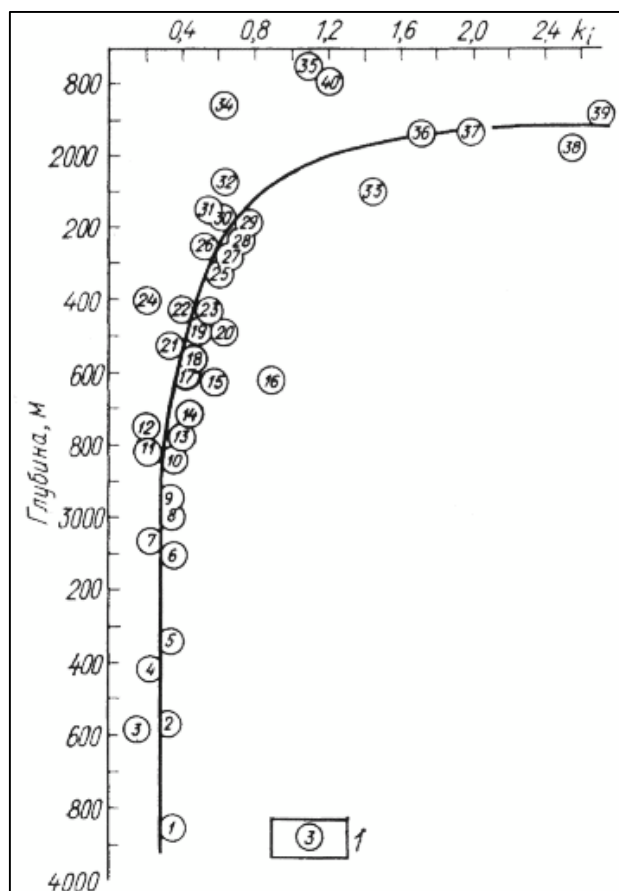


Рисунок 4.1.6 – Зависимость изменения коэффициента K_i с глубиной для нефти Западной Сибири [21]

Результаты биомаркерного анализа углеводородов с интерпретацией для каждого из индексов отображены в таблице 4.1.4 для Арчинского НГКМ (нефтяная проба пласта М-М₁) и таблице 4.1.5 для Урманского НГКМ (нефтяные пробы пластов М-М₁ и Ю₁₅).

Таким образом, сравнение и обобщение проведенных анализов насыщенных углеводородов позволяет надежно судить о наличии флюидов трех генетических типов в пределах Урмано-Арчинской группы месторождений.

В своем исследовании геохимии и генезиса палеозойских нефтей юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна, проводившиеся в Институте геологии нефти и газа СО РАН Е.А. Костыревой [55] также подтверждают наличие трех семейств УВ флюидов в пределах НГГЗК.

Таблица 4.1.4 – Результирующая таблица биомаркерного анализа углеводородов Арчинского НГКМ (составлено автором)

Нефть Арчинского НГКМ, пласт М-М ₁		
Индекс	Значение	Интерпретация
ОЕР (n-C ₁₉)	1,02	Отсутствие преобладания нечетных алканов (зрелое ОВ)
TAR	0,27	Доминирование аквагенного ОВ (водоросли, морские организмы).
R ₂₉	1,03	Сбалансированное соотношение C ₂₉ , C ₂₈ , C ₃₀ (малый вклад континентального ОВ)
CPI (Брей-Эванс)	1,09	Преобладание четных алканов (высокая термальная зрелость, поздний катагенез)
Pr/Ph	1,33	Умеренно восстановительные условия (прибрежно-морская среда)
n-C ₂₇ /n-C ₁₇	0,42	Преобладание короткоцепочечных алканов (C ₁₇ , аквагенное ОВ)
Pr/n-C ₁₇	0,25	Отсутствие биodeградации (слабое микробное воздействие)
Ph/n-C ₁₈	0,17	Низкое значение (отсутствие биodeградации, подтверждает Pr/n-C ₁₇)
K _i	0,21	Термическая зрелость ОВ

Таблица 4.1.5 – Результирующая таблица биомаркерного анализа углеводородов Урманского НГКМ (составлено автором)

Нефть Урманского НГКМ, пласт М-М ₁		
ОЕР (n-C ₁₉)	1,06	Отсутствие преобладания нечетных алканов (зрелое ОВ)
TAR	0,66	Умеренный вклад наземного ОВ (смешение континентального и аквагенного ОВ)
R ₂₉	0,91	Сбалансированное соотношение C ₂₉ , C ₂₈ , C ₃₀
CPI (Брей-Эванс)	1,10	Преобладание четных алканов (высокая термальная зрелость, поздний катагенез)
Pr/Ph	1,58	Умеренно восстановительные условия (прибрежно-морская среда)
n-C ₂₇ /n-C ₁₇	1,19	Преобладание длинноцепочечных алканов, вклад континентального ОВ
Pr/n-C ₁₇	0,32	Отсутствие биodeградации (слабое микробное воздействие)
Ph/n-C ₁₈	0,22	Низкое значение (отсутствие биodeградации, подтверждает Pr/n-C ₁₇)
K _i	0,27	Термически зрелое ОВ
Нефть Урманского НГКМ, пласт Ю ₁₅		
ОЕР (n-C ₁₉)	1,08	Отсутствие преобладания нечетных алканов (зрелое ОВ)
TAR	0,31	Малый вклад наземного ОВ (смешение континентального и аквагенного ОВ)
R ₂₉	1,08	Сбалансированное соотношение C ₂₉ , C ₂₈ , C ₃₀
CPI (Брей-Эванс)	1,02	Преобладание четных алканов (высокая термальная зрелость, поздний катагенез)
Pr/Ph	1,41	Умеренно восстановительные условия (прибрежно-морская среда)
n-C ₂₇ /n-C ₁₇	0,44	Преобладание короткоцепочечных алканов, преимущественно морское ОВ
Pr/n-C ₁₇	0,28	Отсутствие биodeградации (слабое микробное воздействие)
Ph/n-C ₁₈	0,23	Низкое значение (отсутствие биodeградации, подтверждает Pr/n-C ₁₇)
K _i	0,26	Термически зрелое ОВ

Сравнение условий осадконакопления в юго-восточной части осадочного бассейна в палеозойскую эру с условиями формирования углеводородов и преобразования исходного органического вещества (ОВ) позволило восстановить эволюционную последовательность формирования залежей, установить механизм образования скоплений углеводородов в зоне контакта палеозойских и мезозойских отложений и направление миграции флюида.

В пределах исследуемой площади отмечается развитие верхнедевонских карбонатных отложений Лугинецкого горизонта (D_3lg), с различным содержанием органического углерода (C_{org}), обуславливающимся высокой литофациальной расчлененностью площади в пределах комплекса доюрских отложений (рисунок 4.1.7).

Большая расчлененность района по литофациальным зонам, соответствующим морскому режиму седиментации, обуславливает различное содержание C_{org} в отложениях, что может свидетельствовать о наличии лишь локальных очагов генерации в отложениях доюрского комплекса. Подобную точку зрения высказывали и [33, 38].

Таким образом, диагностирующееся зрелое ОВ, отнесенное к 1 группе флюидов, может быть связано с источником собственно палеозойского возраста ($D_3lg?$).

Как видно из материалов раздела 1, исследуемая площадь расположена в пределах Нюрольского самостоятельного осадочного бассейна (рисунок 1.1.8), из нижнеюрских (J_1tg) отложений которого получены притоки “тогурской нефти”. Тогурская свита аргиллитов зонально распространена в пределах юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна, по данным детальных исследований, в породах преобладает континентальное органическое вещество [49]. Сравнение фациальной принадлежности отложений при сопоставлении с индивидуальными геохимическими характеристиками флюидов группы 2, позволяет сделать вывод об их возможной связи.

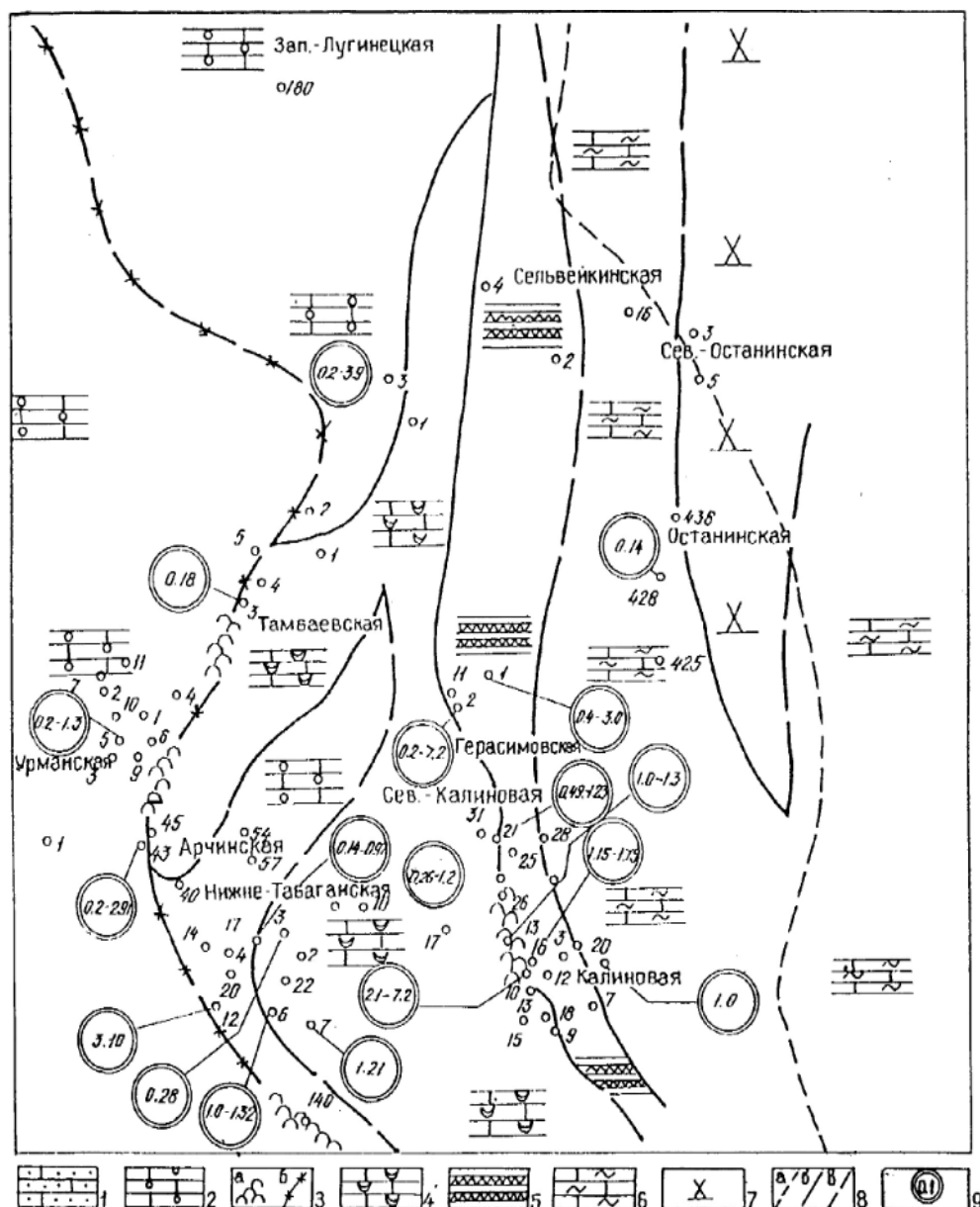


Рисунок 4.1.7 – Схема распространения литофаций Лугинецкого горизонта (D_3lg) Нюрольской структурно-фациальной зоны. Масштаб 1:500000 [31]

Таким образом, опираясь на полученные в ходе проведения диссертационного исследования результаты по изучению геохимии и генезиса УВ флюидов из залежей пластов $M-M_1$ и $Ю_{14-15}$, предлагается выделять:

1. Группу флюидов, образованных при участии нижнеюрских продуцирующих толщ (тогурская свита J_{1tg});
2. Группу флюидов, образованных при участии продуцирующих толщ доюрского возраста (нефтяные флюиды Арчинской площади);
3. Группу флюидов, являющихся продуктом смешения первых двух типов (нефтяные флюиды Урманской площади).

4.2 Кинетическое моделирование фазовых переходов и условий сохранности жидкой фазы углеводородных флюидов

С целью установления граничных условий (температура, давление) существования жидкой фазы углеводородных флюидов было проведено кинетическое моделирование равновесного состава компонентов пластовых флюидов для пластов Ю₁₄₋₁₅ (газовый конденсат) и М+М₁ (нефть) (Таблица 4.2.1).

Таблица 4.2.1 – Состав компонентов пластовых флюидов [65]

Химическая формула соединения	Наименование соединения
C ₆ H ₁₄ (HXAl)	гексан (жидкий)
C ₇ H ₁₆ (HXAl)	гептан (жидкий)
CH ₄ (g)	метан (газообразный)
C ₂ H ₆ (g)	этан (газообразный)
C ₃ H ₈ (PPEg)	пропан (газообразный)
C ₄ H ₁₀ (NBAG)	бутан (газообразный)
C ₅ H ₁₂ (PENg)	пентан (газообразный)
C ₆ H ₁₄ (HXAg)	гексан (газообразный)
CO(g)	угарный газ
CO ₂ (g)	углекислый газ

Результаты моделирования равновесного состава компонентов пластового флюида для Пласта Ю₁₄₋₁₅ представлены на рисунке 4.2.1 и рисунке 4.2.2, для пласта М+М₁ на рисунке 4.2.3 и рисунке 4.2.4.

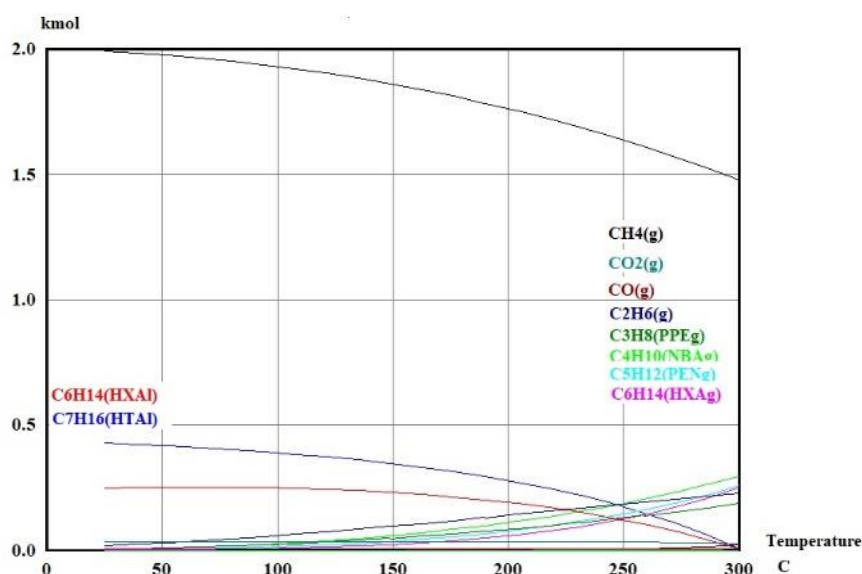


Рисунок 4.2.1 – Равновесный состав пластового флюида пласта Ю₁₄₋₁₅ (температуры от 20 до 300 °С, давление 29,6 МПа), Урманское НГКМ [65]

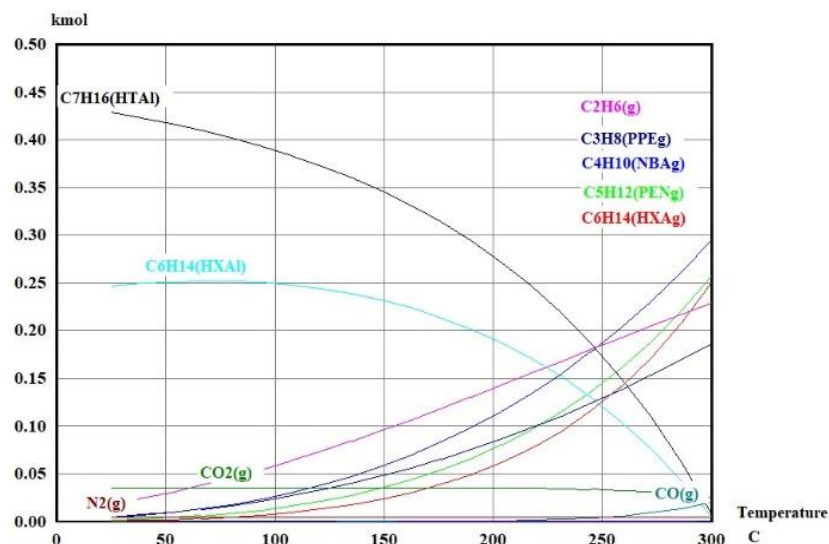


Рисунок 4.2.2 – Равновесный состав пластового флюида пласта Ю₁₄₋₁₅ (температуры от 20 до 300 °С, давление 29,6 МПа, без учета метана), Урманское НГКМ [65]

Исходя из данных моделирования для пласта Ю₁₄₋₁₅ (Рисунки 4.2.1, 4.2.2) существование жидких углеводородов при давлении 29,6 МПа возможно в диапазоне температур от 20 до 300°С, при этом с повышением температуры жидкая фаза распадается с образованием более коротких газообразных алканов, преимущественно до метана.

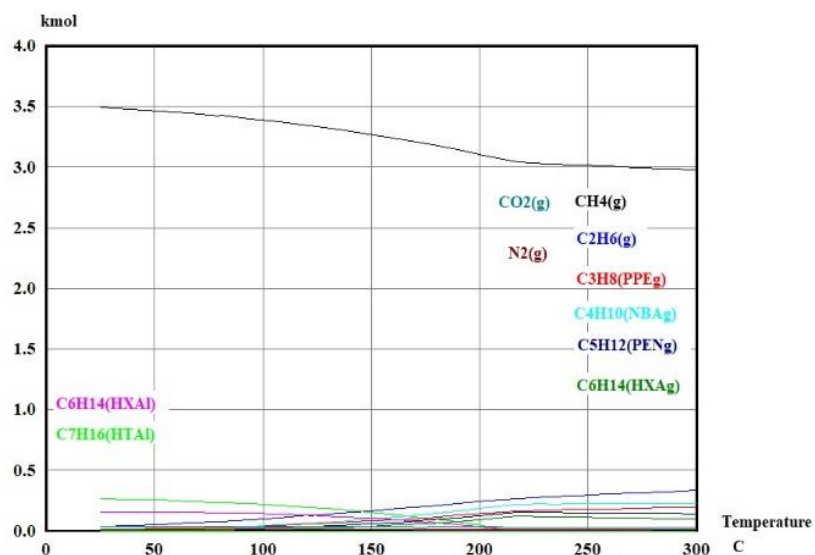


Рисунок 4.2.3 – а – Равновесный состав пластового флюида пласта М+М₁ (температуры от 20 до 300 °С, давление 32,7 МПа), Урманское НГКМ [65]

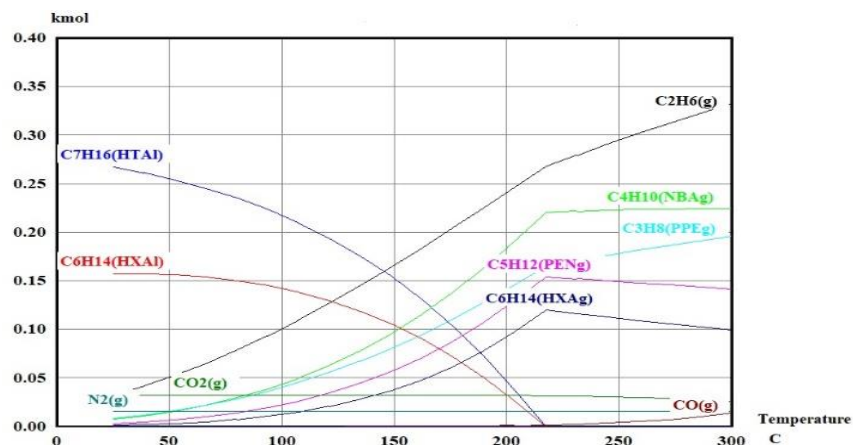


Рисунок 4.2.4 – Равновесный состав пластового флюида пласта М+М₁ (температуры от 20 до 300 °С, давление 32,7 МПа, без учета метана), Урманское НГКМ [65]

Из рисунков 4.2.3 и 4.2.4 следует, что для пласта М+М₁ существование жидких углеводородов при давлении 32,7 МПа возможно в диапазоне температур от 20 до 230°С, при этом с повышением температуры жидкая фаза также распадается с образованием более коротких газообразных алканов.

Данные моделирования подтверждают возможность существования жидких углеводородов на глубинах свыше 3000 метров (ниже кровельной части НГГЗК).

Таким образом, результаты моделирования не противоречат утверждению о возможности сохранения жидкой фазы УВ флюидов на заявленных глубинах и возможному наличию глубоководной нефтегазопроизводящей толщи, залегающей значительно ниже зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.

Принимая во внимание результаты хромато-масс-спектрометрических исследований нефти и газового конденсата, а также результаты кинетического моделирования, отображающие последовательное преобразование углеводородов (их фазовых переходов) под воздействием термобарических условий среды, следует судить о возможности сохранности жидкой фазы углеводородов на глубинах, значительно превышающих глубину зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.

При этом нефтяные флюиды, относящиеся к собственно палеозойским очагам генерации, будут характеризоваться пониженной плотностью (легкие нефти), высоким газосодержанием (растворенный газ).

4.3 Выводы по главе 4

В результате проведения хроматографического и геохимического анализов жидких УВ флюидов, извлекаемых из отложений зоны контакта палеозойских и мезозойских толщ, были рассчитаны и интерпретированы основные показатели и индикаторы на основе биомаркерного анализа.

Установлено, что нефтяные и газоконденсатные флюиды характеризуются отличными показателями, позволяющими интерпретировать их генетическую принадлежность к исходному органическому веществу.

1. Пристан-фитановое отношение (реликтовые углеводороды, изопреноидные алканы C_{19} и C_{20}) для трех проб нефти и газового конденсата равно 1,33, 1,41, 1,58 и 3,57 соответственно. Рассчитанный показатель позволил интерпретировать генетическую принадлежность нефтяных флюидов к смешанному, преимущественно аквагенному исходному ОВ. Газовый конденсат, в свою очередь, образован при участии континентального органического вещества;

2. В соответствии с критерием, предложенным Дж. Кенноном и А Кассоу, характеризующим отношение пристана и фитана и нормальных алканов C_{17} и C_{18} соответственно, была установлена фаціальная принадлежность исходного ОВ. На диаграмме Кеннона-Кассоу результаты расчета показателя отобразили принадлежность нефтяных проб Урманского и Арчинского НГКМ к постзрелому смешанному гумусо-сапропелевому ОВ. Газовый конденсат Урманского НГКМ, в свою очередь, образовался при участии зрелого гумусового ОВ прибрежной фации;

3. Результаты расчета коэффициента нечетности или CPI (Carbon Preference Index), отображающего степень катагенетической преобразованности УВ, согласуются с анализом диаграммы Каннона-Кессоу. Химический состав проб нефтяных УВ характеризуются показателем CPI ($K_{неч}$) близким к 1, что

обуславливается снижением количественного доминирования в составе флюида молекул с нечетным количеством атомов углерода.

Таким образом, сравнение и обобщение проведенных анализов в совокупности с литолого-фациальной диагностикой отложений (раздел 3) позволяет судить о наличии флюидов трех генетических типов в пределах Урмано-Арчинской группы месторождений.

1. Флюиды первой группы. Нефтяные флюиды (Арчинское НГКМ), генетически связанные со смешанным преимущественно аквагенным исходным ОВ (соотношение реликтовых УВ Pr/Ph 1,33; $CPI = 0,82-1,01$; $Pr/n-C_{17} = 0,25$; $Ph/n-C_{18} = 0,17$; $K_i = 0,21$), характеризующим нефтепроизводящие отложения доюрского возраста.

2. Флюиды второй группы. Газовый конденсат (Урманское НГКМ), генетически связанный со смешанным преимущественно континентальным исходным ОВ (соотношение реликтовых УВ $Pr/Ph > 3$; CPI близкое к 1; $Pr/n-C_{17} = 0,81$; $Ph/n-C_{18} = 0,35$; $K_i=0,62$), характеризующим НГМТ раннеюрского возраста (нижнеюрские тоарские отложения тогурской свиты аргиллитов J_{1tg}).

3. Флюиды третьей группы. Легкие нефтяные флюиды (Урманское НГКМ), генетически связанные со смешанным гумусо-сапропелевым (континентально-аквагенным) исходным ОВ (соотношение реликтовых УВ $Pr/Ph = 1,58$; CPI близкое к 1; $Pr/n-C_{17} = 0,32$; $Ph/n-C_{18} = 0,22$; $K_i=0,27$), являющиеся продуктом смешения первых двух типов флюидов.

Существование жидкой фазы углеводородных флюидов для различных их типов, по результатам термодинамического моделирования, возможно в диапазонах температур от 20 до 300°C для газового конденсата и от 20 до 230°C для нефти. При этом с повышением температуры наблюдается деструкция длинноцепочечных соединений с образованием более коротких и легких компонентов вплоть до газофазных соединений (преимущественно до метана). Таким образом, существование жидкой фазы УВ флюидов в пределах исследуемой территории с учетом геотермического градиента возможно на глубинах, значительно превышающих глубину залегания открытых залежей.

Таким образом, полученные результаты не противоречат утверждению о возможном наличии источника генерации УВ собственно палеозойского возраста.

ГЛАВА 5 ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО- СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

5.1 Критерии нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений

Комплексный анализ геологического строения исследуемой площади, представленный в материалах разделов 1-4, позволяет представить концептуальную модель залежей углеводородов в пределах горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в обобщенном виде (Рисунок 5.1.1).

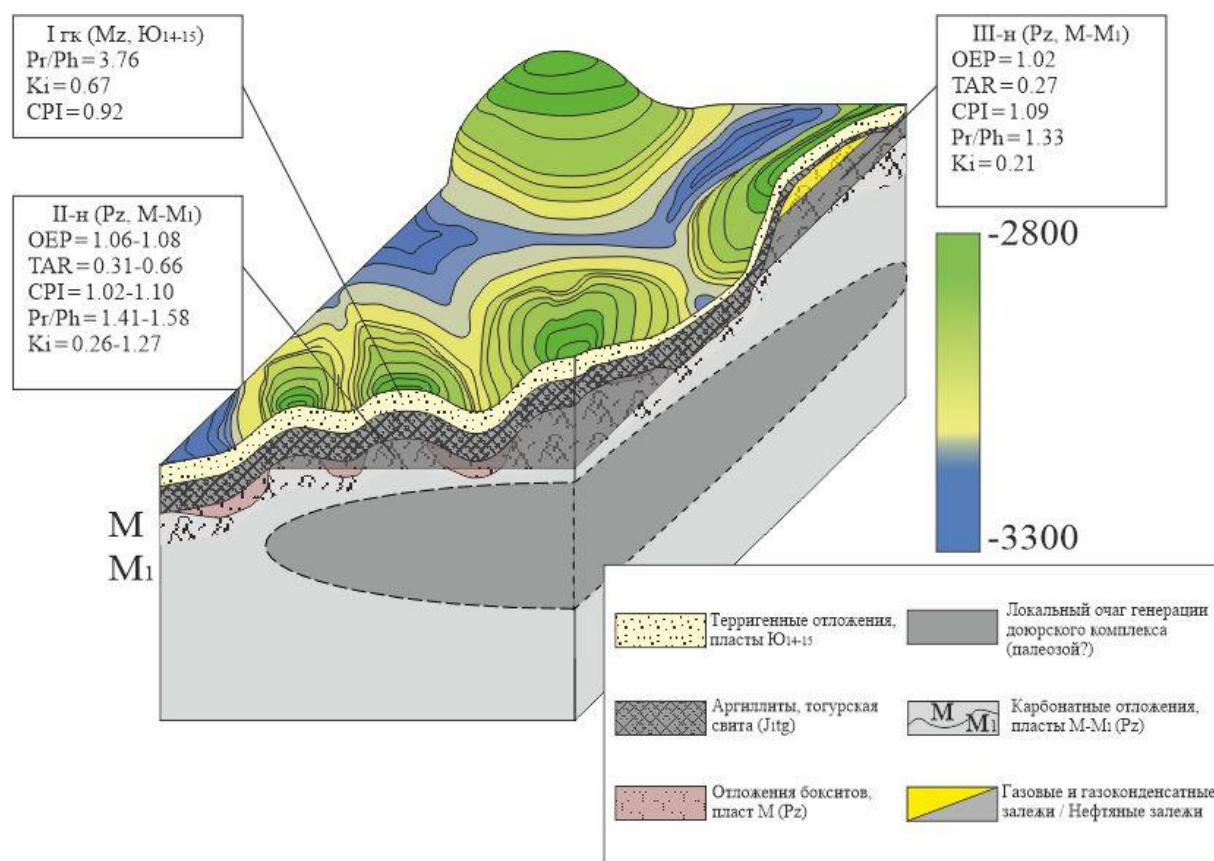


Рисунок 5.1.1 – Схематическое аксонометрическое изображение
нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений
исследуемой площади (составлено автором)

Зона нефтегазонакопления представлена в виде комбинации литологических (с изменением фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по площади и разрезу в зависимости от степени гипергенеза),

тектонических и стратиграфических ловушек. Важной особенностью подобных объектов является морфологическая связь залежей углеводородов с выступами доюрского основания, облекаемыми непроницаемыми горными породами раннеюрского возраста (тогурская свита аргиллитов, J_1tg). Отложения тогурской свиты, перспективной к нефтегазогенерации [47-49, 54], выклиниваются на бортах локальных поднятий, экранируя эрозионные выступы палеозойского основания, одновременно выполняя функцию нефтегазогенерирующей толщи. Таким образом, структура ловушки обуславливается наличием эрозионного выступа в палеозойском основании Западно-Сибирского бассейна, пород-коллекторов собственно палеозойского возраста, разделяющихся (к кровле доюрского комплекса) на известняки мелководно-шельфовой фации с увеличением степени преобразования в зоне гипергенеза и перекрывающие их отложения коры выветривания, развивающейся в зонах карста известняков и представленной переотложенными алюмосиликатами (бокситам). Зоны развития бокситовой коры выветривания соответствуют локализации зон повышенных коллекторских свойств (раздел 3). Структура перекрыта нижнеюрскими (геттанг-раннетоарскими) отложениями, представленными отложениями аргиллитов тогурской свиты (J_1tg) в пределах юго-восточной части бассейна. Природный резервуар классифицируется как пластово-массивный.

Важной литологической единицей, принимающей участие в геологическом строении зоны нефтегазонакопления и определяющей аккумуляционный потенциал ловушки, является переотложенная кора выветривания, представленная бокситами, залегающая на закарстованной поверхности известняков. С подобными отложениями ассоциированы зоны улучшенных коллекторов. Формирование переотложенной коры выветривания связано с процессами гидролиза и переноса алюмосиликатной части в виде коллоидных соединений, осаждающихся в области карста в виде гиббсита, бемита и гидраргиллита. Таким образом, процессы денудации и пенеппенизации поверхности доюрского основания определяют геологическое строение исследуемой площади, контролируя литологический состав горных пород.

Установлено, что при прогнозировании емкостного потенциала НГГЗК, поисковым интересом обладают также карбонатные отложения, выведенные на эрозионную поверхность и претерпевшие вторичные изменения. Последние будут отображаться на региональных планах локальными аномалиями, которые, безусловно, будут связываться с зонами разуплотнения. Таким образом, дополнительными фактором, определяющим возможность протекания гипергенных процессов, является разломно-блоковое строение выступов ДЮК, обуславливающее дезинтеграцию горных пород и возникновение зон разуплотнения с повышенной способностью к инфильтрации флюида, принимающего участие в выщелачивании карбонатного субстрата. Зоны разуплотнения в отложениях доюрского комплекса являются самостоятельными объектами поиска при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ.

Сами залежи, локализующиеся в пределах выступов доюрского основания, представлены скоплениями полигенетических флюидов, образованных при участии различного исходного органического вещества (раздел 4).

Наличие смешанных углеводородных флюидов (III группа) в пределах Урманского НГКМ объясняется большей мощностью перекрывающих отложений тогурской свиты аргиллитов. Смешение флюидов происходит при помощи механизма комбинированной восходящей (из генерирующих отложений собственно палеозойского возраста) и латеральной миграции нефти, поступающей в кавернозно-трещинные карбонатные коллектора и высокые поровые коллекторы коры выветривания, представленной бокситами, из облекающих выступ доюрского основания отложений тогурской свиты.

Локализация выделяемых генетических групп флюидов в пределах горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений обусловлена расположением очагов генерации и расстоянием ловушек до них. Таким образом, изучение литолого-фациальной принадлежности внутripалеозойских комплексов, наряду с определением генерационного потенциала нижнеюрских нефтегазоматеринских толщ, является важным этапом геологоразведочных работ. Недоступность непосредственного изучения литологического состава отложений

по всей площади и установление фациального районирования Ньюрольского структурно-фациального района (СФР) на его основе предполагает использование геофизических площадных изысканий на территории.

Таким образом, на основе комплексирования результатов, полученных в ходе выполнения диссертационного исследования, можно выделить ряд критериев нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений, на основе которых возможно осуществление прогноза локализации скоплений УВ сырья:

1. Геодинамические и тектонические:

1.1. Геодинамическая приуроченность исследуемых площадей к зонам деформированной окраины каледонской плиты;

1.2. Тектоническая приуроченность исследуемых площадей к областям раннеюрского прогибания бассейна;

1.3. Наличие структур 3-го порядка (эрозионно-тектонические выступы доюрского основания бассейна) разломно-блокового строения.

2. Стратиграфические:

2.1. Перерыв в осадконакоплении и вывод отложений ДЮК на эрозионную поверхность, приводящие к формированию смешанных (кавернозно-трещинных) пород-коллекторов нефти и газа за счет гипергенных преобразований (зоны разуплотнения и повышенной трещиноватости);

2.2. Наличие в разрезе изучаемой площади магматических тел среднего и кислого состава как основного источника поступления (Т?) алюмосиликатного материала для формирования переотложенных кор выветривания, выступающей в роли улучшенных коллекторов.

3. Литолого-фациальные:

3.1. Наличие в разрезе доюрского комплекса изучаемых площадей карбонатных отложений, сформированных в мелководно-морской (шельфовой) обстановке, наиболее склонных к формированию вторичного пустотного пространства;

3.2. Наличие в разрезе перекрывающих доюрский комплекс непроницаемых отложений J₁tg, сформированных в континентальных условиях.

4. Геохимические:

4.1. Наличие обогащенных органическим углеродом отложений доюрского (D₃lg?) возраста, выступающих в роли древнего источника УВ;

4.2. Наличие обогащенных органическим углеродом отложений нижнеюрского (J₁tg?) возраста, выступающих в роли молодого источника УВ при восходящей преимущественно латеральной миграции из депрессионных зон.

Критерии выделены на основе полученных результатов и результатов исследований предшественников [81].

Так, структурно-формационная карта отображает наиболее благоприятные структуры и формации пород, склонные к образованию вторичных пустот. Карта соответствует тектоническому и литолого-фациальному критериям (рисунок 5.1.2).

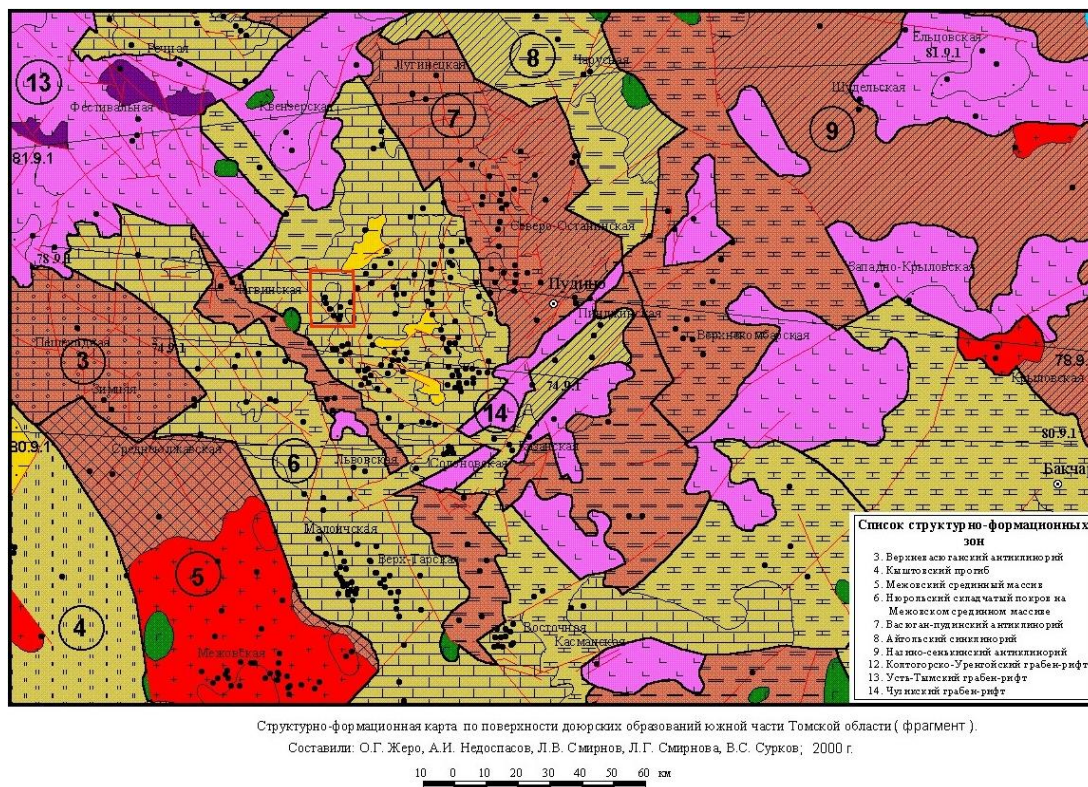


Рисунок 5.1.2 – Структурно-формационная карта по поверхности доюрского комплекса [81] (условные обозначения на рисунке 5.1.4)

Карта коллекторов по поверхности доюрских образований отображает тип вторичных коллекторов, наиболее перспективные среди которых “смешанные по карбонатным и терригенно-карбонатным породам” (рисунок 5.1.3).

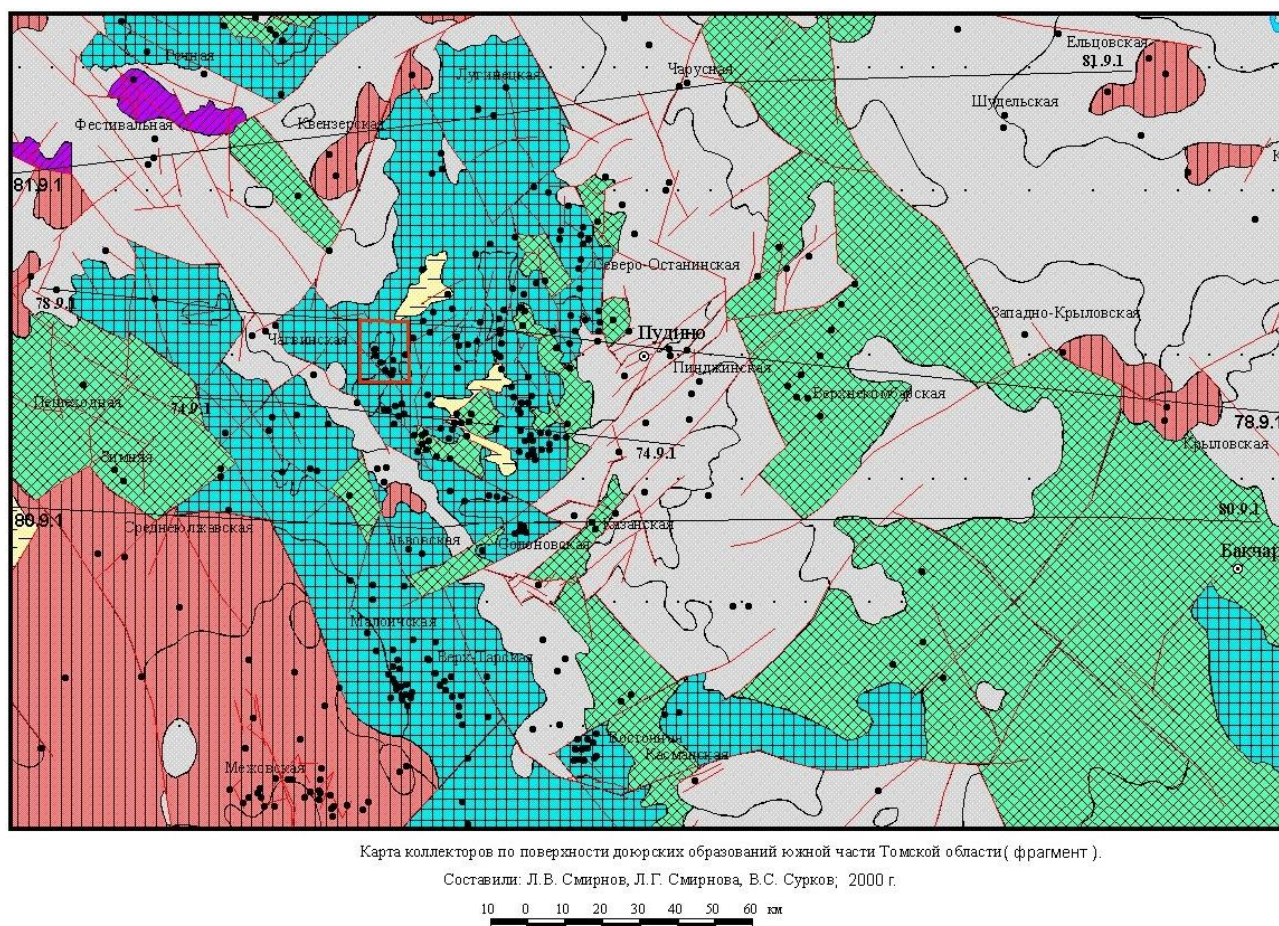


Рисунок 5.1.3 – Карта коллекторов по поверхности доюрского комплекса [81]
(условные обозначения на рисунке 5.1.4)

Карта отвечает стратиграфическому и литолого-фациальному критерию. Так, горные породы, принимающие участие в геологическом строении исследуемой площади, характеризуются различной литолого-фациальной принадлежностью. Как видно из материалов раздела 3, литологический состав горных пород определяет их чувствительность к эпигенетическим преобразованиям в зоне гипергенеза. Таким образом, изучение исходного литологического состава, при сопоставлении его со структурным планом исследуемой территории, возможно прогнозирование локализации вторичных коллекторов. Наиболее подверженными процессам гипергенеза являются

карбонатные отложения, формирующие, таким образом, кавернозные и смешанные трещинно-кавернозные коллекторы нефти и газа.



Рисунок 5.1.4 – Условные обозначения к рисункам 5.1.2 – 5.1.3 [31, 81]

Схема распространения литофаций Лугинецкого горизонта (D_3lg) также отображает содержание органического углерода (Сорг) и определяет положение локальных очагов генерации. Карта соответствует геохимическому критерию (рисунок 5.1.5).

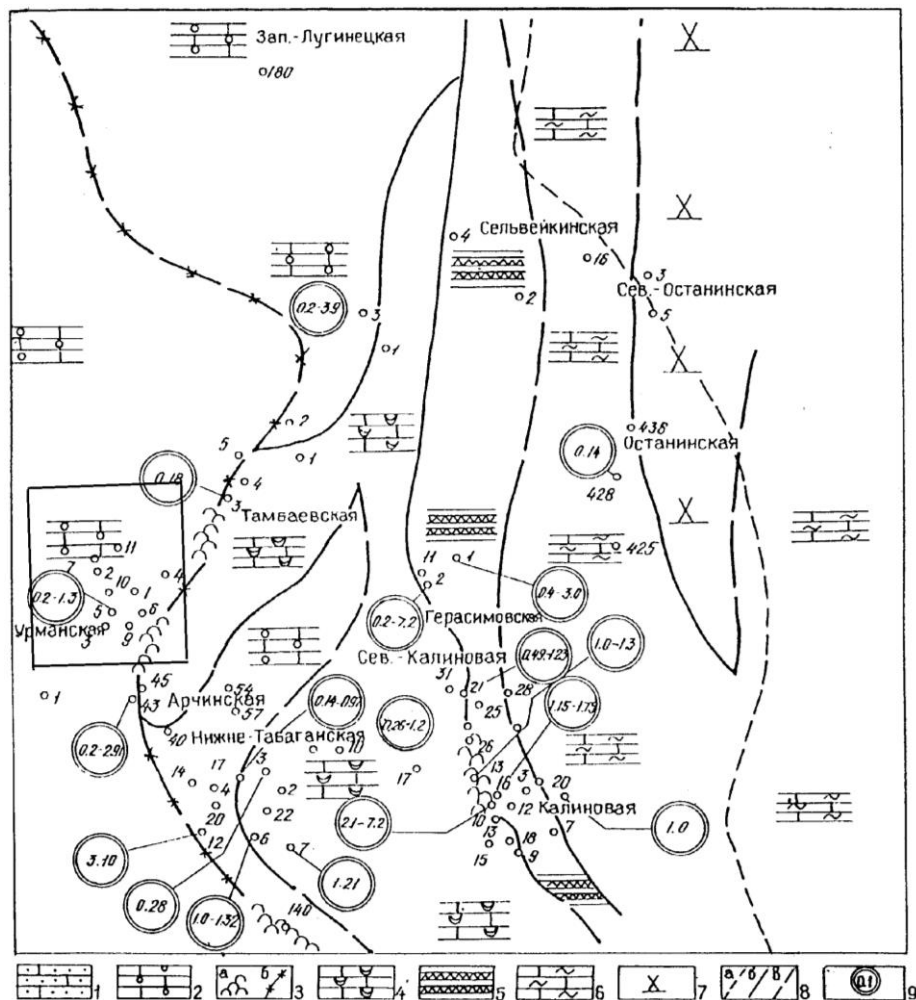


Рисунок 5.1.5 – Схема распространения литофаций Лугинецкого горизонта верхнего девона Нюрольской впадины [31]

Условные обозначения: 1 – фации склона береговой клиноформы: известковые песчаники, аргиллиты, слоистые пакстоуны; 2 – фации плато ундоформы: массивные рудкейпакстоуны, массивные глабоидные, водорослевофораминиферовые известняки; 3 – районы развития калиптров внутри шельфа и в краевой зоне ундоформы: а – уверенные, б – предполагаемые; 4 – склоновые фации центральной клиноформы: био- и литокластические известняки, калькаремиты, кальцирудиты, рудстоуны; 5 – относительно глубоководные фации внутришельфовой фондоформы: илистые, глинистые

известняки, мергели, склоновые, интракластовые, клинокластовые известняки; 7 – фации плато береговой клиноформы: зернистые известняки, пелстариты, кристаллические известняки, доломиты и доломитизированные известняки; 8 – границы Нюрольской СФЗ, б, в – фациальные границы: б – уверенные, предполагаемые; 9 – содержание $C_{орг}$ (от – до), % [31].

Таким образом, на основе выявленных критериев нефтегазоносности можно предложить перечень самостоятельных объектов поиска при проведении геологоразведочных работ:

1. Выступы доюрского основания, разломно-блокового строения.
2. Кавернозно-трещинные карбонатные коллекторы в кровле доюрских отложений, характеризующиеся зонами разуплотнения горных пород в кровле доюрского комплекса.
3. Переотложенные коры выветривания, представленные бокситами, ассоциирующиеся с улучшенными породами-коллекторами, характеризующиеся зонами аномального магнитного и электрического полей в кровле доюрского комплекса.
4. Непроницаемые отложения раннеюрского возраста, облекающие выступы доюрского основания, выполняя также роль НГМТ для отложений как палеозойского, так и мезозойского возраста.
5. Потенциально нефтегазоносные отложения доюрского возраста (лугинецкая свита), их фациальная приуроченность к зонам развития калиптров и прочих ограногенных построек.

Выдвинутые критерии позволили предложить геолого-генетическую модель формирования нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

5.2 Геолого-генетическая модель формирования залежей углеводородов

Предложенные критерии нефтегазоносности, обуславливающие нефтегазоносность НГГЗК определяют самостоятельные объекты поиска при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ. Детальное изучение

геологической эволюции исследуемой площади, в свою очередь, позволяет составить геолого-генетическую модель формирования нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.

Предложенная модель позволила сформировать фундаментальные представления о формировании нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в пределах юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, обеспечив тем самым концептуальную основу для определения вектора предстоящих геологоразведочных работ на нефть и газ. Принципиальная модель, таким образом, является неотъемлемой частью планирования геологоразведочных работ на нефть и газ и прогноза локализации залежей УВ.

В основе построения модели, безусловно, лежит изучение фактического материала с результатами сейсмической разведки исследуемой площади, на основе интерпретации которой выполнена схема геологической эволюции, включающей временные промежутки от заложения доюрского основания до формирования осадочного чехла в юрское и меловое время.

В первую очередь, при обосновании прогноза нефтегазоносности нетрадиционных объектов, следует ориентироваться на тектоническое районирование территории, обуславливающее места заложения перспективных к опосредованному структур (эрозионных выступов). Исследуемый доюрский комплекс относится к «подчехольным» образованиям (базальный комплекс горных пород), что обуславливает необходимость изучения тектонического районирования фундамента ЗСБ.

Таким образом, следует принимать во внимание разный возраст консолидации фундамента Западно-Сибирского осадочного бассейна. В тектоническом строении палеозойского основания Западно-Сибирского бассейна принимают участие такие структурно-вещественные подразделения (СВП) как герцинские и каледонские складчатые области. Исследуемая площадь относится к месту сочленения каледонской (Казахстанская) и герцинской (Центрально-Западно-Сибирская) складчатых областей (Рисунок 5.2.1).

Условные обозначения: 1–19 – структурно-вещественные подразделения: 1, 2 – древние платформы: 1 – блоки, 2 – межблоковые зоны; 3 – гренвильские складчатые области (СО); 4, 5 – байкальские СО: 4 – блоки, 5 – межблоковые зоны; 6, 7 – каледонские СО: 6 – блоки, 7 – межблоковые мегазоны; 8, 9 – герцинские СО: 8 – блоки, 9 – межблоковые зоны; 10–12 – киммерийские СО: 10 – блоки, 11, 12 – межблоковые мегазоны, выполненные комплексами островных дуг (11) и внутриконтинентальных рифтов (12); 13–16 – альпийские СО: 13 – блоки, межблоковые зоны, выполненные комплексами аккреционной призмы (14), островных дуг (15), нерасчлененными комплексами аккреционной призмы и офиолитами (16), 17 – современные островные дуги, 18 – вулканогенные комплексы активных континентальных окраин, 19 – океаническая литосферы, 20 – ареалы с корой переходного (континент–океан) типа; 21 – зоны океанического спрединга; 22 – субдукционные зоны; 23 – современные региональные сдвиги; 24

– надвиговые границы складчатых областей (а) и региональные сдвиги (б); 25 – прочие разрывные нарушения

Анализ данных сейсмических профилей, расположенных в пределах исследуемой площади, позволил определить последовательность заложения разрывных нарушений, определяющих морфологию и структурные характеристики выступов доюрского основания (Рисунок 5.2.2).

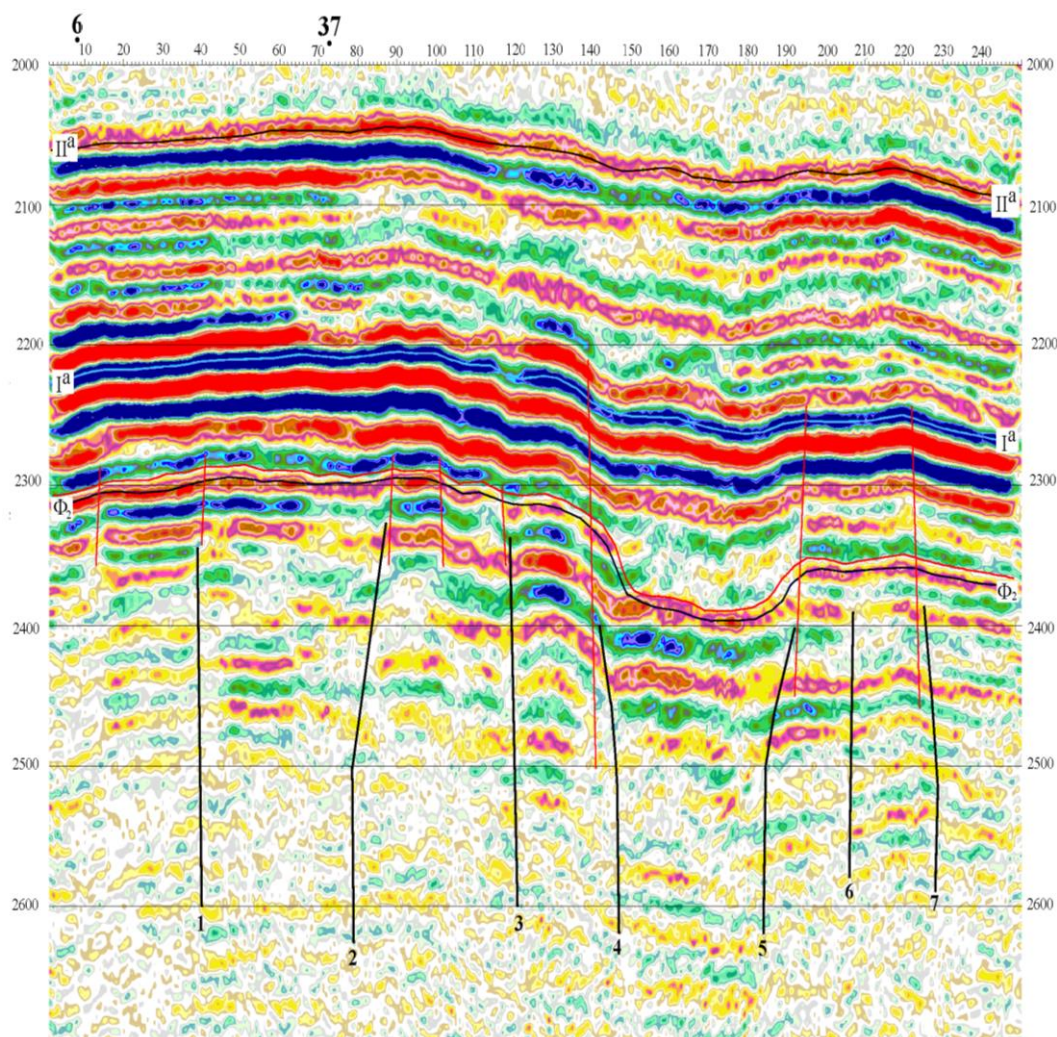


Рисунок 5.2.2 – Границы блоков Урманской площади в волновом поле [31]

Фиксирующиеся разрывные нарушения подразделяются на группы по времени заложения (доюрские, раннеюрские, позднеюрские), определяющегося согласно принципам структурной геологии.

Согласно результатам анализа интерпретированных предшественниками материалов сейсмической разведки предложена тектоническая эволюционная последовательность формирования структур площади исследований (Рисунок 5.2.3)

Формирование внутриплитной региональной сдвиговой зоны

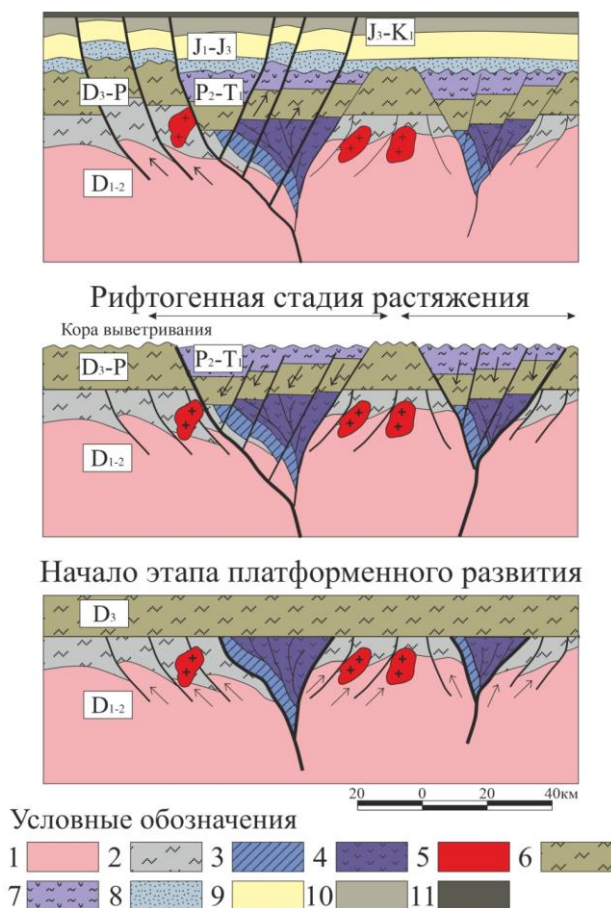


Рисунок 5.2.3 – Стадии эволюционной последовательности формирования структур земной коры каледонского сектора консолидированного фундамента

Западно-Сибирской НГП (составлено автором)

Условные обозначения: 1-11 Структурно-вещественные подразделения: 1 – карбонатные отложения ранне-среднедевонского времени, 2 – вулканогенно-осадочные комплексы, 3-4 – вулканогенные и осадочные образования древних энсиматических островных дуг (3) и активных континентальных окраин (4), 5 – коллизионные гранитоиды, 6 – позднедевонские отложения шельфовой формации, 7 – отложения рифтогенного комплекса; 8-11 – отложения осадочного чехла: 8 – нижнеюрские осадки озерно-болотной фации, 9-10 – песчано-глинистые отложений юрского НГК, 11 – отложения баженовской свиты;

Согласно предложенной модели, стадийность формирования современного облика геологического строения исследуемой площади может быть представлена в виде последовательных этапов:

1. Формирование верхнедевонских отложений, представленных карбонатными горными породами, в шельфовых условиях начального цикла платформенного этапа региона. Верхнедевонские шельфовые отложения перекрывают каледонские складчато-надвиговые сооружения.

2. Заложение впадин и поднятий в режиме рифтогенного растяжения (T_1), эрозия слагающих их карбонатных горных пород и общая денудация исследуемой площади с формированием фрагментарно развитой переотложенной коры выветривания. На данном этапе формируется емкостный потенциал горных пород в условиях их преобразования в зоне гипергенеза.

3. Общее прогибание бассейна к концу палеозойского – началу юрского времени, заложение Нюрольского бассейна. Как видно из материалов раздела 1, на территории современной Западной Сибири к концу палеозойского – началу юрского времени действовало шесть локальных осадочных бассейнов, периодически сообщавшихся с северными водами [54], в том числе Нюрольский бассейн. В самостоятельных осадочных бассейнах происходило геттанг-раннетоарское осадконакопление с последующим образованием нижнеюрских отложений урманской, тогурской и пешковской свит, представленных аргиллитами. Таким образом, осадконакопление в это время относится к переходному морскому-континентальному (мелководье) типу фаций. На данном этапе завершается формирование палеозойского резервуара – эродированные отложения доюрского комплекса в малоамплитудных поднятиях перекрываются непроницаемыми отложениями раннеюрского времени. В ареале проявления Пай-Хой – Алтайской сдвиговой зоны низы мезозойского платформенного чехла деформируются системой магистральных сдвигов и оперяющих их локальных структур растяжения, сжатия и сдвига, формирующих в вертикальном сечении характерные структуры цветка [77].

4. Унаследованный рост сформировавшихся грабен-горстовых структур, выступов доюрского основания юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна в позднеюрское время. На данном этапе происходит увеличение амплитуды локальных поднятий, геологическое строение исследуемой площади

принимает современный облик. В позднеюрское время сдвиговая тектоническая активность значительно сокращается и деформации позднемезозойско-кайнозойского осадочного чехла приобретают преимущественно пликативный характер.

Сопоставление результатов геохимических исследований флюидов с последующей генетической типизацией углеводородов в залежах нефтегазоносных горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений с предложенной тектонической эволюционной последовательностью позволяет предложить генетическую модель формирования залежей (рисунок 5.2.4).

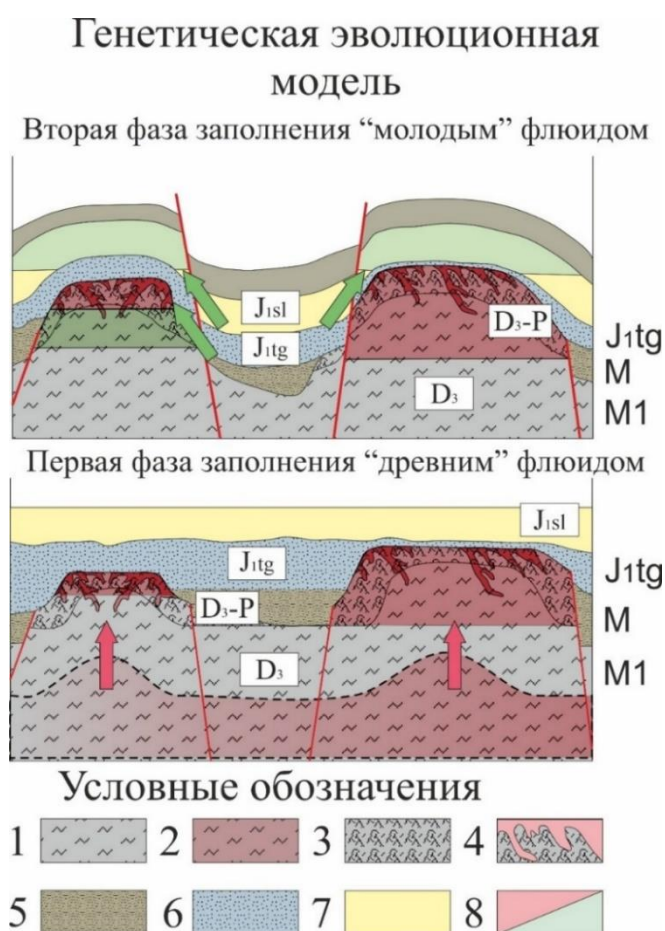


Рисунок 5.2.4 – Генетическая модель формирования залежей углеводородов в горизонтах зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (составлено автором)

Условные обозначения: 1 – позднедевонские карбонатные отложения, 2 – позднедевонские карбонатные отложения, обогащенные органическим веществом, 3 – кора выветривания, 4 – карстовые бокситы, 5 – продукты размыва, 6 –

аргиллиты тогурской свиты (J_{1tg}), 7 – песчаные отложения салатской свиты (J_{1sl}), 8 – скопления УВ ранней и поздней генераций.

Согласно предложенной модели, стадийность формирования скоплений углеводородов в отложениях НГГЗК может быть представлена в виде последовательных этапов:

1. Начало генерации углеводородов верхнедевонскими нефтегазоматеринскими толщами (лугинецкая свита, D_{3lg}) в период общего прогибания бассейна и заложения Нюрольской впадины в раннеюрское время. Первая фаза заполнения ловушек углеводородами I типа. Степень реализации емкостного потенциала при этом зависит от расстояния миграции углеводородов из локальных очагов генерации и генерационным потенциалом продуцирующих толщ.

2. Начало реализации генерационного потенциала раннеюрских нефтегазоматеринских толщ (тогурская свита, J_{1tg}) в период унаследованного роста присдвиговых грабен-горстовых структур и увеличения их амплитуды. Нефтегазоматеринские толщи входят в фазу генерации в наиболее погруженных зонах с последующей генерацией углеводородов II типа. Структурные взаимоотношения эрозионных выступов доюрского основания с аргиллитами потенциально нефтегазоносной тогурской свиты также могут обуславливать возможность боковых перетоков флюидов и наиболее полную реализацию емкостного потенциала с образованием III типа углеводородов (продукты смешения).

5.3 Перспективы нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений

На основе выявленных критериев нефтегазоносности и предложенной концептуальной модели формирования нефтегазоносности проведена оценка потенциала нефтегазоносности исследуемой и сопредельных площадей.

Район работ, в соответствии с выделенными критериями, разделен на участки по перспективности с градацией от неперспективных к высокоперспективным (рисунок 5.3.1).

Предложенная карта оценки перспективности горизонтов зоны контакта базируется на предложенных в разделах 5.1-5.2 критериях нефтегазоносности.

Первым шагом в проведении оценки потенциала нефтегазоносности является сравнение геологического строения соседних площадей с площадью-эталонном (Урмано-Арчинская группа месторождений) и установление их соответствия критериям нефтегазоносности и предложенной принципиальной модели ее формирования.

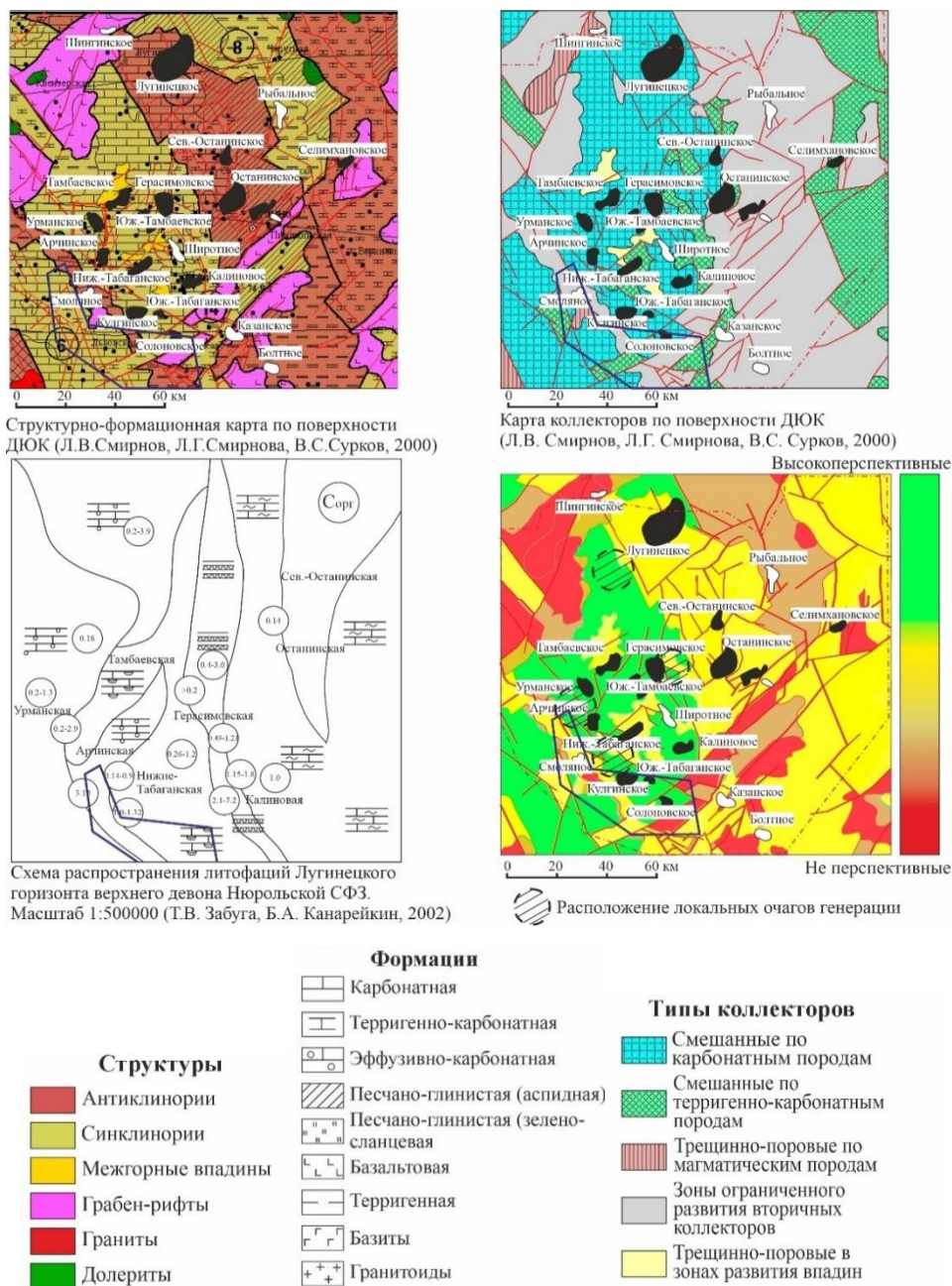


Рисунок 5.3.1 – Карта оценки перспективности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна (составлено автором по [81])

Важным условием при оценке перспективности является соответствие исследуемой площади совокупности критериев (таблица 5.3.1).

Таким образом, геологоразведочные работы на нефть и газ в пределах зоны контакта требует комплексной оценки перспектив территории, так как традиционная методика опосредованного поиска антиклинальных структур (например, Болтное и Широтное месторождения) не дает ожидаемого положительного результата работ.

Таблица 5.3.1 – Соответствие месторождений критериям нефтегазоносности горизонтов зоны контакта (составлено автором)

Название месторождения	Соответствие критериям нефтегазоносности				Приток из отложений ДЮК
	Тектонический	Стратиграфический	Литолого-фациальный	Геохимический	
Урманское	Да	Да	Да	Да	Да
Арчинское	Да	Да	Да	Да	Да
Южно-Табаганское	Да	Да	Да	Да	Да
Шингинское	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Рыбальное	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
Широтное	Да	Да	Да	Н/Д	Нет
Лугинецкое	Да	Да	Да	Да	Да
Казанское	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Болтное	Да	Нет	Нет	Н/Д	Нет

В качестве контрольной площади для валидации предложенной модели выбран Южно-Пудинский участок, расположенный в пределах площади, отнесенной к высокоперспективным. Месторождением-аналогом для оценки достоверности предложенной модели выступает Южно-Табаганское НГКМ с доказанной промышленной нефтеносностью отложений доюрского комплекса (Рисунок 5.3.2).

Таким образом, предложенные критерии нефтегазоносности и геолого-генетическая модель формирования нефтегазоносности позволяют улучшить объектно-ориентированную методику поиска и разведки месторождений нефти и газа.

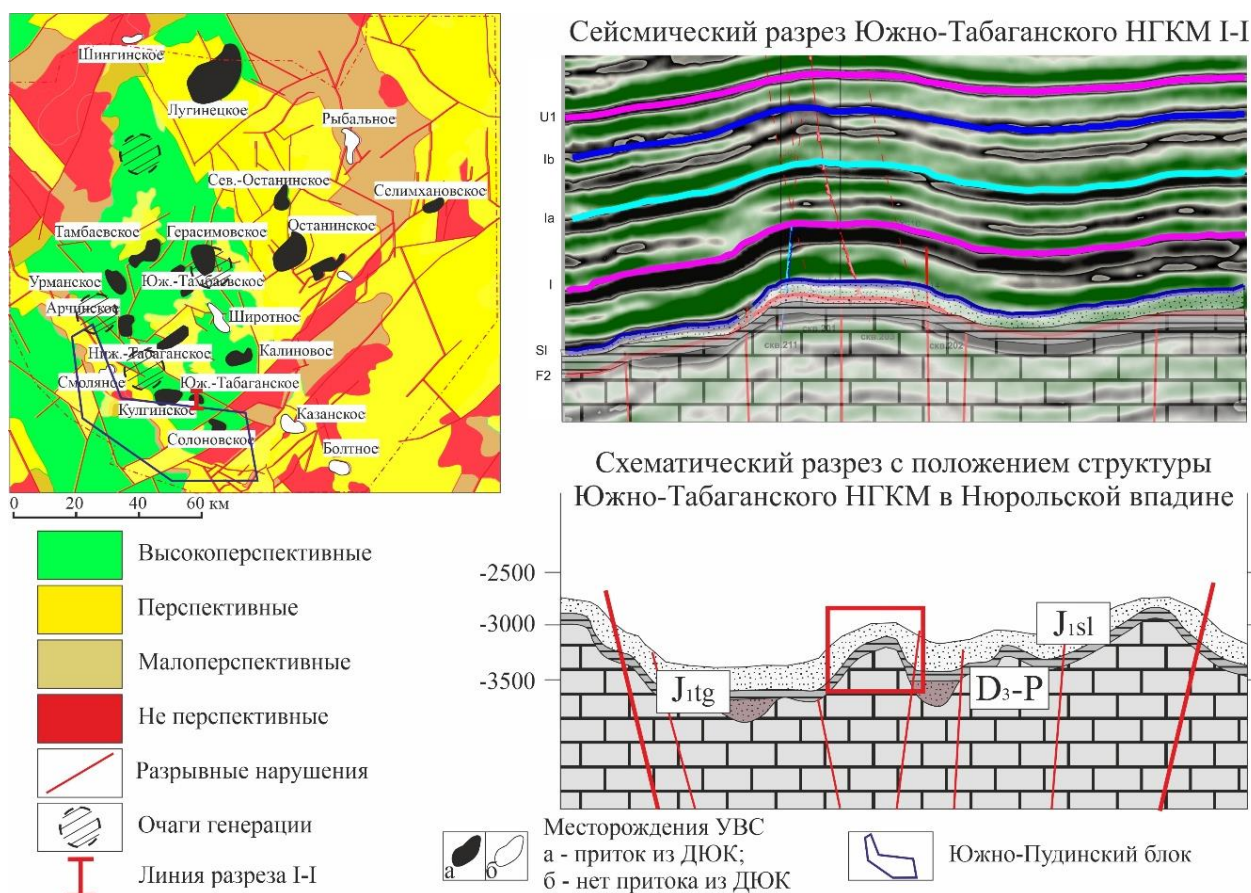


Рисунок 5.3.2 – Схема сопоставления данных интерпретации сейсмической съемки с концептуальной моделью и картой оценки перспективности территории (составлено автором)

Согласно предложенным критериям нефтегазоносности и геолого-генетической модели ее формирования – наиболее перспективными площадями для проведения геологоразведочных работ на нефть и газ являются юго-западные (в пределах Южно-Пудинского блока) и северо-западные.

Предложенные критерии нефтегазоносности и модель ее формирования также могут быть применимы для объектов, локализованных в схожих по геодинамической обстановке областях – по периметру сочленения герцинских и каледонских структур – при региональном прогнозе нефтегазоносности отложений доюрского комплекса Западно-Сибирского бассейна (Рисунок 5.3.3).

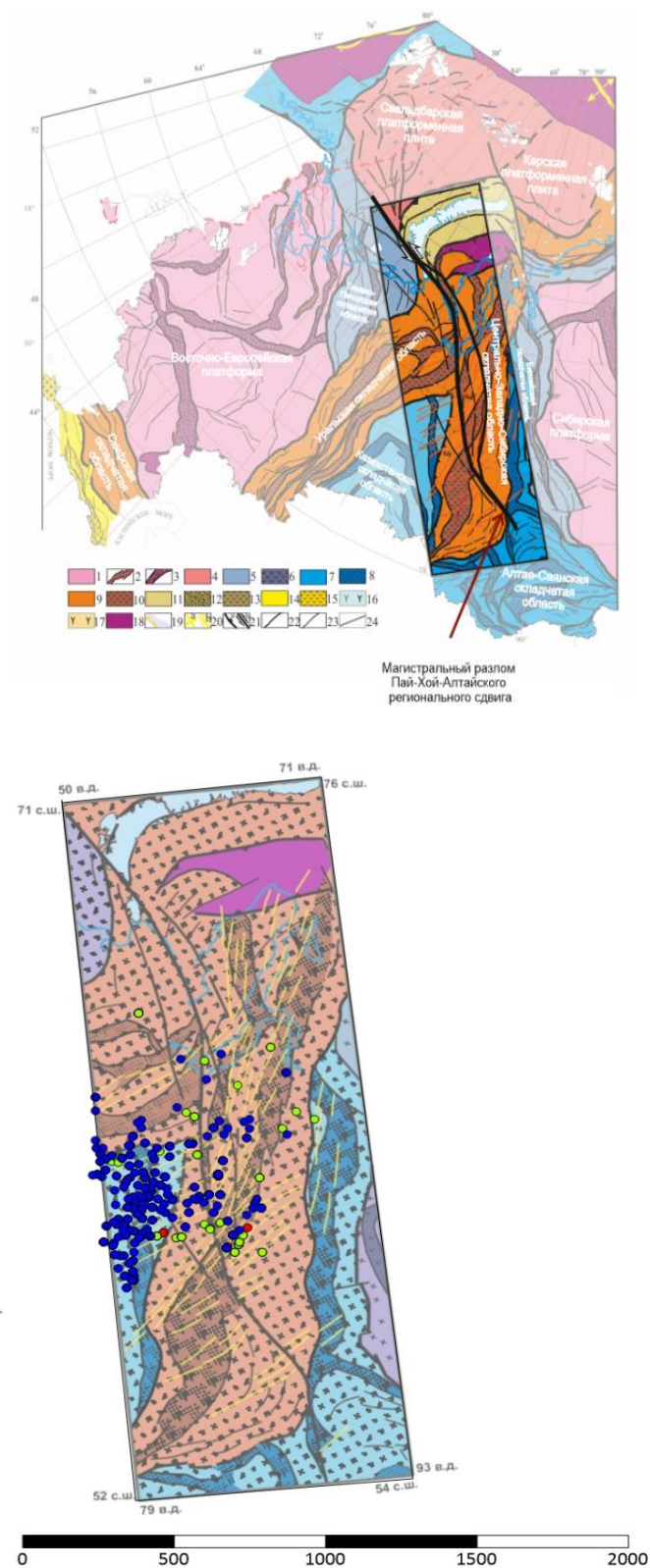


Рисунок 5.3.3 – Фрагмент схемы тектонического районирования консолидированного фундамента территории Российской Федерации, прилегающих шельфа и акваторий мирового океана (по [77])

Залежи УВ: красным – в отложениях ДЮК, синим – в раннеюрских отложениях, зеленым – в средне-верхнеюрских отложениях.

5.4 Выводы по главе 5

Установлены критерии нефтегазоносности, на основе которых предложена геолого-генетическая модель формирования залежей углеводородов в отложениях горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.

Предложенная модель, составленная на основе анализа фактического материала и проведенного комплекса исследований, описывает эволюционную последовательность заложения структур, контролирующих нефтегазоносность, и стадийность образования углеводородов, отнесенных к различным генетическим типам.

Проведен анализ соответствия близлежащих площадей предложенным критериям нефтегазоносности и составлена карта оценки перспективности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна. К наиболее перспективным для проведения ГРП на нефть и газ отнесены юго-западные (Южно-Пудинский блок) и северо-западные площади.

Таким образом, результаты проведенного исследования могут позволить улучшить объектно-ориентированную методику поиска и разведки месторождений нефти и газа в отложениях НГГЗК юго-восточной части ЗСБ.

Предложенная геолого-генетическая модель формирования может быть применена при региональном прогнозе нефтегазоносности отложений доюрского комплекса Западно-Сибирского бассейна для схожих по геодинамической обстановке областей, расположенных по периметру сочленения герцинских и каледонских структур.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационном исследовании отражено практическое решение актуальной задачи нефтяной геологии – реконструкции условий формирования нефтегазоносности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна и оценки перспектив их нефтегазоносности.

Комплексный анализ геологического строения и нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений позволил разработать геолого-генетическую модель формирования нефтегазоносности отложений горизонтов зоны контакта, а также усовершенствовать объектно-ориентированную методику поиска и разведки скоплений углеводородов и сформулировать следующие наиболее значимые результаты:

1. Формирование коллекторов в кровле доюрского комплекса обусловлено выводом карбонатных отложений в зону гипергенеза и формированием в области их карста улучшенных коллекторов переотложенной алюмосиликатной коры выветривания, представленной бокситами. Установлена прямая корреляционная зависимость между ФЕС пород-коллекторов и их геохимическими характеристиками. Разработана система дифференциации отложений ДЮК по перспективности аккумуляционного потенциала на основе комплексного анализа литохимических модулей, структурных позиций ловушек и расстоянием миграции от источников УВ.

2. Предложено выделять три группы УВ флюидов в зависимости от типа исходного ОВ, принимавшего участие в их генерации.

3. Установлены критерии нефтегазоносности и предложена геолого-генетическая модель формирования залежей углеводородов в пределах горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений.

4. При проведении ГРП на нефть и газ в пределах горизонтов зоны контакта следует в первую очередь ориентироваться на наличие эрозионных выступов с блоковым строением в пределах крупных депрессионных зон. Разуплотненные карбонатные породы, а также фрагментарно развитые отложения бокситов,

ассоциирующиеся зонами улучшенных коллекторов, в кровельной части ДЮК являются самостоятельными объектами поиска.

5. Проведена оценка нефтегазоносного потенциала сопредельных площадей. Потенциально перспективными для проведения ГРП на нефть и газ являются объекты, локализующиеся в центральной и юго-западной частях исследуемого района, в виду наличия вторичных коллекторов смешанного типа в зоне контакта, а также высоким содержанием $C_{орг}$ в отложениях доюрского возраста, что может указывать на наиболее полную реализацию емкостного потенциала ловушек в эрозионных выступах ДЮК.

Перспективы дальнейшего развития темы диссертационного исследования связаны с необходимостью вовлечения доюрского сложно построенного комплекса в изучение и освоение при использовании полученных теоретических представлений об условиях образования, накопления и сохранения углеводородов, расширения спектра критериев нефтегазоносности и разработке целевой поисковой технологии их локализации.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- УВС – углеводородное сырье
- ЗСБ – Западно-Сибирский бассейн
- НГБ – нефтегазоносный бассейн
- НГК – нефтегазоносный комплекс
- НГМТ – нефтегазоматеринская толща
- НГО – нефтегазоносная область
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- НГГЗК – нефтегазоносные горизонты зоны контакта (палеозойских и мезозойских отложений)
- РФА – рентгенофлуоресцентный анализ
- ГМ – гидролизатный модуль
- ТМ – титановый модуль
- ОВ – органическое вещество
- СВП – структурно-вещественные подразделения
- С_{орг} – органический углерод
- TAR – Terrestrial Aquatic Ratio
- OEP – Odd-Even Predominance
- К_{неч} – коэффициент нечетности
- К_i – коэффициент изопреноидности
- CPI – carbon preference index
- Pr – pristane, пристан
- Ph – phytane, фитан
- СФР – структурно-фациальный район

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абросимова, О. О., Белова Е. В. Резервуары углеводородов в эрозионно-тектонических выступах доюрских пород юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2000. – №. 3. – С. 17-21.
2. Абросимова, О. О. Формирование коллекторов в палеозойских карбонатных отложениях Малоичского месторождения нефти / Абросимова, О. О., Запивалов Н. П., Рыжкова С. В. // Геология нефти и газа. – 1999. – №. 9-10. – С. 43-50.
3. Абукова, Л. А., Шустер В. Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция нефть газ. – 2016. – №. 7 (53). – С. 12-15.
4. Андреев, С. И. Металлогения железомарганцевых образований Тихого океана: специальность 04.00.10: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Андреев Сергей Иванович. – Санкт-Петербург, 1992. – 73 с. – EDN ZKGUSZ.
5. Арешев, Е.Г. Нефть в гранитах фундамента (на примере месторождения Белый Тигр, Вьетнам) / Е.Г. Арешев, В.Е. Гавура, Т.М. Немченко, А.С. Немченко-Ровенская, Б.А. Руденко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – №. 12. – С. 4-1.
6. Асташкина, В. Ф. Новые данные о распространении девонских отложений на территории Западно-Сибирской равнины / Асташкина, В. Ф., Макаренко, С. Н., Мирецкая, Н. М., Перегоедов, Л. Г., Савина, Н. И., Исаев, Г. Д. // Геология позднего докембрия и палеозоя Сибири: тезисы докладов научно-практической конференции, Новосибирск, 21-23 ноября 1990 г.– Новосибирск, 1990. – С. 82-83
7. Бабилов, Н. М. Нефтеносность зоны контакта осадочного чехла и палеозойского фундамента Томской области / Н.М. Бабилов, Е.Е. Даненберг, А.Л. Наумов, В.Н. Ростовцев, Ю.В. Найданов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 1976. – Т. 288. – С. 12-14.

8. Баженова, О. К., Баженова Т. К. Происхождение нефти фундаментальная проблема геологии (современное состояние проблемы) // Литология и полезные ископаемые. – 2008. – №. 5. – С. 541-552.

9. Бардошши, Д. Карстовые бокситы. М.: Мир, 1981. 455 с.

10. Белов, Р. В. Перспективы нефтегазоносности палеозойских образований и органогенные комплексы юго-востока Западной Сибири (Нюрольская впадина) по данным сейсморазведки и бурения / Р. В. Белов, Б. А. Канарейкин, А. Т. Сысоев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 6. – С. 32-39. – EDN HZMWFD.

11. Белозеров, В. Б., Коровин, М. О. Структурно-тектонические особенности строения и нефтегазоносность пласта М1 отложений палеозойского фундамента Арчинской площади (Западная Сибирь) // Записки Горного института. – 2024. – №. 268. – С. 520-534.

12. Бочкарев, В. С. О целенаправленном изучении перспектив нефтегазоносности палеозойских комплексов Западной Сибири / Бочкарев, В. С., Брехунцов, А. М., Огнев, Д. А. // Горные ведомости. – 2018. – №. 5. – С. 6-19.

13. Вассоевич, Н. Б. Молекулярная биогеохимия фоссилизации органического вещества / Вассоевич, Н. Б., Гусева, А. Н., Лейфман, И. Е. // VII Международный конгресс по органической геохимии: Тез. докл. М. – 1977. – Т. 1. – С. 121-122.

14. Вассоевич, Н. Б. Некоторые аспекты биогеохимии нефти / Вассоевич, Н. Б., Гусева, А. Н., Лейфман, И. Е. // Исследование органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука. – 1976. – С. 367-380.

15. Вышемирский, В. С., Запивалов, Н. П. Нефтегазоносность палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – 1981. – Т. 513. – С. 90.

16. Вышемирский, В.С., Запивалов, Н.П., Бадмаева, Ж.О. и др. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: Наука, 1984, с. 192.

17. Гаврилов, В.П., Грунис, Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // Геология нефти и газа. – 2012. – №. 5. – С. 30-38.

18. Геология: Часть VI. Месторождения полезных ископаемых / Ермолов, В. А., Попова, Г. Б., Мосейкин, В. В., Ларичев, Л. Н., Харитоненко, Г. Н. – Москва: Горная книга (МГГУ), 2009. – 198 с. – ISBN 978-5-7418-0569-5. – EDN SDQVBZ.

19. Гиббс, Дж.В. Термодинамические работы. М.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1950. 492 с

20. Гончаров, И. В., Лебедева, Л.Н.. Использование отношения пристана к фитану в практике геохимических исследований // Геология нефти и газа. – 1985 – Т. 9. – С. 46-53.

21. Гончаров, И. В., Рыльков, А. В. Изопреноидные углеводороды в нефтях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1982. – №. 4. – С. 23-27.

22. Гусева, А. Н., Лейфман, И. Е. Эволюция нефтей в осадочных бассейнах // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. – 1978. – С. 112.

23. Гусева, А. Н. К биогеохимии липидов, липоидов и родственных полимерных соединений / Гусева, А. Н., Лейфман, И. Е., Вассоевич, Н. Б. // Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука. – 1976. – С. 25-56.

24. Дубатолов, В. Н., Краснов, В. И. Палеоландшафты раннедевонских морей Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 1999. – Т. 7. – №. 3. – С. 95-109.

25. Егоров, А.С., Чистяков, Д.Н. Структура консолидированного фундамента Западно-Сибирской платформы и прилегающих складчатых областей // Геология и геофизика. 2003. Т. 44, № 1–2. С. 101–119

26. Ежова, А. В. Литология. Краткий курс: Учебное пособие / А. В. Ежова. – Томск: Томский политехнический университет, 2014. – 102 с. – ISBN 978-5-4387-0492-8. – EDN VRRTXR.

27. Ерофеев, В. С., Цеховский, Ю. Г. Парагенетические ассоциации континентальных отложений. (Семейство аридных парагенезов. Эволюционная периодичность). М.: Наука, 1983. 192 с. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 373)

28. Журавлев, Е. Г., Курбала, Е. Л. Коры выветривания доюрских образований Западно-Сибирской плиты и их коллекторские свойства // Доплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР. М.: Недра. – 1992. – С. 271-281.

29. Журавлев, Е.Г., Лапинская, Т. А. Кора выветривания фундамента и ее влияние на формирование нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири // М.: Недра. – 1976. – Т. 173.

30. Забродина, М.Н. и др. Химические типы нефтей и превращение нефтей в природе // Нефтехимия. – 1978. – Т. 18. – №. 2. – С. 280-290.

31. Забуга, Т.В., Канарейкин, Б.А. Отчёт сейсморазведочной партии 3/01-02 о детальных работах МОГТ 3D масштаба 1:25 000, выполненных в пределах Урманской площади зимой 2001 - 2002 гг // Отчет. – Колпашево, ТГТ, 2002, с. 63.

32. Западно-Сибирский бассейн // Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. - Вып.2. - Гл. ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск, 1994. - 201с.

33. Запивалов, Н.П. О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири // Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сборник научных трудов открытой научной конференции, Томск, 6, 21 июня 2018 г.—Томск, 2018. – 2018. – С. 5-20.

34. Запивалов, Н.П. Палеозойская нефть Западной Сибири—большие перспективы // природные ресурсы горного Алтая. Геология, геофизика, гидрогеология, геоэкология, минеральные и водные ресурсы. – 2004. – №. 2. – С. 2.

35. Запивалов, Н.П. Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири // Советская геология. – 1979. – №. 3. – С. 22-37.

36. Зубков, М. Ю. Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты и способы их прогноза // Геология нефти и газа. – 2015. – №. 6. – С. 78-95.

37. Ильин, В. Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов // М.: Недра. – 1988.

38. Исаев, В. И. Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири / В.И. Исаев, М.Ф. Галиева, Г. Лобова, С.Г. Кузьменков, В.И. Старостенко, А.Н. Фомин // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – №. 3. – С. 17-48.

39. Исаев, Г. Д. Геологическая, палеогеографическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности // Георесурсы. – 2012. – №. 6 (48). – С. 24-30.

40. Исаев, Г. Фациальные модели девона Нюрольской зоны и основные критерии районирования палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера. – 2011. – №. 6. – С. 27-37.

41. Клещев, К. А. Основные направления поисков нефти и газа в России // Геология нефти и газа. – 2007. – №. 2. – С. 18-23.

42. Ковешников, А. Е., Недоливко, Н. М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2012. – Т. 320. – №. 1. – С. 77-81.

43. Конторович, А. Э. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири / Конторович, А. Э., Данилова, В. П., Костырева, Е. А., Стасова, О. Ф. // Геохимия. – 1998. – Т. 36. – №. 1. – С. 3-17.

44. Конторович, А. Э. Молекулы-биомаркеры в ископаемом органическом веществе и нафтидах докембрийских и фанерозойских пород Сибири / А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.П. Данилова, Е.А. Костырева, Н.С. Ким, В.Н. Меленевский, В.И. Москвин, Т.М. Парфенова, И.Д. Тимошина, А.Н. Фомин, Е.А. Фурсенко // СПб.: ВНИГРИ. – 2009. – Т. 108.

45. Конторович, А. Э. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / Конторович, А. Э., Стасова, О. Ф., Фомичев, А. С. // Геология нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск. – 1964. – Т. 1. – №. 964. – С. 27-39.

46. Конторович, А.Э. Эволюция нефтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика. - 2004. - Т. 45. - № 7. - С. 784-802

47. Конторович, А.Э. Геолого-геохимические критерии прогноза нефтегазоносности нижнеюрских аллювиально-озерных отложений Западно-Сибирского бассейна / Конторович А.Э., Данилова В.П., Егорова Л.И., Конторович В.А., Иванов И.А., Мангазеев В.П., Москвин В.И., Меленевский В.Н., Костырева Е.А., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. // Докл. РАН. – 1998. - Т. 358. - №6. - С. 799-802

48. Конторович, А.Э. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирская плита) / Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И., Андруевич В.Е., Борисова Л.С., Данилова В.П., Казанский Ю.П., Меленевский В.Н., Солотчина Э.П., Шурыгин Б.Н. // Геология и геофизика. – 1995. - Т. 36. - №6. - С. 110-126

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

50. Конторович, В.А. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазонакопления / Конторович, В. А., Бердникова, С. А., Калинина, Л. М., Лапковский, В. В., Поляков, А. А., Соловьев, М. В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – №. 5-6. – С. 91-102

51. Конторович, В.А. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев // Геология нефти и газа. – 2018. – №. 4. – С. 5-15

52. Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири (Томская

область): специальность 04.00.17: диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Конторович Владимир Алексеевич. – Новосибирск, 2000. – 197 с. – EDN QDBUXV.

53. Коржинский, Д.С. Избранные труды. Основы метасоматизма и метамагматизма. М.: Наука, 1993. 239 с

54. Костырева, Е.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) / Костырева, Е.А., Москвин, В.И., Ян, П.А. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – №. 1. – С. 13.

55. Костырева, Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири: специальность 25.00.09 "Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых": автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Костырева Елена Анатольевна. – Новосибирск, 2003. – 20 с. – EDN NHIZND.

56. Краснова, А.В., Ростовцева, Ю.В. Бокситовые породы-коллекторы зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2020. – №. 6. – С. 39-47.

57. Курбала, Е.Л. Коллекторы нефти и газа в коре выветривания карбонатов Западной Сибири / Курбала, Е.Л., Миллер, А.М., Беляева, А.В. // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докл. IV Всесоюз. конф. М.: Наука. – 1987. – С. 197-198.

58. Лисицина, Н.А., Пастухова, М.В. О роли вторичных процессов в формировании платформенных бокситов // Вопросы геохимии и геологии бокситов. — Труды ГИН АН СССР. – 1964. – №. 103

59. Макаренко, С.Н. О необходимости биостратиграфического мониторинга зон нефтегазонакопления в доюрском комплексе Томской области / Макаренко, С.Н., Татьянин, Г.М., Савина, Н.И. // Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сборник научных трудов открытой научной конференции, Томск, 6, 21 июня 2018 г. – Томск, 2018. – 2018. – С. 81-89.

60. Маракушев, С.А., Белоногова, О.В. Термодинамические факторы естественного отбора в автокаталитических химических системах // Доклады Академии наук. 2012. Т. 444. № 1. С. 92-97

61. Мельник, И.А. Геологическое строение, стратиграфия и перспективы нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений Томской области / И.А. Мельник, К.Ю. Смирнова, С.В. Зими́на, А.В. Жданова, О.Д. Елисеева, Е.В. Шеламова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – №. 11. – С. 20-30.

62. Новые подходы к изучению нефтегазового потенциала доюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции / В. В. Харахинов, Н. М. Кулишкин, С. И. Шленкин, А. В. Олюнин // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 63-77. – EDN VBCRET

63. Очерки физико-химической петрологии / Отв. ред. В.А. Жариков, А.А. Маракушев, Л.Л. Перчук. М.: Наука, 1969. Т. 1. 326 с.

64. Пылынов, Б. Б. Кора выветривания / Б. Б. Пылынов. Том Часть 1. – Ленинград: АН СССР, 1934. – 245 с. – EDN VYERMQ.

65. Прищепа, О.М. Термодинамическое моделирование как основа прогноза фазовых состояний углеводородных флюидов на больших и сверхбольших глубинах / Прищепа О.М., Луцкий Д.С., Киреев С.Б., **Синица Н.В.** // Записки Горного института. – 2024. – №. 269. – С. 815-832.

66. Прищепа, О.М., Боровинских А.П. Направления развития сырьевой базы нефти России в долгосрочной перспективе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016

67. Прищепа, О.М. Использование литохимического анализа для оценки пористости пород-коллекторов палеозойской коры выветривания Западно-Сибирского бассейна / О. М. Прищепа, **Н. В. Синица** // Научный журнал Российского газового общества. – 2024. – № 2(44). – С. 6-15. – EDN DCNTTW.

68. Пунанова, С.А., Шустер, В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – №. 2. – С. 67-80.

69. Пунанова, С.А. Особенности геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири и фундамента Вьетнама / Пунанова, С.А., Шустер, В.Л., Нго, Л.Т. // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №. 10. – С. 16-19.

70. Разумова, В.Н. Древние коры выветривания и гидротермальный процесс, М.: Наука, 1977, 156 с.

71. Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / В.С. Бочкарев, Ф.Г. Гулари, В.Н. Дубатов. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1999. 79 с

72. Рихтер, Я.А. Гидротермальные процессы в породах фундамента Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле. – 2016. – Т. 16. – №. 2. – С. 116-126.

73. Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород / Под ред. В.А. Успенского, К.Ф. Родионовой, А.И. Горской, А.П. Шишковой. - Л. «Недра», 1966. - 312 с.

74. Саев, В. И., Татьяна, Г. М. Стратиграфия пермских отложений Томской области // Вопросы геологии Сибири. – 1992. – №. 1. – С. 13-20.

75. Сафонова, Г.И., Ильинская, В.В. Состав нефтей и их генетическая связь с органическим веществом пород // Геохимия современных и ископаемых осадков: материалы VIII Международного конгресса по органической геохимии. – 1982. – С. 257.

76. Сафонова, Г.И. Реликтовые структуры в углеводородах нефтей различных стратиграфических подразделений. М., Недра, 1980.

77. Секерина, Д.Д. Роль сдвиговых дислокаций и грабен-рифтов в контроле нефтегазоносности глубинных горизонтов Русско-Часельского вала (Западно-Сибирская провинция) / Секерина, Д.Д., Саитгалеев, М.М., Сенчина, Н.П., Глазунов, В.В., Калинин, Д.Ф., Козлов, М.П., Исмагилова, Э.И. // Горные науки и технологии. – 2025. – Т. 10(2). – С. 109-117.

78. **Синица, Н.В.** Концептуальная модель формирования зоны нефтегазонакопления в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна / Синица, Н.В., Прищепа, О.М. // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2023. – №. 1 (40). – С. 14-26. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2. – EDN GPETCM

79. **Синица, Н.В.** Методические подходы к оценке перспектив нефтегазоносности доюрских отложений юга Западной Сибири / Н.В. Синица, О.М. Прищепа // Горный журнал. – 2024. – № 9. – С. 20-26. – DOI 10.17580/gzh.2024.09.03. – EDN GKQNFQ.

80. Скляров, Е.В. Интерпретация геохимических данных / Бараш, И.Г., Буланов, В.А., Гладкочуб, Д.П., Донская, Т.В., Иванов, А.В., Летникова, Е.Ф., Миронов, А.Г., Сизых, А.И., Скляров, Е.В. // М.: Интермет инжиниринг. – 2001. – Т. 288.

81. Сурков, В.С., Смирнов, А.В. Структурно-формационные зоны фундамента Западно-Сибирской плиты и их нефтегазоносность: // Отчёт с НИР СНИИГГиМС. – Новосибирск, 2000. – 167 с.

82. Тиссо, Б., Вельте, Д. Образование и распространение нефти // М. Мир. – 1981.

83. Тищенко, Г. И. Исследование неоднородности геологического строения нефтегазоносных карбонатных отложений Томской области / Г.И. Тищенко, М.В. Коровкин, Ю.И. Галанов, О.С. Чернова// Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2002. – Т. 305. – №. 6. – С. 253-259.

84. Филиппи, Д.Т. О глубине, времени и механизме образования нефти // Органическая геохимия. Вып. 2. М., Недра, 1970, с. 58—92

85. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества палеозойских отложений на юге-востоке Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1997. – №. 6. – С. 1079-1087.

86. Фомин, А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – №. 7. – С. 833-842.

87. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на юго-западе Западной Сибири / Фомин, А.Н., Конторович, А.Э., Красавчиков В.О. // Горные ведомости. – 2008. – №. 5. – С. 18-23.

88. Хай, Л.В. Геологическое строение и нефтегазоносность шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро». / Хай, Л.В., Нгия, Т.Т., Велиев, М.М. // СПб.: Недра, 2016.

89. Халимов, Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – №. 4. – С. 14.

90. Харахинов, В.В. Новые подходы к изучению нефтегазового потенциала доюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции / Харахинов, В. В., Кулишкин, Н. М., Шлёнкин, С. И., Олюнин, А. В. // Геология нефти и газа. – 2015. – №. 6. – С. 63-77.

91. Шустер, В.Л. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири / Шустер, В. Л., Пунанова, С. А., Самойлова, А. В., Левянт, В. Б. // Геология нефти и газа. – 2011. – №. 2. – С. 26-33.

92. Шустер, В.Л. Нефтегазоносность палеозойского фундамента Западной Сибири // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – №. 2 (2). – С. 2.

93. Шустер, В.Л., Пунанова, С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – №. 4. – С. 338-346.

94. Юдович, Я.Э. Основы литохимии / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис. – Санкт-Петербург: Наука, 2000. – 479 с. – ISBN 5-02-024897-5. – EDN RRRDRB.

95. Connan, J., Cassou, A.M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1980. – T. 44. – №. 1. – C. 1-23.

96. Helgeson, H.C. A chemical and thermodynamic model of oil generation in hydrocarbon source rocks / H.C. Helgeson, L. Richard, W.F. McKenzie, D.L. Norton, A Schmitt // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2009. Vol. 73. Iss. 3. P. 594-695.

97. Koning, T. Giant and major-size oil and gas fields worldwide in basement reservoirs: State-of-the-art and future prospects // *Георесурсы*. – 2020. – Т. 22. – №. 5. – C. 40-48.

98. Peters, K.E. The biomarker guide: Volume 1, Biomarkers and isotopes in the environment and human history / Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. // Cambridge university press, 2007.

99. Peters, K.E., Moldowan, J.M. The biomarker guide. - Prentice Hall: Englewood Cliffs. New Jersey, 1993. – 353 p

100. Prischepa, O. M. Theoretical and methodological approaches to identifying deep accumulations of oil and gas in oil and gas basins of the Russian Federation / Prischepa, O. M., Kireev, S. B., Nefedov, Y. V., Martynov, A. V., Lutsky, D. S., Krykova, T. N., **Sinita, N.**, Xu, R. // *Frontiers in Earth Science*. – 2023. – Vol. 11. – P. 1-22. – DOI 10.3389/feart.2023.1192051. – EDN DMQMPI.

101. Prischepa, O.M. Prospects for Oil and Gas Bearing Potential of Paleozoic Basement of West Siberian Sedimentary Basin / Prischepa, O.M., **Sinita, N.V.** // *International Journal of Engineering*. – 2025. – 38(5). – pp. 1098-1107. – DOI 10.5829/ije.2025.38.05b.12

102. Schroll, E. Beitrage zur Geochemie von Titan, Chrom, Nickel, Cobalt, Vanadium und Molybdan in bauxitischen Gesteinen und das Problem der stofflichen Herkunft des Aluminiums // *Travaux ICSOBA*. – 1968. – Т. 5. – C. 83-96.

103. Sinisi, R. Mineralogical and Geochemical Features of Cretaceous Bauxite from San Giovanni Rotondo (Apulia, Southern Italy): A Provenance Tool // *Minerals*. 2018. Vol. 8, N 12. 567 p.

104. Zapivalov, N.P., Trofimuk, A.A. Distribution of oil and gas in Devonian rocks of West Siberia. // Devonian of the World. Volume I: Regional Syntheses. Proceedings of the Second International Symposium

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1.1 – Локализация месторождений в отложениях основания осадочных бассейнов по миру [97 с дополнением автора]

Рисунок 1.1.2 – Нефтегазogeологическое районирование территории Российской Федерации (по материалам ВСЕГЕИ, ВНИГНИ, Южморгеология, 2020)

Рисунок 1.1.3 – Схема площадного распространения залежей углеводородов в отложениях доюрского основания ЗСБ [78]

Рисунок 1.1.4 – Карта тектонического районирования юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна [1]

Рисунок 1.1.5 – Модель формирования залежей в зоне контакта палеозойских и мезозойских толщ при восходящей миграции флюида (составлено автором)

Рисунок 1.1.6 – Модель формирования залежей в зоне контакта палеозойских и мезозойских толщ при латеральной миграции флюида (составлено автором)

Рисунок 1.1.7 – Схематический профиль месторождения Мара (западная Венесуэла) [92]

Рисунок 1.1.8 – Расположение областей накопления геттанг-нижнетоарских отложений на юге Западной Сибири [54]

Рисунок 2.1 – Карта фактического материала (составлено автором)

Рисунок 2.2 – Блок-схема исследования (составлено автором)

Рисунок 3.1.1 – Корреляция местных стратиграфических подразделений [71]

Рисунок 3.1.2 – Геологический разрез по линии скважин 46г-45г (Арчинское месторождение) [62]

Рисунок 3.1.3 – Геологический разрез по линии скважин 9г-22г (Урманское месторождение, условные обозначения на рис. 3.1.2) [62]

Рисунок 3.2.1 – Генетическая диаграмма диагностики фаций [по Я.Э. Юдовичу] с фигуративными точками составов изученных карбонатных отложений (составлено автором)

Рисунок 3.2.2 – Схематическая геологическая карта по кровле горизонта М₁ Арчинского месторождения [59]

Рисунок 3.2.3 – Аксонометрическое отображение эрозионной средне-верхнедевонской поверхности Урмано-Арчинской площади [62]

Рисунок 3.2.4 – Содержание химических элементов в кровельной части палеозойских отложений (составлено автором)

Рисунок 3.2.5 – Содержание химических элементов в кровельной части палеозойских отложений (составлено автором)

Рисунок 3.2.6 – Структурная карта кровли доюрских отложений района исследований: 1 – область скв. А1; область скв. А2 [79]

Рисунок 3.2.7 – Схематическая карта распространения пород доюрского комплекса и тектонических нарушений Ньюрольской впадины [56]

Рисунок 3.2.8 – Диаграмма Ni-Cr для бокситов и других типов пород, по [102] с фигуративными точками составов изученных пород [56]

Рисунок 3.2.9 – Классификационная диаграмма бокситов по [9], с изменениями по [103], с фигуративными точками составов изученных пород [56 с дополнением автора]

Рисунок 3.2.10 – Модульная диаграмма для пород бокситоносных толщ [по 27] с фигуративными точками соотношения модулей по составу изученных пород (составлено автором)

Рисунок 3.2.11 – Разрез месторождения Красная Шапочка (СУБР) (по А.В. Пейве) [18]

Рисунок 3.2.12 – Кластерная дендограмма переменных, определяющих химический состав доюрских отложений (составлено автором)

Рисунок 3.2.13 – Диаграмма факторных нагрузок (метод главных компонент), фактор 1 к фактору 2 (для отложений бокситов) (составлено автором)

Рисунок 3.2.14 – Диаграмма рассеяния объемной плотности пород и коэффициента пористости (составлено автором)

Рисунок 3.2.15 – Диаграмма рассеяния коэффициента открытой пористости и содержания Al_2O_3 (составлено автором)

Рисунок 3.2.16 – Диаграмма рассеяния открытой пористости и суммы содержаний ванадия, оксидов алюминия и титана (составлено автором)

Рисунок 3.2.17 – Диаграмма рассеяния коэффициента открытой пористости и значений ГМ (составлено автором)

Рисунок 3.2.18 – Диаграмма рассеяния коэффициента пористости и соотношения модулей ГМ/ГМ (составлено автором)

Рисунок 3.2.19 – Диаграмма рассеяния открытой пористости и Fe/Mn соотношения в отложениях алюмосиликатных пород пласта М (составлено автором)

Рисунок 4.1.1 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа углеводородов палеозойской залежи Урманского НГКМ (скважина 128, пласт М-М₁) (составлено автором)

Рисунок 4.1.2 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа углеводородов мезозойской залежи Урманского НГКМ (скважина 109, пласт Ю₁₅) (составлено автором)

Рисунок 4.1.3 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа углеводородов палеозойской залежи Арчинского НГКМ (скважина 1011, пласт М+М₁) (составлено автором)

Рисунок 4.1.4 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа углеводородов мезозойской залежи Урманского НГКМ (скважина 229) (составлено автором)

Рисунок 4.1.5 – Диаграмма диагностики типа ОВ и степени его катагенетического преобразования Кеннона-Кассоу [95] для флюидов и экстрактов битумоидов Урмано-Арчинской (красным) и смежных (черным) площадей (составлено автором)

Рисунок 4.1.6 – Зависимость изменения коэффициента K_i с глубиной для нефти Западной Сибири [21]

Рисунок 4.1.7 – Схема распространения литофаций Лугинецкого горизонта (D₃lg) Нюрольской структурно-фациальной зоны. Масштаб 1:500000 [31]

Рисунок 4.2.1 – Равновесный состав пластового флюида пласта Ю₁₄₋₁₅ (температуры от 20 до 300 °С, давление 29,6 МПа), Урманское НГКМ [65]

Рисунок 4.2.2 – Равновесный состав пластового флюида пласта Ю₁₄₋₁₅ (температуры от 20 до 300 °С, давление 29,6 МПа, без учета метана), Урманское НГКМ [65]

Рисунок 4.2.3 – а – Равновесный состав пластового флюида пласта М+М₁ (температуры от 20 до 300 °С, давление 32,7 МПа), Урманское НГКМ [65]

Рисунок 4.2.4 – Равновесный состав пластового флюида пласта М+М₁ (температуры от 20 до 300 °С, давление 32,7 МПа, без учета метана), Урманское НГКМ [65]

Рисунок 5.1.1 – Схематическое аксонометрическое изображение нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений исследуемой площади (составлено автором)

Рисунок 5.1.2 – Структурно-формационная карта по поверхности доюрского комплекса [81] (условные обозначения на рисунке 5.1.4)

Рисунок 5.1.3 – Карта коллекторов по поверхности доюрского комплекса [81] (условные обозначения на рисунке 5.1.4)

Рисунок 5.1.4 – Условные обозначения к рисункам 5.1.2 – 5.1.3 [31, 81]

Рисунок 5.1.5 – Схема распространения литофаций Лугинецкого горизонта верхнего девона Нюрольской впадины [31]

Рисунок 5.2.1 – Тектоническая схема консолидированного фундамента территории Российской Федерации, прилегающих шельфа и акваторий мирового океана (А.С. Егоров, 2023)

Рисунок 5.2.2 – Границы блоков Урманской площади в волновом поле [31]

Рисунок 5.2.3 – Стадии эволюционной последовательности формирования структур земной коры каледонского сектора консолидированного фундамента Западно-Сибирской НГП (составлено автором)

Рисунок 5.2.4 – Генетическая модель формирования залежей углеводородов в горизонтах зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (составлено автором)

Рисунок 5.3.1 – Карта оценки перспективности горизонтов зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна (составлено автором по [81])

Рисунок 5.3.2 – Схема сопоставления данных интерпретации сейсмической съемки с концептуальной моделью и картой оценки перспективности территории (составлено автором)

Рисунок 5.3.3 – Фрагмент схемы тектонического районирования консолидированного фундамента территории Российской Федерации, прилегающих шельфа и акваторий мирового океана (по [77])

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1.1 – Стратиграфическая принадлежность основных нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [61]

Таблица 1.1.2 – Численная оценка залежей углеводородов в отложениях палеозойского комплекса [78]

Таблица 1.1.3 – Структура запасов УВ в палеозойских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [78]

Таблица 1.1.4 – Основные показатели состава углеводородов-биомаркеров в насыщенной фракции битумоидов (фрагмент) [54 с дополнением автора]

Таблица 3.2.1 – Граница перехода двух литотипов [79]

Таблица 3.2.2 – Сравнительная характеристика емкостного потенциала выделяемых литотипов [67]

Таблица 3.2.3 – Результаты определения пористости различных типов бокситоносных толщ [58]

Таблица 3.2.4 – Таблица собственных значений факторов (метод главных компонент) (составлено автором)

Таблица 3.2.5 – Таблица факторных нагрузок на наблюдаемые переменные (составлено автором)

Таблица 3.2.6 – Значение парных коэффициентов корреляции переменных с показателями открытой пористости и объемной плотности для отложений коры выветривания и неизмененных известняков (составлено автором)

Таблица 3.2.7 – Значения гидролизатного модуля в коре выветривания палеозойских отложений [67]

Таблица 3.2.8 – Условия применения предложенной методики диагностирования пустотно-порового пространства на основе литохимического анализа (составлено автором)

Таблица 4.1.1 – Геохимические показатели индивидуального состава н-алканов проб УВ Урманского НГКМ [101 с дополнением]

Таблица 4.1.2 – Геохимические показатели индивидуального состава н-алканов Арчинского НГКМ (составлено автором)

Таблица 4.1.3 – Расчет показателей зрелости ОВ для анализируемых флюидов (составлено автором)

Таблица 4.1.4 – Результирующая таблица биомаркерного анализа углеводородов Арчинского НГКМ (составлено автором)

Таблица 4.1.5 – Результирующая таблица биомаркерного анализа углеводородов Урманского НГКМ (составлено автором)

Таблица 4.2.1 – Состав компонентов пластовых флюидов [65]

Таблица 5.3.1 – Соответствие месторождений критериям нефтегазоносности горизонтов зоны контакта (составлено автором)

Таблица Б.1 – Физико-химические свойства нефти и газового конденсата Урманского нефтегазоконденсатного месторождения

Таблица В.1 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа нефти с определением содержания нормальных алканов Урманского НГКМ (пласт Ю₁₅)

Таблица В.3 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа газового конденсата с определением содержания нормальных алканов Урманского НГКМ (пласт Ю14-15)

ПРИЛОЖЕНИЕ А**Акт внедрения результатов диссертационного исследования****ИНГЕОСЕРВИС**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
обработка и интерпретация геолого-
геофизической информации

ул. Республики 211, 5-8 эт., Тюмень, Российская Федерация, 625019

тел.: +7 (3452) 215-295; факс: +7 (3452) 215294

e-mail: info@ingeos.info; сайт: www.ingeos.info

ИНН/КПП/ОГРН

7202010406/720301001/1037200563971

Утверждаю
генеральный директор ООО «ИНГЕОСЕРВИС»

А.В. Лукашов

Дата «17» октября 2024 г.

М.П.

АКТ**о внедрении результатов диссертационного исследования****Синица Никиты Вадимовича**

на тему «Перспективы нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна»

по научной специальности 1.6.11 Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)

Комиссия в составе:**Председатель:** генеральный директор ООО «ИНГЕОСЕРВИС» А.В. Лукашов**Члены комиссии:**

1. Главный специалист по региональной геологии «ИНГЕОСЕРВИС», д.г.-м.н. В.Н. Бородин
2. Главный геолог «ИНГЕОСЕРВИС», к.г.-м.н. О.А. Смирнов

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертационного исследования на тему: «Перспективы нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна», представленного на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук, а именно алгоритм изучения отложений доюрского комплекса и коры выветривания на основе литохимического анализа с целью прогноза нефтегазоносности доюрского комплекса юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна будет

использован ООО «ИНГЕОСЕРВИС» при осуществлении прогноза локализации и оценки перспективности объектов в доюрском комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Предлагаемый алгоритм изучения отложений доюрского комплекса, разработанный в рамках написания диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, позволяет обеспечить повышение качества прогноза локализации залежей углеводородов в отложениях доюрского комплекса.

Председатель комиссии

Генеральный директор
ООО «ИНГЕОСЕРВИС»

/ А.В. Лукашов

Члены комиссии:

Главный специалист
по региональной геологии
ООО «ИНГЕОСЕРВИС»

/ В.Н. Бородин

Главный геолог
ООО «ИНГЕОСЕРВИС»

/ О.А. Смирнов



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Физико-химические свойства нефти и газового конденсата Урманского нефтегазоконденсатного месторождения

Таблица Б.1 – Физико-химические свойства нефти и газового конденсата
Урманского нефтегазоконденсатного месторождения

Наименование параметра	Пласт Ю-14-15 (Урманское)					Пласт М+М ₁ (Урманское)				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях*		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть		Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	
Двуокись углерода	3.02	0.00	3.14	0.00	1.56	2.10	0.03	2.12	0.03	1.42
Азот	0.24	0.00	0.25	0.00	0.13	0.64	0.00	0.64	0.00	0.43
гелий	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
метан	51.22	0.23	53.19	0.07	26.58	79.68	0.35	80.40	0.10	53.28
этан	9.03	0.28	9.36	0.25	4.80	7.14	0.23	7.15	0.30	4.84
пропан	14.76	1.75	14.69	2.27	8.48	5.78	0.69	5.59	1.14	4.09
изобутан	6.30	1.83	5.84	2.45	4.14	1.21	0.41	1.10	0.63	0.95
н. бутан	8.37	3.70	7.48	4.76	6.11	2.12	1.05	1.88	1.54	1.77
изопентан	3.15	3.62	2.62	4.13	3.37	0.53	0.68	0.44	0.85	0.58
н. пентан	3.10	4.88	2.57	5.34	3.96	0.47	0.82	0.39	0.97	0.59
гексаны	0.68	10.62	0.66	10.29	5.48	0.33	1.64	0.28	1.72	0.77
гептаны + высшие	0	73.08	0.2	70.45	35.38	0.00	94.10	0.0	92.71	31.32

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа нефти и газового конденсата Урманского и Арчинского нефтегазоконденсатных месторождений

Таблица В.1 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа нефти с определением содержания нормальных алканов Урманского НГКМ (пласт Ю₁₅)

Номер скважины / пласт	Глубина по вертикали / абсолютная отметка
109 / Ю ₁₅	3120-3134 / -
Алкан	Конц., %
n-C10	2,931
n-C11	6,114
n-C12	6,827
n-C13	7,239
n-C14	7,474
n-C15	7,582
n-C16	6,492
n-C17	6,199
Pristane	1,748
n-C18	5,296
Phytane	1,240
n-C19	5,312
n-C20	4,456
n-C21	4,219
n-C22	3,786
n-C23	3,504
n-C24	3,013
n-C25	3,078
n-C26	3,001
n-C27	2,709
n-C28	2,845
n-C29	2,264
n-C30	1,334
n-C31	0,962
n-C32	0,374

Таблица В.2 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа нефти с определением содержания нормальных алканов Урманского НГКМ (пласт М-М₁)

Номер скважины / пласт	Глубина по вертикали / абсолютная отметка, м
128 / М-М ₁	3778,55 / -3651,81
Алкан	Конц., %
n-C10	4,746
n-C11	3,667
n-C12	3,947
n-C13	4,319
n-C14	4,681
n-C15	4,991
n-C16	4,783
n-C17	4,945
Pr	1,562
n-C18	4,467
Ph	0,99
n-C19	4,626
n-C20	4,141
n-C21	3,822
n-C22	3,359
n-C23	3,445
n-C24	5,23
n-C25	7,749
n-C26	7,375
n-C27	5,894
n-C28	4,016
n-C29	2,599
n-C30	1,689
n-C31	1,153
n-C32	0,713

Таблица В.3 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа газового конденсата с определением содержания нормальных алканов Урманского НГКМ (пласт Ю₁₄₋₁₅)

Номер скважины / пласт	Глубина по вертикали / абсолютная отметка, м
229 / Ю ₁₄₋₁₅	2754,36 / -2632,11
Алкан	Конц., %
n-C10	18,53
n-C11	16,31
n-C12	12,42
n-C13	10,17
n-C14	7,924
n-C15	6,408
n-C16	4,577
n-C17	3,599
Pr	3,277
n-C18	2,629
Ph	0,871
n-C19	2,26
n-C20	1,794
n-C21	1,473
n-C22	1,135
n-C23	0,995
n-C24	0,674
n-C25	0,652
n-C26	0,733
n-C27	0,977
n-C28	0,811
n-C29	0,619
n-C30	0,382
n-C31	0,267
n-C32	0,176

Таблица В.4 – Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа нефти с определением содержания нормальных алканов Арчинского НГКМ (пласт М-М₁)

Номер скважины / пласт	Глубина по вертикали / абсолютная отметка
1011 / М-М ₁	3100 / -
Алкан	Конц., %
n-C10	0,112
n-C11	0,963
n-C12	4,002
n-C13	5,117
n-C14	4,991
n-C15	5,547
n-C16	5,610
n-C17	7,006
Pr	1,737
n-C18	7,554
Ph	1,307
n-C19	8,004
n-C20	7,639
n-C21	7,198
n-C22	6,341
n-C23	5,817
n-C24	4,972
n-C25	4,411
n-C26	3,485
n-C27	2,921
n-C28	2,248
n-C29	1,769
n-C30	1,194
n-C31	0,878
n-C32	0,561
n-C33	0,390
n-C34	0,240
n-C35	0,231