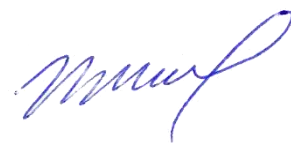


Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

На правах рукописи



Швецов Михаил Витальевич

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ
ФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ
ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ РАННЕПЕРМСКОГО ВОЗРАСТА ЮЖНОЙ
ЧАСТИ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ

1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель –
канд. геол.-минерал. наук Ростовщиков В.Б.

Ухта, 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ НИЖНЕПЕРМСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ.....	9
2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ И ГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕПЕРМСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА	23
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	23
2.2. Тектоническое строение	34
2.3. Газоносность	50
3. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В НИЖНЕПЕРМСКОМ ТЕРРИГЕННОМ КОМПЛЕКСЕ.....	62
3.1. Условия формирования нижнепермского терригенного комплекса	62
3.2. Закономерности формирования и распределения коллекторов в нижнепермском терригенном комплексе южной части Верхнепечорской впадины	75
4. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕПЕРМСКОГО КОМПЛЕКСА	90
5. ГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НИЖНЕПЕРМСКОЙ ТЕРРИГЕННОЙ МОЛАССЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОСТАВУ РАЦИОНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	113
5.1. Газовый потенциал нижнепермской терригенной молассы	113
5.2. Предложения по составу рационального комплекса ГРП	134
5.3. Методы исследования в процессе бурения скважин	139
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	143
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ	148
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	151

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (ТП НГБ) является одним из старейших нефтегазоносных районов, в котором ведется добыча углеводородного (УВ) сырья. Сокращение фонда традиционных поисковых объектов, увеличение себестоимости проведения геологоразведочных работ (ГРП), в особенности на шельфе, повышают значимость более тщательного изучения регионов с развитой инфраструктурой. Важную роль при этом для восполнения ресурсной базы газообразных углеводородов приобретают мощные толщи низкопроницаемых коллекторов, залегающие на небольших глубинах. Разработка месторождений такого типа (известных как «сланцевые толщи») вносит достаточно весомый вклад в объемах добычи газа во всем мире. В работе рассматриваются нижнепермские терригенные отложения Курьинской антиклинальной зоны и Патраковской складчато-покровной зоны южной части Верхнепечорской впадины (ВПВ) ТП НГБ. Учитывая доступность, природно-климатические условия, небольшую глубину залегания нижнепермских отложений в этом районе, выяснение структурно-тектонических и литологических критериев формирования зоны газонакопления в низкопроницаемых терригенных коллекторах представляется чрезвычайно важным. Ресурсный потенциал изучаемых отложений, оцененный различными исследователями крайне неоднозначно, также доказывает актуальность представляемой работы.

Основным **объектом исследования** являются нижнепермские артинские терригенные отложения, представляющие собой низкопроницаемую сложнопостроенную молассу.

Степень разработанности темы исследования

Сложившаяся структура запасов газа ПАО «Газпром» и России в целом не учитывает терригенные отложения молассы как первоочередной объект добычи газа. Однако значительные ресурсы молассового газа в обустроенном регионе, а также рост и совершенствование технологий добычи газа из труднодоступных резервуаров и другие экономические, политические и стратегические факторы

свидетельствуют о необходимости изучения подобных территорий с целью отработки технологий поисков, разведки и добычи газа.

Целью работы является выявление структурно-тектонических и литологических критериев формирования газовых залежей в низкопроницаемых терригенных коллекторах раннепермского возраста южной части ВПВ с целью обоснования перспектив постановки геологоразведочных работ.

Для реализации указанной цели были поставлены следующие **основные задачи:**

1. Определить структурно-тектонические особенности формирования территории исследования.
2. Выполнить детальную корреляцию нижнепермских терригенных отложений южной части ВПВ на основе комплексного использования литолого-фациальных и секвенс-стратиграфических методик.
3. Определить литологическую характеристику коллекторов и покрышек.
4. Обосновать критерии, влияющие на формирование и закономерности размещения традиционных и нетрадиционных коллекторов по площади и разрезу.
5. Выбрать и обосновать объекты для реализации перспектив нефтегазоносности нижнепермских терригенных отложений в пределах южной части ВПВ.

Научная новизна

1. Впервые выявлены структурно-тектонические и литологические критерии формирования пород-коллекторов по площади и разрезу молассовых толщ нижней перми южной части ВПВ.
2. Впервые для большой территории исследований построены петрофизическая и геологическая модели.
3. Обосновано положение о возможном формировании газовых залежей в газоматеринских низкопроницаемых коллекторах нижнепермской артинской молассы.

Теоретическая и практическая значимость результатов работы

Исследуемый район расположен на востоке Европейского Севера РФ. Несмотря на то, что по территории Республики Коми проходят два магистральных

газопровода, юго-восточная часть Республики Коми и северо-восточная часть соседнего Пермского края остаются негазифицированными территориями. Разрабатываемые газовые месторождения провинции, наряду с уникальным Вуктыльским нефтегазоконденсатным месторождением, формируют сырьевую базу Сосногорского газоперерабатывающего завода (ГПЗ). Степень выработанности запасов газа месторождений в настоящее время составляет 57 – 86 %. В связи с истощением ресурсной базы региона необходим резерв для восполнения добычи газа.

Результаты проведенных исследований существенно дополняют имеющиеся представления о структурно-тектоническом и литологическом строении территории. Доказанная газоносность низкопроницаемых терригенных пород, являющихся при этом и газоматеринскими, и газосодержащими, позволяют провести переоценку ресурсов и определить новые современные подходы к их освоению.

Выполненная работа обосновывает выбор приоритетного направления поисковых работ, нацеленных в первую очередь на выявление залежей газового состава, что поможет восполнить ресурсную базу Сосногорского ГПЗ, провести газификацию регионов Северного Урала.

Методы исследований

В результате проведенных исследований проанализировано 116 скважин, пробуренных на изучаемой территории. Специально для целей данной работы проведены исследования содержания органического вещества ($C_{орг}$) методом автоматического кулонометрического титрования по величине рН в объеме 40 образцов керна из семи скважин. Анализ геологического строения территории выполнен на основе данных результатов обработки и интерпретации сейсморазведочных материалов МОГТ-2D в объеме 1600 пог. км и МОГТ-3D в объеме 479,3 км². В ходе выполнения работы выполнен анализ и обобщение фондовых и литературных источников информации.

Положения, выносимые на защиту

1. В пределах нижнепермской терригенной молассы южной части ВПВ выделяются два типа коллекторов – традиционные коллекторы в антиклинальных

ловушках и нетрадиционные низкопроницаемые породы-коллекторы, не связанные со структурным фактором.

2. Терригенные породы раннепермского возраста в пределах изучаемой территории являются одновременно и газоматеринскими и газосодержащими толщами.

3. Газовый потенциал молассовых отложений раннепермского возраста южной части ВПВ в большей степени связан с нетрадиционными низкопроницаемыми коллекторами.

4. Состав рационального комплекса ГРП с целью подтверждения промышленной значимости терригенных отложений в южной части ВПВ.

Степень достоверности результатов

Достоверность результатов диссертационного исследования подтверждается достаточным количеством фактического материала, на основе которого сформулированы выводы и защищаемые положения. Анализ и интерпретация полученных результатов выполнены с применением современных методов исследования. Выяснение литологических и структурно-тектонических критериев формирования залежей газа выполнено на основе анализа литологических, структурно-тектонических, петрофизических, геолого-геофизических данных (временные разрезы, структурные карты по ОГ, диаграммы геофизических исследований скважин, данные опробования и испытания скважин, петрофизические и геохимические анализы керн).

Личный вклад автора

В основу работы положены исследования соискателя за период работы в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в 2018 – 2023 гг.

Автором разработаны и сформированы основные положения научной работы; проведено секвенс-стратиграфическое расчленение разреза; выполнена палеотектоническая реконструкция формирования нижнепермских терригенных отложений; построены петрофизическая и геологическая модель территории исследований; карты распределения средних значений $C_{орг}$; проведена оценка газового потенциала нижнепермской молассы; даны предложения по составу

комплекса ГРП с целью подтверждения промышленной значимости терригенных отложений в южной части ВПВ.

Фактический материал и методы исследования

Всего проанализировано 116 скважин, пробуренных на исследованной территории. Специально для целей данной работы проведены исследования содержания некарбонатного углерода ($C_{орг}$) в объеме 40 образцов керна из семи скважин. Анализ геологического строения территории выполнен на основе данных результатов обработки и интерпретации сейсморазведочных материалов МОГТ-2D в объеме 1600 пог. км и МОГТ-3D в объеме 479,3 км². В ходе выполнения работы использованы материалы фондовой и опубликованной литературы.

Апробация работы

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на международных научно-технических семинарах «Рассохинские чтения» (Ухта, 2020, 2022), научно-практической конференции «Тимано-Печорский и прилегающие нефтегазоносные бассейны: геологическое строение и новые направления геолого-поисковых работ на нефть и газ для наращивания минерально-сырьевой базы» (Ухта, 2023), республиканских и производственных совещаниях.

Публикации

Основные результаты диссертации нашли отражение в шести опубликованных научных работах, в том числе три статьи в рецензируемых научных изданиях, входящих в «Перечень...» ВАК при Минобрнауки России.

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту научной специальности 1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, пункт 1 – Условия образования месторождений нефти и газа (резервуары нефти и газа, коллекторы и покрышки; условия формирования скоплений нефти и газа в земной коре (генерация, миграция и аккумуляция углеводородов); проблема происхождения углеводородов, современные подходы в ее решении) и пункт 2 – Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений (методология прогнозирования и критерии

нефтегазоносности, методы оценки ресурсов; подходы к нефтегазогеологическому районированию недр, выделению зон нефтегазонакопления).

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав и заключения общим объемом 161 страница. Содержит 38 рисунков и 23 таблицы, библиографический список из 96 наименований.

Благодарность

Автор выражает большую признательность Н.П. Вишератиной, Ю.В. Кочкиной, Л.В. Мельковой, А.С. Могутову, В.А. Жемчуговой, С.В. Сенину и другим за помощь в подборе материалов, методические консультации и практическую реализацию данной работы. В ходе работы над диссертацией автор пользовался ценными указаниями и советами Н.И. Никонова и В.Н. Данилова, которым также приносит искреннюю и сердечную благодарность. Глубокую признательность и благодарность за помощь в реализации данной работы автор выражает своему научному руководителю кандидату геолого-минералогических наук Ростовщикову Владимиру Борисовичу.

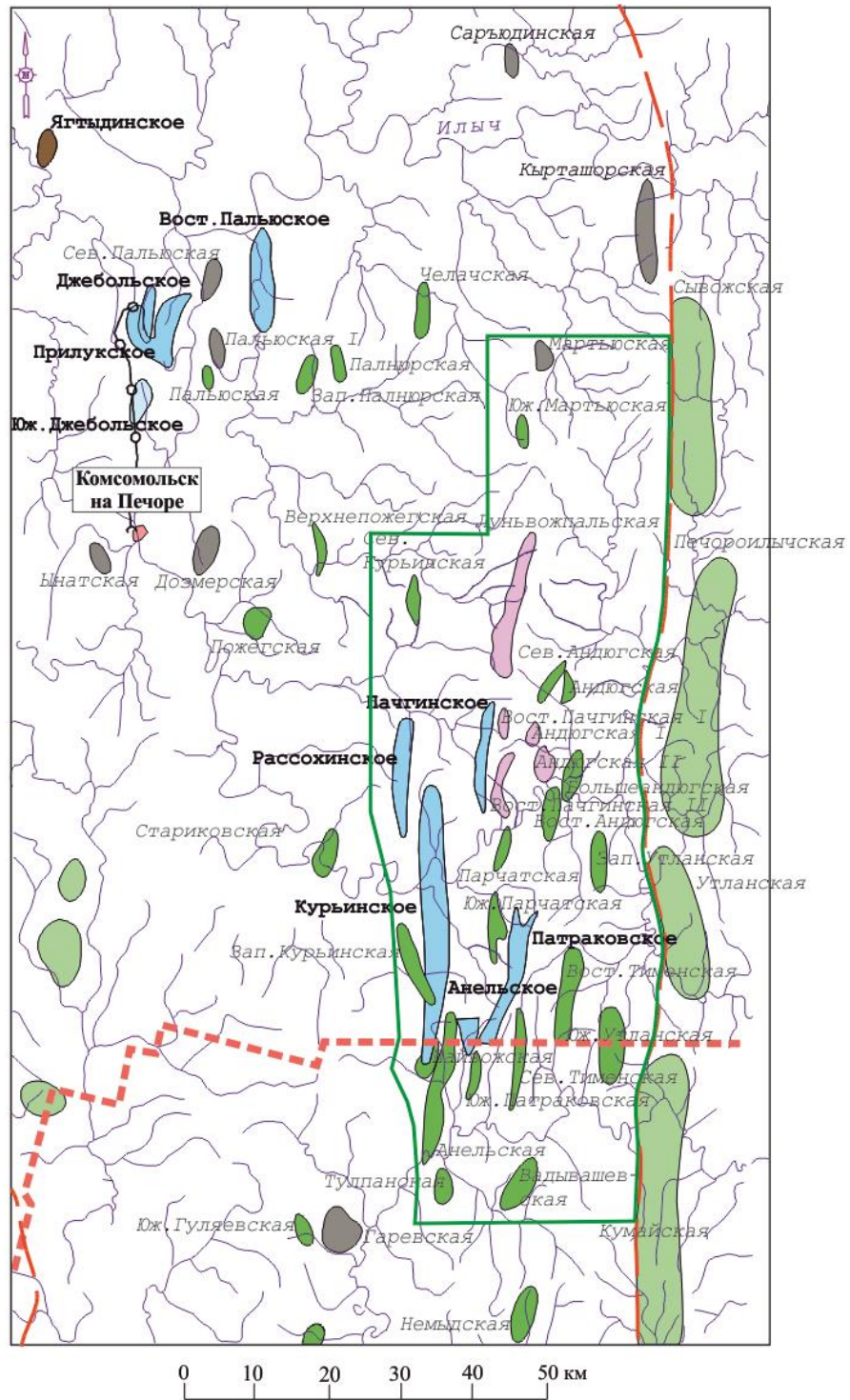
1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ НИЖНЕПЕРМСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ

Исследуемая территория южной части ВПВ является одним из старейших регионов нашей страны по времени изучения его геологического строения (рисунок 1.1).

Первыми исследованиями, начавшимися в 1945 г. в верховьях р. Печоры и Полярного Урала Р. Мурчисоном и А. Кайзерлингом, установлены и описаны дислоцированные пермские терригенные отложения с благоприятным прогнозом (наличие антиклинальных перегибов слоев) на обнаружение УВ-скоплений. Основные сведения о геологии Урала и прилегающей к нему территории верхнего течения р. Печоры, предшествовавшие нефтегазопроисследовательским работам, собраны в трудах В.А. Варсанофьевой, Г.А. Чернова, В.А. Аношина, Н.Г. Чочиа.

Первые геофизические работы начались в 1947 г. и к настоящему времени вся территория впадины покрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:200 000 (южная часть – масштаба 1:50000), гравиметрической съемкой масштаба 1:200 000 с сечением изоаномал через 2 мгл (Вихорнов Н.В., 1962; Травников Б.П., 1982). Данными работами в зоне сочленения Ижма-Печорской синеклизы и Верхнепечорской впадины выделена Илыч-Чикшинская зона глубинных разломов, разделяющая впадину на две различные депрессии – Вуктыльскую и Курьинскую.

Площадными работами ВЭЗ выявлены Курьинская, Северо-Курьинская, Патраковская (Морозов К.С., 1953, 1955, Аверьянова А.П., 1957), Анельская (Толстов С.В., 1961), Западно-Андюгская, Верхнеандюгская и Луньвожпальская (Морозов К.С., 1961), Мартыуская (Дубова Т.И., 1970), Южно-Рассохинская и Боровская аномалии, отождествляемые со структурными осложнениями в осадочном чехле.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | | |
|--|------------------------------------|--|------------------------------------|
| | административная граница РК | | Месторождения: |
| | граница Тимано-Печорской провинции | | газовые |
| | участок работ | | нефтяные |
| | газопровод действующий | | Структуры: |
| | | | подготовленные |
| | | | выявленные |
| | | | выявленные по данным гравirazведки |
| | | | выведенные из бурения |

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района исследования

Изученность территории грави-, магнито- и электроразведкой и полученные при этом результаты приведены в таблицах 1.1 – 1.3.

Предположение о связи аномалий потенциальных полей с положительными формами рельефа осадочного чехла нашло подтверждение по результатам первых сейсморазведочных работ МОВ и КМПВ, проводимых с 1961 г. (Терентьев, 1961, 1957). Заверка выявленных аномалий осуществлялась структурно-поисковым бурением, начатым в 1958 г. на Северо-Курьинской и Курьинской площадях (скв. 581 – 583, 592 – 595) с целью подготовки прогнозируемых структур к глубокому бурению. В первой же скв. 581-Северо-Курьинская, заложенной на участке закартированного на поверхности антиклинального перегиба слоев у устья р. Боровка, при опробовании кунгурских отложений получен небольшой приток газа.

Получение фонтанных (дебитом около 70 – 100 тыс. м³/сут) притоков газа в скв. 529 и 594-Курьинские и открытие в 1961 г. нового Курьинского месторождения подтвердили перспективность исследуемой зоны и необходимость ее дальнейшего изучения.

Разбуривание Курьинской, Рассохинской, Пачгинской, Восточно-Пачгинской, Патраковской, Анельской и других аномалий структурно-поисковыми скважинами велось в основном в 1960 – 1970 гг. [5 – 7, 10 – 13, 53]. Детализация строения выделенных структур более глубокими поисково-разведочными скважинами проводилась в 1970 – 1980 гг. [18, 20, 41]. К настоящему времени на территории исследования пробурено 116 скважин, из них 3 параметрических, 63 структурно-поисковых, 26 поисково-оценочных и 24 разведочных.

Одновременно с поисково-разведочным бурением на Рассохинской и Пачгинской структурах возобновлены гравиметрические (Максимова, 1971), электроразведочные (Дубова, 1970, 1971) и выполнены первые в районе исследований площадные сейсморазведочные работы МОВ (Стенина, 1970, 1971; Гудкова, 1972; Володина, 1974). По ОГ перми и карбона детализировано строение уже изученных бурением Рассохинской, Пачгинской, Курьинской структур, установлены их северные периклинальные замыкания, подтверждены Патраковская, Андюгская, Анельская, Западно-Анельская структуры.

Таблица 1.1 – Изученность гравиразведкой

Автор отчета	Организация, проводившая работу, номер партии	Год проведения работ	Масштаб, точность	Основные результаты исследований
1	2	3	4	5
Осада М.А.	Трест Ухтанефтегеофизика Верхнепечорская г/п 9/53	1953	1:200 000, 1:500 000 (сечение изоаномал 5 мГал)	Оконтурен Восточно-Печорский региональный максимум. Природа его не установлена. Охвачены Северо-Курынская и Луньвожпальская структуры
Вихорнов Н.В.	Ухткомбинат Печоро-Колвинская г/п 9/56, 10/56 и 11/56	1957	1:100 000, 1:200 000 (сечение изоаномал 1,0; 2,0 мГал)	На основании трансформированных карт магнитного поля проведена аналогия пород фундамента Предуральского прогиба с породами фундамента Ижма-Печорской синеклизы и Тимана, представленных рифейскими сланцами. Современная структура фундамента представлена глыбовоблоковой. Дается характеристика выделенных нарушений. Выделенные аномалии Vzzz связываются со структурами в осадочном чехле
Голстов С.В., Канев И.Ф.	УТГУ Курьино-Патраковская к/п 9/60-61	1961	1:100 000 (сечение изоаномал 1,0 мГал)	Подтверждено наличие Курьинской структуры, свод её с глубиной смещается к востоку. Отмечается проявление соляной тектоники в южной части участка (Анельская, Курьинская и Патраковская структуры). Материалы использованы для издания гравиметрических карт масштаба 1:200 000
Максимова С.И., Шилов Л.П.	УТГУ г/п 526/70-71, 527/70-71, 532/70-71	1971	1:100 000, 1:200 000 (сечение изоаномал 1,0; 2,0 мГал)	Составлены схемы тектонического строения территорий съемок

Окончание таблицы 1.1

1	2	3	4	5
Холодок Е.Д., Полин О.И.	УТГУ Восточно- Савиноборская г/п 2-3/61	1961	1:100 000, 1:500 000 (сечение изоанамал 1,0; 0,5 мГал)	На Восточно-Савиноборском участке прослежено валообразное осложнение фундамента, приуроченное к Ильч-Чикшинскому уступу. Выявлен ряд локальных аномалий на Лун-Вожаельской и Восточно-Савиноборской площадях, соответствующих осложнениям в осадочном чехле. Выявлены Рассохинская, Рассохинско-Боровская аномалии
Вихорнов Н.В., Шилов Л.П. и др.	УТГУ п/п 34/62, 35/62-63, 36/62-63	1962-63	1:100 000 (сечение изоанамал 1,0 мГал)	Составлена вновь и частично обновлена сводная карта масштаба 1:200000 (на площадь 30000 км ²) по материалам прошлых лет. Получены новые представления о региональной структуре исследуемой площади
Гончаренко Т.И.	ПГО «Печора- геофизика» Северо- Курьянская г/п 40491	1991	1:25 000 (сечение изоаномал 0,25 мГал)	Выявленные локальные аномалии гравитационного поля связываются со структурами приразломного типа и структурами в аллохтонной части разреза. В поднадвиговой части разреза Андюгской и Луньвожской структур предполагаются складки платформенного типа

Таблица 1.2 – Изученность аэромагниторазведкой

Автор отчета	Организация, проводившая работу	Год проведения работ	Масштаб, тип прибора, точность	Основные результаты исследований
Носиков В.П.	Аэромагнитная экспедиция СУГТ	1949	1:100 000 1:50 000 АМ-9Л	Аэромагнитная съемка, проведенная в бассейне р. Вишеры на западном склоне Урала в 1949 г.
Тимофеева В.В. Кибалина Л.К.	Аэромагнитная экспедиция СУГТ	1950	1:100 000 1:50 000 АМ-9Л	Аэромагнитная съемка проведена на западном и восточных склонах Урала и Южном Зауралье
Гафаров Р.А.	Трест «Сибнефтегеофизика» Ухто-Печорская а/п 23/54	1954	1:1 000 000 АЭМ-49	Построены схематические карты верхних кромок магнитовозмущающих тел. Дана оценка глубины их залегания и предположительного состава по интенсивности намагниченности. Составлены региональные тектонические и структурные схемы ТПП. По результатам интерпретации составлена региональная тектоническая схема
Слущкий А.И. Ушаков О.П.	Специализированная экспедиция МГ и АН СССР	1960	1:25 000 АГСМ-25	Проведено тектоническое районирование Курьино-Патраковской зоны. Съемка сопровождалась радиометрической съемкой с целью поиска рудных полезных ископаемых. В связи с низкой чувствительностью аппаратуры данные не могут быть использованы для изучения структуры осадочного чехла
Травников Б.П. Мавричев В.Г.	ПГО «Севзапгеология» ЛГЭ-1 Патраковская а/п	1982-84	Детальные 1:50 000 КАМ-28	Выделены зоны развития надвиговых структур, в их пределах намечены локальные осложнения в осадочном чехле. Область развития аллохтона отмечается зоной аномального магнитного поля специфического характера, что позволяет определять горизонтальную амплитуду надвига. Показана возможность картирования структурных элементов осадочного чехла

Таблица 1.3 – Изученность электроразведкой

Автор отчета	Организация, проводившая работу	Год проведения работ	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследований
Морозов К.С.	Ухткомбинат Мамыльская э/п 6/53	1953	Площадная ВЭЗ 1:100 000	Установлено общее погружение опорного электрического горизонта на восток. Выделена Луньвожпальская область выполаживания с возможным поднятием в центральной ее части меридионального простираения
Аверьянова А.П.	Ухткомбинат Патраковская э/п 3/57	1957	Площадная ВЭЗ 1:100 000	Построены карты параметра «S», «р _к » в масштабе 1:100 000. На площади работ выявлен Курьинский минимум, размерами 18 × (2 – 3) км. Патраковский – 34 × (2 – 3) км. Доказывается совпадение вышеуказанных минимумов
Ильин С.И. Дубова Т.И.	Ухткомбинат Предуральская, Южно-Предуральская, Северо-Предуральская э/п 5/57-58, 9/58, 10/58-59	1957-1959	Площадная ВЭЗ опытные ТТ	Получено общее представление о геологическом строении Предуральского прогиба. Выделена центральная часть прогиба и четко отмечен восточный борт прогиба. Выявлена северная периклиналь Патраковского поднятия опорного электрического горизонта
Морозов К.С.	УТГУ э/п 8-10/61	1961	Площадные работы ТТ 1:200 000	Оконтурирована Пожег-Курьинская аномалия параметра «К», связываемая с крупной Пожег-Курьинской структурой. Выявлены Западно-Андыгская, Верхне-Андыгская, Луньвожпальская аномалии, связываемые со структурами в осадочном чехле
Толстов С.В. Канев И.Ф.	УТГУ Курьино-Патраковская к/п 9/60-61	1961	ВЭЗ, ТТ, гравиразведка 1:100 000	Составлена карта аномалий силы тяжести и карта второй производной. Уточнено строение ранее выявленных Курьинской и Патраковской структур
Дубова Т.И. Жаркова О.Л.	УТГУ, УГТ э/п 266/69	1970	Площадные работы МТТ 1:100 000	Оконтурирована Мартыюская и выявлена Андыгская аномалии поля ТТ. Намечена Пожег-Курьинская зона положительных аномалий, на ее продолжении выявлены Северо-Курьинская и другие локальные аномалии
Дубова Т.И. Лепехин П.И.	УТГУ, УГТ э/п 268/70	1971	Площадные детальные работы МТТ	Дано представление о сочленении впадины и западного склона Урала, который проходит по тектоническому нарушению типа надвиг. Прослежена к югу Андыг-Мартыюская аномальная зона, в пределах которой подтверждены Патраковская и Анельская аномалии

Выявлен ряд новых поднятий: Среднеандюгское, Восточно-Луньвожпальское и др. Подготовлены к передаче в глубокое бурение по каменноугольным отложениям Андюгская и Патраковская структуры. Большинство структур рассматривались по материалам МОВ как корневые структуры, выраженные по всему разрезу осадочного чехла и, возможно, по фундаменту.

Надвиговый характер дислоцированности каменноугольно-пермских отложений Курьинской антиклинальной зоны выявлен последующими сейсморазведочными работами МОГТ, проведение которых было начато на южной половине территории (Володина, 1979 – 1981, 1983). Осадочный чехол изучен от кунгурских до турнейских отложений, установлено его сложное тектоническое строение, определяемое наличием серии перекрывающих друг друга со стороны Урала надвигов. Уточнено строение Курьинской, Анельской, Патраковской, Южно-Патраковской, Тименской структур, выявлена Пайвожская структура, намечена Парчатская структура.

Материалы сейсморазведки МОГТ 1979 – 1983 гг. интерпретированы т/п 8559 в комплексе с материалами поисково-разведочного бурения. В строении осадочного чехла по морфологическим особенностям выделены две структурные зоны: Курьинская полоса складчатости, к которой отнесены Анельская, Курьинская, Рассохинская антиклинали, и Патраковская складчато-чешуйчатая зона. Впервые выполнены структурные построения по нижним горизонтам осадочного чехла.

Сложный разрез осадочного чехла, связанный с большим развитием надвиговых дислокаций, однозначно определен для Патраковской складчато-чешуйчатой зоны. Скв. 1, 2, 3, 5, 7, 12, 21, 22-Патраковские вскрыты крупные тектонические блоки с километровой амплитудой повторения одноименных горизонтов осадочного чехла. Скв. 15 пересечено несколько тектонических нарушений максимальной амплитудой сдвояния 500 м. В аллохтонных частях разреза представлены отложения не древнее визейских, автохтонные образования изучены до нижнепермско-окских отложений в скв. 5, 21, 22-Патраковские, до турнейских – в скв. 1 и 7, до нижнесилурийских в скв. 2, 3 и 12 (в двух последних,

возможно, верхнеордовикских). Установлено, что вскрытый здесь разрез сопоставим с разрезом Рассохинской структуры, за исключением стратиграфической полноты верхнесилурийских и среднедевонских отложений и значительным увеличением мощности нижнепермских.

В северной половине исследуемого района сейсморазведка МОГТ начата исследованиями по криволинейным профилям по транспортной магистрали района (Михайлова, 1988) и продолжена площадными поисковыми работами масштаба 1:50 000 [78], [29], [4]. Разрез осадочного чехла изучен от нижнепермских до силурийских отложений по семи ОГ и по поверхности фундамента. Уточнено строение Рассохинской, Пачгинской, северной периклинали Курьинской структуры, последовательно выявлены и оконтурены Северо-Курьинская, Луньвожпальская, Восточно-Пачгинская, Андюгская, Большеандюгская, Восточно-Андюгская структуры. Подготовлены к передаче в глубокое бурение Луньвожпальская, Восточно-Пачгинская-I, Восточно-Пачгинская-II, Андюгская-I (восточный и западный блоки), Андюгская-II структуры.

В 1989 – 1990 гг. на севере территории пробурена параметрическая скв.1-Мартьюская с забоем в нижнекаменноугольных отложениях. При опробовании скважины в процессе бурения притоков нефти и газа не получено. По результатам интерпретации сейсмического материала в районе данной скважины уточнены структурные карты по ОГ Iаг и II₁₋₂, скорректировано положение тектонических нарушений и свода структуры [28].

В ходе всей многолетней истории геологоразведочных работ изучаемой территории полученные результаты неоднократно анализировались и обобщались [8, 9, 17, 21, 22, 26, 37, 45, 54, 62 – 64, 70, 71 и др.]. Сейсморазведочные материалы нескольких сеймопартий (за исключением крайней восточной части площади) обобщены и переинтерпретированы в едином проекте в 2002 г. [77]. В структурной модели впервые нашли выраженность поперечные крутопадающие тектонические нарушения, разделяющие надвиговые дислокации противоположного падения. Крупным Рассохинскому, Курьинскому и Пачгинскому надвигам сопутствуют узкие параавтохтонные блоки, охватывающие турнейско-артинскую часть разреза.

Все локальные структуры нашли подтверждение в структурных планах, с изменением морфологических характеристик преимущественно на участках выделенных поперечных разломов.

Специализированные исследования верхнеартинских терригенных отложений – основного газомещающего резервуара Курьинско-Патраковского НГР были проведены в УНГГ [9] и ТП НИЦ [17]. В них рассмотрены фациальные условия накопления верхнеартинской газопродуктивной толщи, характеристика и условия формирования фильтрационно-емкостного пространства, методики оценки некоторых параметров емкостного пространства по керну и ГИС, предложена модель формирования Курьинского газового месторождения, обоснованы направления ГРП. Одним из направлений рассматривается отработка методик технологии проводки и исследования скважин, интенсификации притоков и других методик посредством бурения оценочных скважин на Курьинском месторождении, так как, несмотря на детальность и кропотливость выполненных исследований, достоверные подсчетные параметры залежей газа в нижнеартинских терригенных отложениях однозначно не установлены.

В 2000 г. с целью решения этой проблемы на Курьинском месторождении в свде Курьинской структуры пробурена поисково-оценочная скв. 31-Курьинская. Промышленных притоков в ней получено не было, и программа по установлению закономерностей распределения коллекторов по залежи (бурением еще двух скважин) осталась нереализованной.

В 2012 г. на Курьино-Патраковском лицензионном участке (ЛУ) проведены сейсморазведочные работы 3D, охватывающие его южную и западную часть (на стадии интерпретации) и сейсморазведочные работы 2D в северо-восточной части участка (завершены полевые работы). Пробурены поисково-разведочные скв. 1, 3-Пачгинская [87], 103-Курьинская, 70-Рассохинская [57] и 1-Луньвожпальская на одноименных структурах, при бурении которых наблюдалось увеличение газопоказаний. Скв. 1-Пачгинская, 103-Курьинская и 70-Рассохинская в ходе освоения дали промышленные притоки газа.

В 2013 г. выполнена переинтерпретация данных сейсморазведочных работ

2D прошлых лет на Курьино-Патраковском ЛУ [30]. В процессе выполнения работ изучен разрез осадочного чехла по восьми ОГ от кунгурских отложений нижней перми до кровли силурийских отложений. По всем ОГ построены структурные карты и карты времен масштаба 1:50 000. Выполнена классификация тектонических нарушений. Построено шесть карт мощностей между соответствующими структурными поверхностями, на основе которых получены сведения об истории геологического развития территории и выполнен палеоструктурный анализ. В интервале верхнекаменноугольно-нижнепермского карбонатного разреза выявлены прогнозные участки фациальной неоднородности, предположительно, связанные с зонами биогермообразования. Создана единая структурно-морфологическая модель ЛУ. В разрезе осадочного чехла выделено два структурных уровня, разделенных в толще турнейских глинистых отложений серией надвигов, формирующих Курьинскую антиклинальную зону (Северо-Курьинский, Луньвожпальский, Рассохинский, Пачгинский, Курьинский и Анельский) и Патраковскую складчато-покровную зону (Андюгский, Большеандюгский и Патраковский надвиги). Проведено обобщение и анализ фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных нефтегазоносных комплексов.

В 2013 г. выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-3D [58], которые охватывают небольшую часть площади в юго-восточной части изучаемой территории. Работы проводились с целью детального изучения геологического строения осадочного чехла западной половины Курьинско-Патраковского ЛУ, для изучения формы, строения и оценки формационных характеристик выявленных объектов, подготовки и передачи их в глубокое бурение. В результате выполнена корреляция сейсмических отражений, связанных с восемью ОГ: I_{k3} (P_{1ir}), I_{k1} (P_{1k}), I_{ar} (P_{1ar1}), II_m (C_{2m1}), III_t (C_{1t}), II-III (C-D), IIIf-fm (D_{3f-fm}) и III-IV (D-S). Протрассированы и систематизированы тектонические нарушения. Создана скоростная модель с учетом данных по скважинам на участке работ и на сопредельных площадях. Для всех ОГ построены карты времен и структурные карты девонско-нижнепермского разреза в масштабе 1:25 000. Построены

поверхности надвигов и сопутствующих им дизъюнктивов: Рассохинского, Курьинского, Анельского, Патраковского. Уточнено положение разрывных нарушений в поднадвиговом интервале разреза. Детализировано строение Курьинской, Рассохинской, Анельской структур и западного окончания Патраковской покровно-складчатой зоны. Данные работы выполнены на территории Курьино-Патраковского ЛУ.

В 2014 г. выполнены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-2D на Курьино-Патраковской площади [33]. В результате построены карты изохрон и структурные карты по основным ОГ палеозойского комплекса пород: I_{k3} (P_{1ir}), I_{k1} (P_{1k}), I_{ar} (P_{1ar1}), I_{m} (C_{2m1}), I_{t} (C_{1t}), II-III (C_1-D_3), IIIf-fm (D_3f-fm), III-IV (D_3-S) в масштабе 1:50 000, карты интервальных толщин и интервальных времен, совмещенные с интервальными скоростями между основными ОГ в масштабе 1:100 000. Построено семь сейсмогеологических разрезов. Уточнено строение Курьино-Патраковской складчато-надвиговой системы, Луньвожпальской, Западно-Луньвожпальской, Восточно-Луньвожпальской, Андюгской, Восточно-Андюгской, Восточно-Пачгинской, Пачгинской структур и Большеандюгского структурного осложнения, вновь выявлено Северо-Андюгское структурное осложнение. Дана рекомендация на бурение одной разведочной скважины и намечены рамки сейсморазведочных работ 3D.

Схема изученности территории сейсморазведкой МОГТ представлена на рисунке 1.2.

Таким образом, участок работ характеризуется достаточно большой плотностью проведенных работ, как бурения, так и сейсморазведки. Однако основной объем бурения скважин выполнен в 60 – 70-е годы прошлого столетия и охарактеризован ограниченным комплексом ГИС. Керн в структурно-поисковых скважинах, да и в поисково-разведочных, отбирался в достаточных количествах, но за давностью лет результаты его обработки в значительной степени утеряны.

Это касается и описаний керна, шлифов (и самих шлифов), каротажных диаграмм и результатов петрофизических исследований.

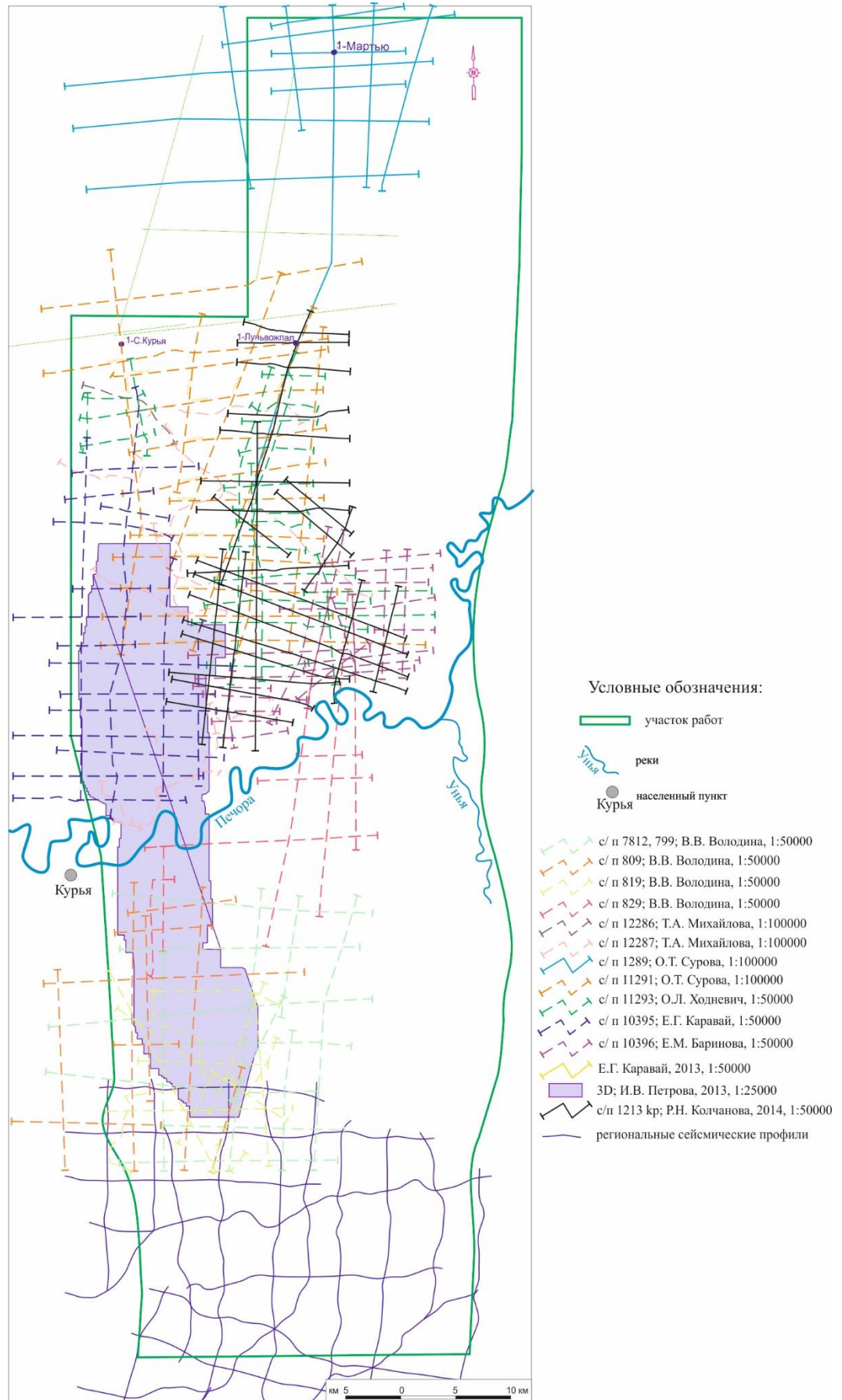


Рисунок 1.2 – Схема изученности территории сейсморазведкой МОГТ
Сейсморазведочные материалы с/п 7812, 799, 809, 819, 829 к настоящему

времени сохранились в очень усеченном объеме. Центральная часть площади охарактеризована более плотной и относительно недавно выполненной сетью профилей (с/п 11287, 11291, 11293, 10395, 10396), но и в ее пределах не вся информация может быть переобработана. Площадь исследований к настоящему времени охвачена сейсморазведкой МОГТ-2D в объеме 1600 пог. км и сейсморазведочными работами МОГТ 3D – 479,3 км². Всего пробурено 116 скважин, из них 3 параметрических, 63 структурно-поисковых, 26 поисково-оценочных и 24 разведочных.

Сегодня можно смело утверждать, что, несмотря на долгую историю изучения и доказанную газоносность южной части ВПВ, для подтверждения промышленной значимости территории необходимо провести целый ряд исследований и подобрать ключик к освоению этих запасов. Целью планируемых работ должно являться выявление структурно-тектонических и литологических критериев формирования газовых залежей в низкопроницаемых терригенных коллекторах раннепермского возраста южной части ВПВ. В процессе проведения научных исследований должны быть решены следующие задачи: изучение сложнопостроенных коллекторов; определение условий их формирования; выявление критериев, влияющих на формирование и закономерности размещения коллекторов по площади и разрезу; выбор направлений геологоразведочных работ в пределах южной части ВПВ [82, 89, 88].

2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ И ГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕПЕРМСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое расчленение отложений осадочного комплекса выполнено в соответствии с унифицированной «Стратиграфической схемой Тимано-Печорской провинции» с использованием каталогов скважин, разработанных специалистами ТП НИЦ на основании выполненной корреляции разрезов пробуренных скважин с опорой на каталог стратиграфических разбивок скважин Курьинско-Патраковского НГР (ТП НИЦ, 1997 г.). При описании стратиграфических комплексов указаны вскрытые скважинами мощности пород с учетом тектонических дислокаций.

Исследованиями разреза ТП НГБ в разное время занимались многие исследователи, в том числе литологи Н.В. Беляева, Л.Т. Белякова, Е.Г. Довжикова, О.Л. Ермакова, В.А. Жемчугова, З.В. Ларионова, А.В. Мартынов, Н.И. Никонов, Л.В. Пармузина, Е.В. Попова, Н.Н. Рябинкина и другие, палеонтологи и стратиграфы Р.М. Арасланова, Н.В. Вербова, А.В. Дуркина, М.Н. Москаленко, К.А. Москаленко, Н.И. Шамсутдинова, Ю.А. Юдина и другие.

Осадочный чехол, сложенный палеозойскими образованиями ордовикской, силурийской, девонской, каменноугольной, пермской систем и четвертичными отложениями, на площади исследований изучен бурением в полном объеме (рисунок 2.1). В скв. 62-Рассохинская в инт. 4221 – 4266 м вскрыты образования верхнепротерозойского кристаллического фундамента, представленные черными тонкослоистыми гранат-слюдяными сланцами и кварц-амфиболовой магнетитсодержащей породой.

Ордовикская система – О

На породах кристаллического фундамента с размывом залегают ордовикские отложения, представленные в объеме среднего и верхнего отделов. Среднеордовикские образования представлены массивными светло-серыми, зеленовато-серыми песчаниками, сменяющимися вверх по разрезу доломитами светло-серыми, зеленовато-серыми и розоватыми, сульфатизированными с прослоями смешанных терригенно-доломитовых пород. Верхнеордовикские отложения представлены доломитами серыми, темно-серыми, преимущественно массивными с включениями ангидритов, с прослоями в средней части кремнисто-доломитовых пород. Общая толщина отложений ордовикской системы в скв. 62-Рассохинская составляет 238 м.

Силурийская система – S

Силурийские отложения согласно залегают на верхнеордовикских и выделены в объеме нижнего и верхнего отделов. Нижнесилурийские породы – это преимущественно серые и темно-серые микро- и тонкозернистые доломиты массивной текстуры, с редкими тонкими прослоями аргиллитов. Верхнесилурийские породы – это светло-серые массивные доломиты с примесью терригенного песчаного материала и толща темноцветных, черных микрокристаллических органогенно-детритовых известняков, глинистых известняков, переходящих в мергели с пачками тонкого переслаивания черных слюдистых углистых глин, темноцветных песчаников, алевролитов и известняков. Общая толщина отложений силурийской системы скв. 62-Рассохинская равна 347 м, их вскрытая толщина на Патраковской площади 259 – 404 м.

Девонская система – D

Образования девонской системы, представленные средним и верхним отделами, с глубоким размывом залегают на силурийских. Среднедевонские породы в нижней части разреза сложены терригенными разновидностями: темно-серыми и черными глинами и аргиллитами с углефицированным детритом, тонкопереслаивающимися глинами и алевролитами с прослоями песчаников и конгломератов. Средняя часть разреза сложена переслаиванием известняков

черных, темно-серых глинистых битуминозных и аргиллитов черных тонкослоистых алевритистых с массовыми скоплениями фауны по наслоению. Верхняя часть среднедевонских отложений сложена известняками серыми и черными, неравномерно глинистыми, битуминозными с большим количеством фаунистических остатков с подчиненными прослоями аргиллитов и мергелей. Породы верхнего отдела литологически представлены известняками темно-серыми скрытокристаллическими, неравномерно глинистыми и аргиллитами, переходящими в толщу депрессионных отложений, представленную типичными образованиями доманиковой фации: битуминозными, в разной степени окремненные, темноцветными и черными известняками, мергелями и аргиллитами со специфическим набором фауны. Общая толщина девонских отложений составляет 140 – 200 м (скв. 3 и 2-Патраковские).

Каменноугольная система – С

Каменноугольные породы согласно залегают на верхнедевонских и представлены в объеме нижнего, среднего и верхнего отделов. В нижнем отделе выделяются турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Нижнетурнейский подъярус сложен преимущественно глинами и аргиллитами темно-серыми, черными, алевритистыми, участками рассланцованными. Верхнетурнейские породы включают пачку тонкослоистых преимущественно терригенных отложений и карбонатную пачку. Нижняя состоит из переслаивания аргиллитов темно-серых, черных с алевролитами, песчаниками, преимущественно мелкозернистыми, известняками, реже доломитами. Верхняя карбонатная пачка представлена известняками различных тонов серой окраски и степени раскристаллизации органогенно-обломочными и обломочными с редкими тонкими (первые сантиметры) прослоями аргиллитов.

Визейский ярус представлен нижним и верхним подъярусами. Нижневизейские породы представлены темно-серыми, почти черными углистыми, известковистыми, аргиллитоподобными глинами и аргиллитами с обугленным растительным детритом, переслаивающимися с известково-глинистыми песчаниками, алевролитами. Песчаники и алевролиты темно-серые и серые,

кварцевые, мелкозернистые массивные и тонко-горизонтально- и волнисто-слоистые. Породы сильно углефицированы, участками огипсованы.

Породы верхневизейского подъяруса представлены доломитами и известняками с прослоями темно-серых аргиллитоподобных глин, песчаников, алевролитов и угля, переходящими в известняки серые, мелкокристаллические, органогенно-детритовые, массивные.

Породы серпуховского яруса представлены доломитами серыми, голубовато-серыми, участками сульфатизированными (до прослоев ангидритов), кремнелыми и микропористыми.

Породы среднего отдела каменноугольной системы выделяются в объеме башкирского и московского ярусов. Разрез башкирского яруса сложен известняками и доломитами светло-серыми тонко-мелкозернистыми детритовыми, водорослевыми, брекчиевидными, в разной степени глинистыми, кремненными, участками мелкопористыми с редкими прослоями глин, аргиллитов и мергелей.

Московский ярус выделяется в составе нижнемосковского и верхнемосковского подъярусов. Подошва нижнемосковских отложений представлена доломитами серыми и светло-серыми и известняками скрыто-тонкокристаллическими глинистыми, алевролитистыми с рассеянным углистым материалом. В верхней части на всей площади прослежена довольно мощная (в среднем 50 – 60 м) реперная пачка переслаивания карбонатных и глинистых пород. Карбонатные прослои сложены известняками органогенными, органогенно-детритовыми и доломитами с тонкими прослойками глин. Глинистые прослои представлены аргиллитами темно-серыми, черными алевролитистыми, доломитистыми. Породы верхнемосковского подъяруса представлены доломитами серыми, буровато-серыми, скрыто-мелкокристаллическими, массивными с прослоями темно-серых и светлых известняков мелко-среднекристаллических органогенно-обломочных и черных известковистых аргиллитов.

Суммарная толщина пород среднего карбона меняется от 217 м (скв. 1-Северо-Курьинская) до 349 м (скв. 21-Патраковская).

Породы верхнего отдела каменноугольной системы представлены

доломитами буровато-серыми, темно-серыми до черных, тонко-мелкозернистыми с включениями ангидритов, гипсов, кремней. Породы пористые и кавернозные (крупные каверны до 0,6 м по провалу бурильного инструмента в скв. 57-Рассохинская), являются составной частью верхнекаменноугольно-нижнепермского газопродуктивного резервуара Рассохинской площади. Толщина верхнекаменноугольных пород в северной половине площади составляет 63 м (скв. 1-Мартьюская), в аллохтонной Патраковской пластине они увеличиваются до 202 м (скв. 2-Патраковская).

Суммарная толщина отложений каменноугольной системы возрастает от 583 м в скв. 1-Северо-Курьинская до 753 м в поднадвиговой зоне Патраковского надвига.

Пермская система – Р

Нижний отдел пермской системы выделяется в объеме ассельского, сакмарского, артинского, кунгурского и уфимского ярусов.

Породы ассельского и сакмарского ярусов представлены преимущественно известняками, имеющими серые до белых тона окраски, детритовое сложение, в составе органики преобладают фораминиферы, мшанки, криноидеи, брахиоподы, встречаются кораллы, остракоды, водоросли, спикулы губок. Для пород характерна стилолитизация, пористость и кавернозность, эпизодически – окремнение, сульфатизация (стяжения, конкреции, маломощные прослои кремня, включения и гнезда голубовато-белого ангидрита). Суммарная толщина ассельско-сакмарских отложений в северной половине площади составляет 203 м в скв. 1-Северо-Курьинская, в южной половине – до 453 м в структуре Патраковской пластины.

Образования артинского яруса расчленены на нижнеартинский и верхнеартинский подъярусы с несколько условной границей между ними по сугубо литологическому принципу. В скв. 1-Мартьюская артинские отложения, вследствие нечеткой литологической, палеонтологической и промыслово-геофизической характеристики, отнесены к нерасчлененным, их общая толщина составляет 991 м [28].

На остальной исследуемой территории к нижнеартинскому подъярису

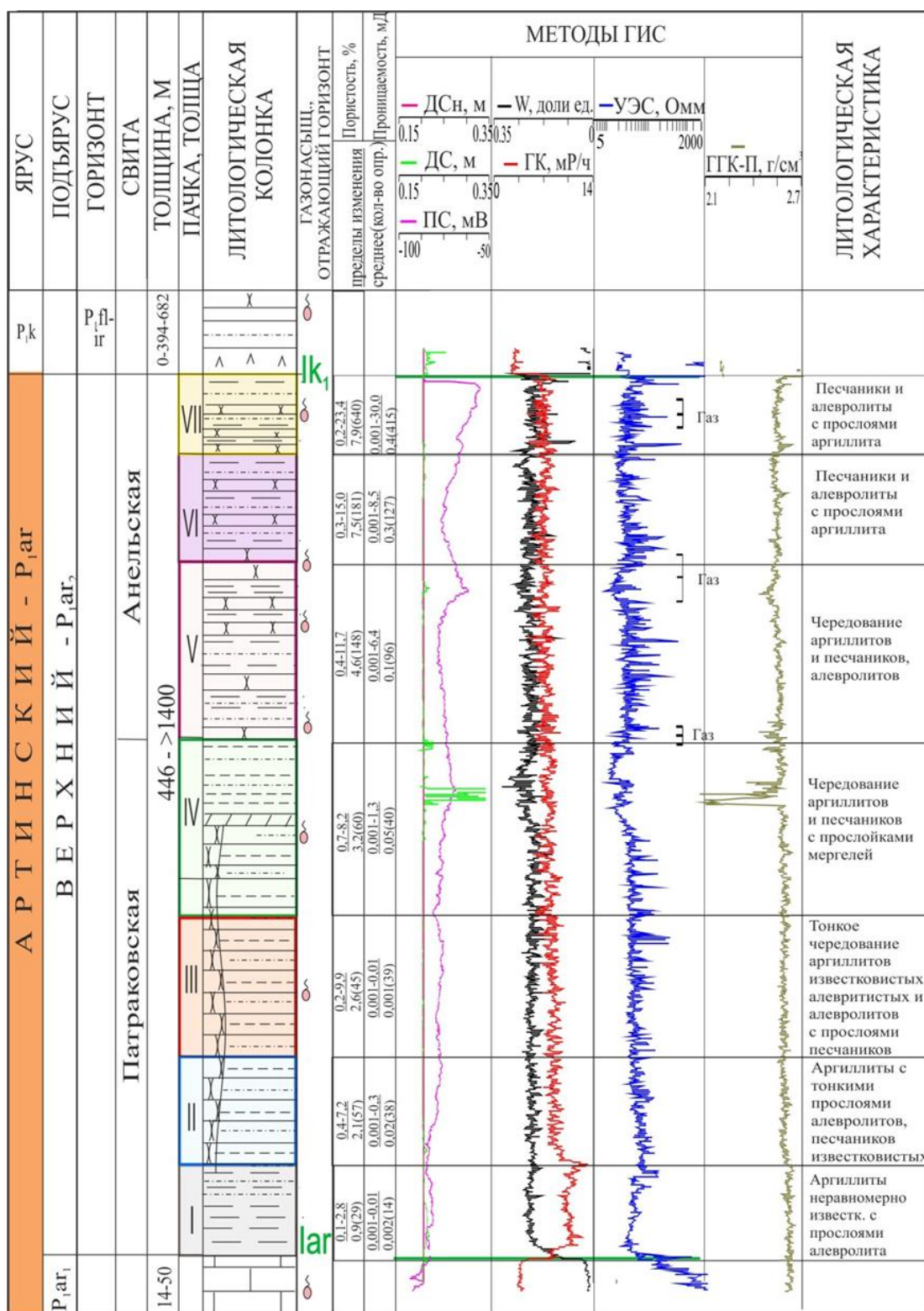
отнесены карбонатные отложения толщиной, в среднем 30 – 50 м, согласно перекрывающие ассельско-сакмарские, литологически с ними сходные и образующие единый газонасыщенный резервуар на Рассохинском, Анельском и Пачгинском месторождениях.

Верхнеартинские образования, являющиеся объектом исследования в данной работе, представляют собой мощную, в значительной степени однообразную толщу терригенных отложений – переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с редкими прослоями карбонатных пород. Типовой литолого-стратиграфический разрез артинских отложений ВПВ приведен на рисунке 2.2.

Аргиллиты темно-серые и черные неравномерно алевролитистые (с переходами в алевролиты) известковистые с обилием углефицированных и пиритизированных растительных остатков с фауной аммоноидей, брахиопод, пелеципод, криноидей, горизонтально- и волнистослоистые, с прослоями известняков темно-серых микро-тонкокристаллических глинистых. Песчаники тонко- и среднезернистые, редко более грубозернистые, темно-серые с зеленоватым оттенком полимиктовые с преобладанием кварца, глинистые, известковистые горизонтально- и косослоистые. Алевролиты темно-серые полимиктовые известковистые глинистые и песчанистые. Характерно тонкое переслаивание литологических разностей с постепенными переходами.

В целом монотонная терригенная толща, к особенностям которой относится наличие большого количества углефицированных растительных остатков, высокая карбонатность пород и их литификация, что обусловило развитие в толще многочисленных разноориентированных трещин, характеризуется увеличением доли терригенных образований вверх по разрезу. С верхней частью верхнеартинского терригенного разреза связана промышленная газоносность на Курьинском, Рассохинском и Пачгинском месторождениях.

На севере исследуемой территории отмечается общая глинизация артинских отложений. В скв. 1-Мартьюская в нижней части отмечается пачка переслаивания



Условные обозначения:






 - песчаник;
  - алевролит;
  - аргиллит;
  - мергель;
  - известняк

Рисунок 2.2 – Типовой литолого-стратиграфический разрез артинских отложений Верхнепечорской впадины (по материалам работы [14])

Условные обозначения кривых ГИС:

ГК – гамма-каротаж; ГГК-П – гамма-гамма-плотностной каротаж; ДС – диаметр скважины; ДСн – номинальный диаметр скважины; ПС – потенциал самопроизвольной поляризации; УЭС – удельное электрическое сопротивление; W – влажность

глинистых известняков, мергелей и доломитов толщиной 14 м. Выше по разрезу залегает мощная толща (977 м) аргиллитов темно-серых, почти черных, неравномерно алевритистых и известковых, плотных, участками и прослоями трещиноватых, в верхней части с постепенными переходами в алевролиты глинистые и песчанистые [28].

Толщина верхнеартинских отложений увеличивается с запада на восток от 446 м в скв. 1-Северо-Курьинская до 836 м в скв. 1-Луньвожпальская. В южной половине площади толщина верхнеартинских отложений от 670 м на Курьинской структуре возрастает до 944 м в скв. 5-Патраковская и превышает 1 км в скв. 2-Патраковская в строении Патраковского аллохтона. Схема корреляции верхнеартинских отложений показана на рисунке 2.3.

Формирование верхнеартинских терригенных отложений происходило в области морского шельфа дальней (дистальной) части прибрежной зоны в различных фациальных обстановках [17]. Скорость накопления осадочного материала свидетельствует практически о лавинной седиментации [38].

На верхнеартинских отложениях залегают породы кунгурского яруса. Нижняя часть разреза сложена сульфатно-терригенными отложениями, характеризующимися выдержанностью на большей части площади. В основании залегает наиболее мощный (порядка 20 м) пласт ангидритов голубовато-серых, зернистых, с включениями гипсов и примазками глинисто-алевритового материала, с тонкими прослоями песчаников, алевролитов и аргиллитов в средней части пласта. Выше в разрезе представлено чередование преимущественно сульфатных и преимущественно терригенных пачек. Терригенные пачки сложены песчаниками темно-серыми и зеленовато-серыми, полимиктовыми тонко-, мелкозернистыми, алевролитами серыми известковистыми и аргиллитами темно-серыми и черными, известковистыми, алевритистыми тонкогоризонтальнослоистыми с углефицированными растительными остатками с преобладанием песчаников. Сульфатные пачки сложены ангидритами и гипсами, переслаивающимися с песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

В верхней части разреза кунгурских отложений залегает галогенная толща. В нижней части толщи (зона «подстилающей каменной соли») представлен галит белый, прозрачный, серый с прослоями и включениями глинисто-алевритовой породы, толщиной, достигающей 380 м. Выше выделяется зона калийно-магниевых солей, представленная пластами оранжево- и мясо-красного карналлита и пестроцветного сильвинита, разобщенных прослоями глины и галита толщиной около 80 м. В верхней части толщи (зона «покровной» каменной соли) залегает галит серый и грязно-серый с примазками, включениями и прослойками глинисто-алевритовых пород толщиной порядка 70 м.

Максимальные толщины кунгурских отложений, так же как и соленосной толщи, приурочены к наиболее погруженным участкам современного структурного залегания их подошвы и достигают 900 м.

Породы уфимского яруса в нижней части разреза сложены чередованием мергелей темно-серых, кальцитовых и доломитовых тонкослоистых и аргиллитов темно-серых известковистых с прослоями зеленовато-серых полимиктовых алевролитов и песчаников мелко-среднезернистых. В верхней части разреза представлены песчаники зеленовато-серые, реже коричневатые-серые полимиктовые, разномернистые, аргиллитоподобные глины, аргиллиты и алевролиты темно-коричневые, бурые и серые, в различной степени песчаные и известковистые.

Толщина отложений уфимского яруса составляет в полных разрезах от 250 м на основной части площади, увеличиваясь на севере до 820 м в скв. 1-Мартьянская.

Выше в разрезе согласно залегают отложения среднего и верхнего отделов пермской системы, которые включают казанский и татарский ярусы. Они представлены чередованием песчаников, алевролитов, глин с обугленными растительными остатками, с подчиненными прослоями известняков, углистых сланцев и углей. В верхней части разреза, относящейся к татарскому ярусу, глины пестроцветные, комковатые, алевритовые, известковистые с желваками глинистых обломочных известняков, песчаники разномернистые до

грубозернистых и гравийных, с редкими прослоями известняков и пестроокрашенных гравелитов и конгломерато-брекчий.

Толщина казанско-татарских отложений от 1510 м в скв. 1-Мартыуская и 819 м в скв. 1-Луньвожпальская уменьшается в южном направлении до выхода на поверхность в южной части Курьинской структуры.

Четвертичная система

Четвертичные отложения покрывают разновозрастные верхнепалеозойские образования, сложены песками, супесями, суглинками и торфом; пески разнозернистые с окатанными включениями валунов и гальки. Толщина изменяется от 6 м (скв. 559-Рассохинская-Боровская) до 80 м (скв. 23-Пачгинская).

2.2. Тектоническое строение

С позиции тектонического районирования территория исследования расположена в пределах Верхнепечорской впадины – тектонического элемента I порядка, расположенного в южной части северного сегмента Предуральяского краевого прогиба Тимано-Печорской плиты. На этой территории выделены тектонические элементы II порядка: Курьинская антиклинальная зона и Патраковская складчато-покровная зона (рисунок 2.4).

Верхнепечорская впадина является крупной синклинальной геоструктурой, вытянутой в субмеридиональном направлении более чем на 400 км при ширине от 50 до 80 км. На юге впадина ограничена Колвинско-Полюдовским поперечным поднятием, на севере – Среднепечорским поднятием, примыкающим почти вплотную к Уральским дислокациям. С запада впадина на большей части территории граничит с Мичаю-Пашнинским валом. Восточным ограничением является западное крыло Уральского складчатого сооружения (Главный Западно-Уральский надвиг).

В современном плане ВПВ имеет резко асимметричное строение: наиболее погруженная зона расположена у крутого восточного борта, где отмечены самые глубокие участки по кровле карбонатов нижней перми (до 2,5 – 4,8 км)

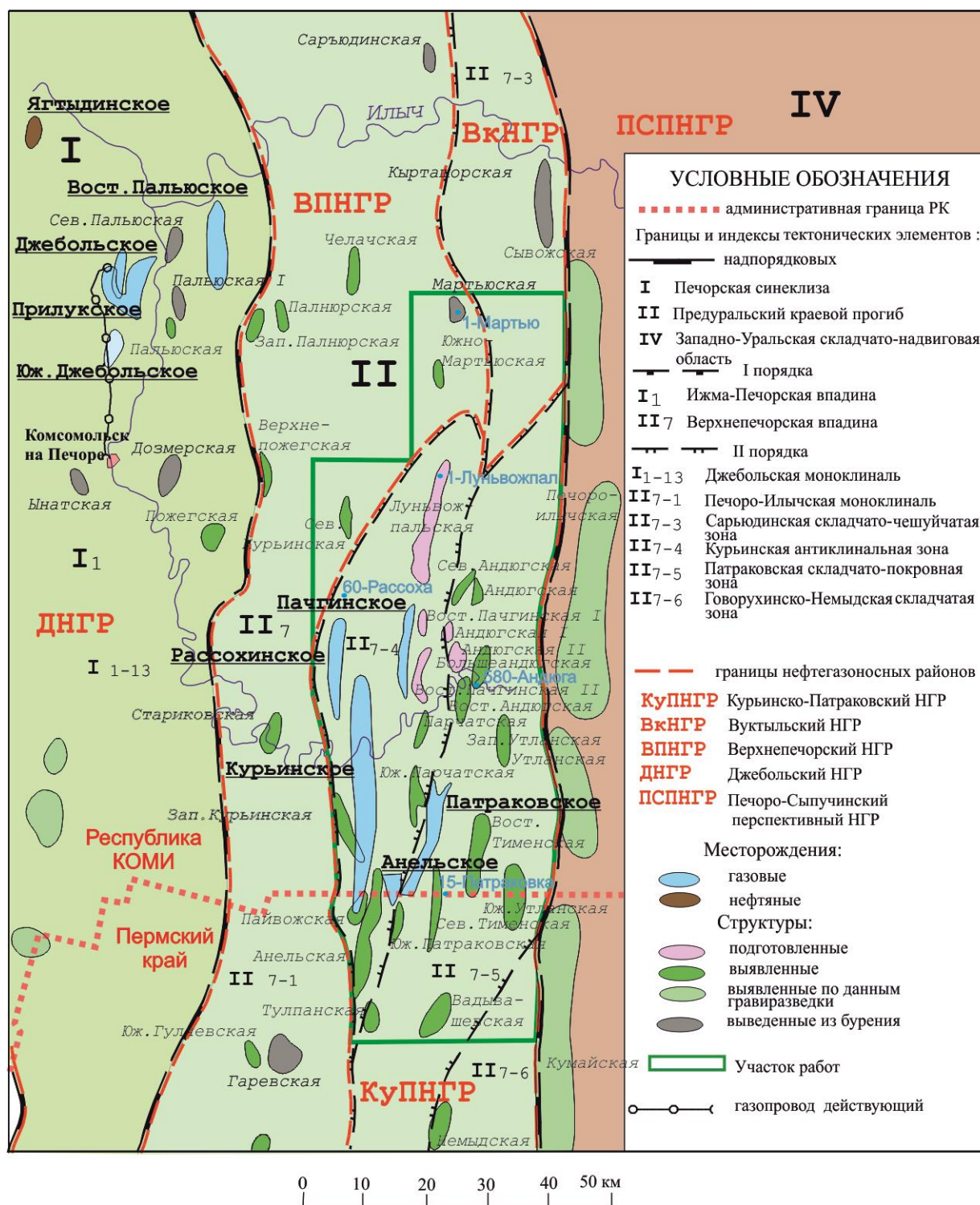


Рисунок 2.4 – Выкопировка из карты тектонического и нефтегазогеологического районирования ТП НГБ (по материалам отчета [62])

и по фундаменту (до 10 км). Западный борт впадины на всем протяжении

отличается спокойным пологим ($1 - 5^0$) моноклиальным погружением пород, изредка осложненным флексурами, террасами и структурными уступами.

Верхнепечорская впадина по кровле карбонатных отложений нижней перми имеет субмеридиональное простирание, длину 150 км, ширину 45 – 60 км.

Выделяются внешняя и внутренняя зоны впадины. К внешней зоне относится тектонический элемент II порядка – Печоро-Илычская моноклиаль, протягивающаяся вдоль западной границы ВПВ, выделяющейся по резкому сокращению мощности орогенного комплекса, и характеризующаяся спокойным залеганием осадочного чехла, смятого в складки платформенного типа. В пределах моноклинали все ОГ испытывают плавное погружение с запада на восток, угол падения пород не превышает 10^0 , разрывные нарушения практически отсутствуют [16].

В рассматриваемый участок на севере входит южная часть Сарьюдинской складчато-чешуйчатой зоны, которая непосредственно примыкает к Западно-Уральской мегазоне и в связи с этим осложнена крутопадающими взбросами и надвигами, придающими вздымающемуся к востоку борту впадины ступенчатый характер с некоторым нависанием и перекрытием одной ступени по отношению к другой [23].

Курьинская антиклинальная зона относительно просто построенная и более погруженная, она состоит из двух полос складчатости: Курьинской и Пачгино-Луньвожпальской. В структуре Патраковской складчато-покровной зоны выделены Березово-Патраковский складчато-надвиговый вал, Талицко-Булдырская синклираль, зоны Тименских и Андюгских складчато-надвиговых дислокаций [16].

В геодинамическом отношении в палеозойское допозднеартинское время территория располагалась в области перикратонного опускания Восточно-Европейского континента, характеризующейся ступенчатым погружением байкальского фундамента на восток. На стадии развития Уральского подвижного пояса на пассивной окраине континента сформирована мощная осадочная толща платформенных формаций, накопившихся в мелководно-шельфовых бассейнах,

разорванных во времени периодами отсутствия накопления и размыва осадков. Наиболее масштабными проявлениями региональных размывов (отсутствуют отделы и ярусы) на площади исследований являются предсреднедевонский и предверхнедевонский, менее значительны по размаху (часть горизонтов) предвизейский и предсреднекаменноугольный размывы. Мелководно-шельфовые обстановки осадконакопления характеризуются выдержанностью в пределах всей площади исследований и незначительными изменениями в разрезе. По данным литолого-фациального районирования [74] мелководно-шельфовая седиментация характеризуется на ранних этапах (средний ордовик – средний девон) преобладанием прибрежно-морских обстановок, в визейско-раннеартинское время – собственно мелководно-шельфовых. Нарушают закономерность малотавротинское время с лагунной обстановкой и позднедевонско-турнейский бассейн преимущественно глубоководно-шельфовой седиментации.

В палеоструктурном плане на допозднедевонском этапе исследуемая территория характеризовалась погружением в северо-восточном направлении (большая степень размыва установлена в южных скв. 3 и 12-Патраковские).

С ранневизейского до раннеартинского времени фиксируется отчетливый восточный тренд наклона платформы. Причем приращение мощности в восточном направлении возрастает вверх по разрезу: изменение мощности визейско-нижнемосковских отложений характеризуется увеличением в 1,2 раза (от 450 до 550 м), верхнемосковско-нижнеартинских – в 1,5 раза (от 400 до 600 м).

Палеозойская история тектонического развития исследуемой площади претерпела коренные изменения на рубеже ранне- и позднеартинского времени и связана с полным закрытием Уральского палеоокеана, уступившим место развитию складчатого пояса. Эти процессы привели к значительному сокращению акватории моря и накоплению мощных терригенных толщ в пределах краевого прогиба перед формирующимся горным сооружением, являющимся поставщиком огромного количества обломочного материала. Верхнеартинские отложения сформированы по современным представлениям [17] в узком, относительно глубоководном бассейне с морфологически выраженным склоном, заполнявшимся

турбидитными образованиями. Вверх по разрезу последние сменились прибрежными фациями, и в кунгурское время сформировался закрытый бассейн с накоплением образований эвапоритовой формации. Лагунная седиментация в позднепермское время постепенно сменилась континентальной (озерно-аллювиальной и аллювиальной).

Главный этап функционирования краевого прогиба на исследуемой площади пришелся на позднеартинское время. Изменение толщины верхнеартинских отложений в восточном направлении в пределах площади характеризуется катастрофическим приращением, почти в два раза превышающим увеличение мощности нижележащих отложений от 400 до 1400 м.

Терригенные позднеартинские породы, слагающие Предуральский прогиб, известны как пестроцветная моласса. Молассу слагает толща пестроцветных конгломератов, гравелитов, песчаников, алевролитов с редкими слоями и линзами известняков.

В кунгурское время развитие краевого прогиба постепенно редуцируется накатывающейся с востока складчатостью, достигшей исследуемой площади в конце раннепермского времени. Однозначным свидетельством формирования складок Курьинской антиклинальной зоны в иренское время является прямая зависимость мощности соленосных отложений от морфологии залегания их подошвы. Структурная выраженность антиклиналей подтверждается для не столь выдвинутых (как Курьинская, где соленосная толща не выделяется) структур, в сводах которых мощность солей не велика, но достаточна для отождествления всех литологических пачек, прослеженных в замещающих по латерали нормальных разрезах. Максимальными мощностями (более 400 м) соленосная толща характеризуется в сопряженных к растущим складкам палеосинформах.

Складчатость сформирована под воздействием тангенциального сжатия, расслоившего осадочный чехол по турнейским глинистым отложениям с образованием двух структурных уровней с различным структурно-морфологическим обликом осадочных образований. Нижний структурный уровень (автохтон) представлен ордовикско-девонскими и частично турнейскими

образованиями. Верхний структурный уровень охватывает частично турнейские и вышележащие палеозойские образования чешуйчато-складчатого строения. Благодаря этому же процессу верхняя часть нижнепермских отложений в пределах Курьинской антиклинальной зоны более интенсивно дислоцирована относительно малоамплитудными надвигами, сорванными по верхнеартинским или кунгурским терригенным отложениям.

В отличие от верхнего структурного уровня, сформированного надвиговыми дислокациями, нижний структурный уровень характеризуется нарушениями генетически противоположного стиля – сбросами, формирующими в его структуре серию ступеней, горстов и грабенов. Преимущественное простирание этих структурных элементов субмеридиональное, но прослежены и субширотные и северо-западные сбросы. В крайней южной части площади направление сбросов северо-восточное. Для амплитудных нарушений в восточной части площади конседиментационная природа очевидна (рисунок 2.5). Нарушения затрагивают турнейские отложения толщи заполнения, их развитие по времени ограничено предвизейским размывом. Однако современное залегание турнейских отложений нарушено и надвиговыми дислокациями.

Уверенно прослеживаются палеогорсты между Рассохинской и Курьинской структурами, проиллюстрированные на рисунках 2.6, 2.7, между Курьинской и Пачгинской структурами – на рисунке 2.8. Менее выразительно, но достаточно отчетливо обособляется палеогорстообразное плато к востоку от Пачгинского надвига, нарушенное в центральной части и оборванное с севера субширотными нарушениями с северным падением сместителей. На северо-востоке площади картируется сложнопостроенная палеоструктура, представленная субмеридиональным горстом, расширяющимся и раскрывающимся к северу, рассеченным посередине грабеном северо-западного простирания.

Поднадвиговый паравтохтонный блок, протрассированный по сейсмическим данным, вскрыт скв. 21-Пачгинская. Его продолжение в области

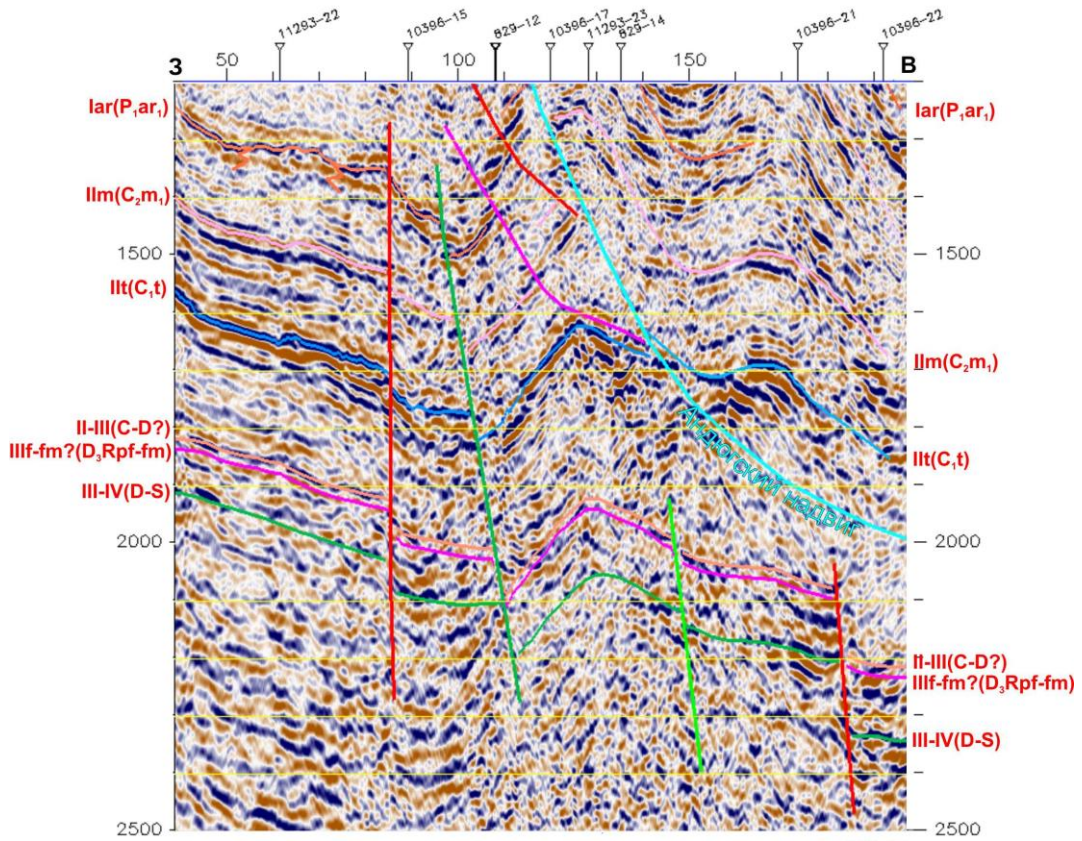


Рисунок 2.5 – Ступенчатое погружение нижних горизонтов осадочного чехла в восточном направлении. Временной разрез по профилю 10396-09

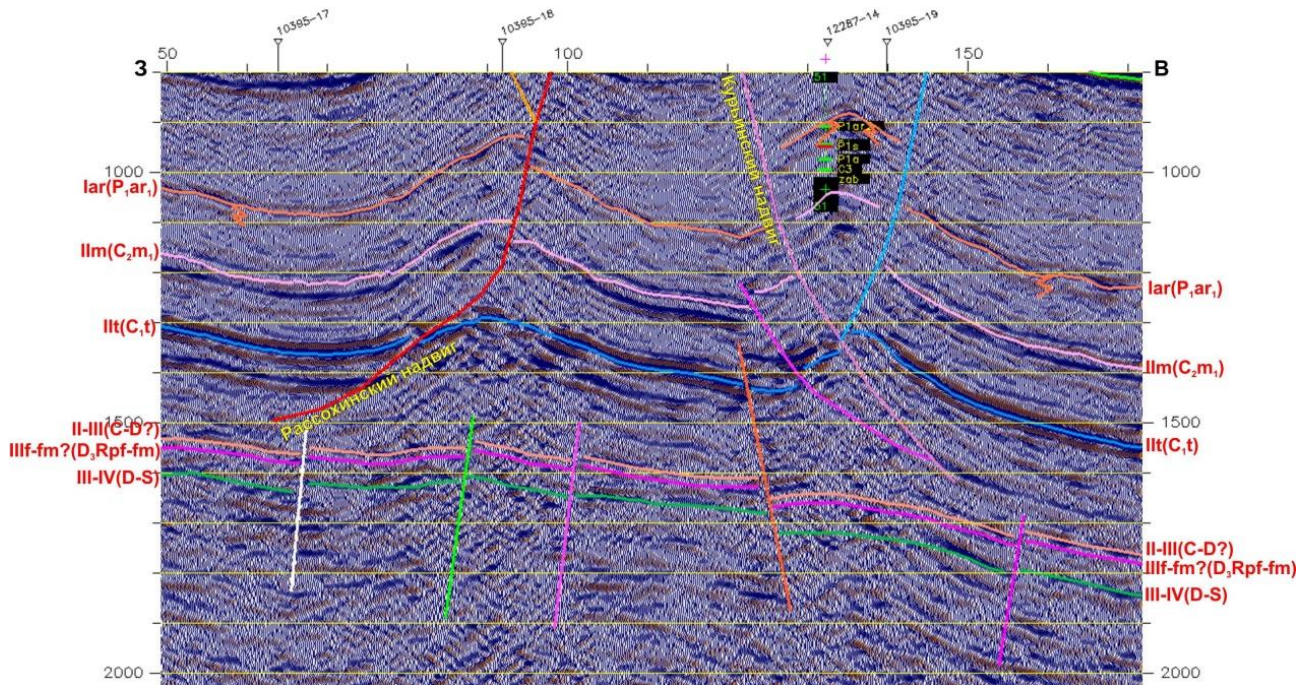


Рисунок 2.6 – Соотношение разрывных дислокаций нижнего и верхнего структурных уровней в районе Рассохинской и Курьинской пластин (профиль 10395-12)

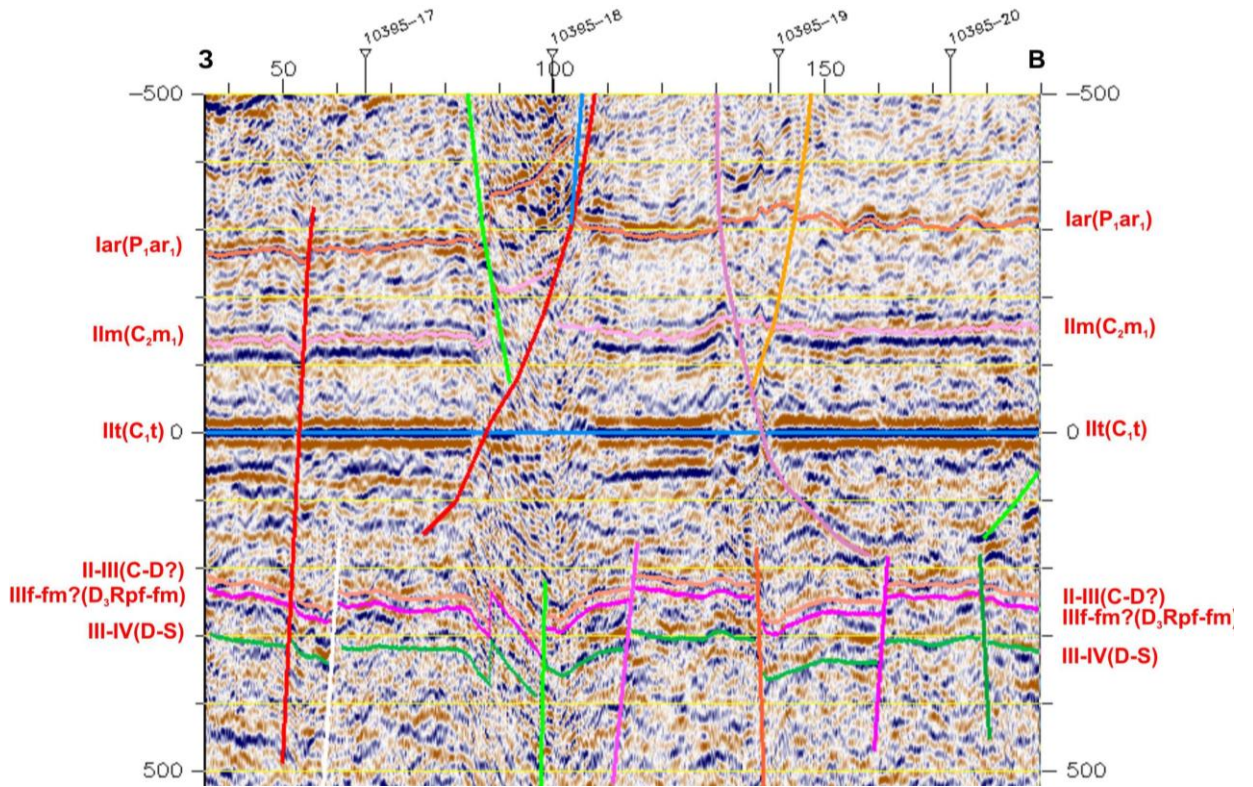


Рисунок 2.7 – Фрагмент палеореконструированного временного разреза по профилю 10395-09 в районе Рассохинской и Курьинской пластин

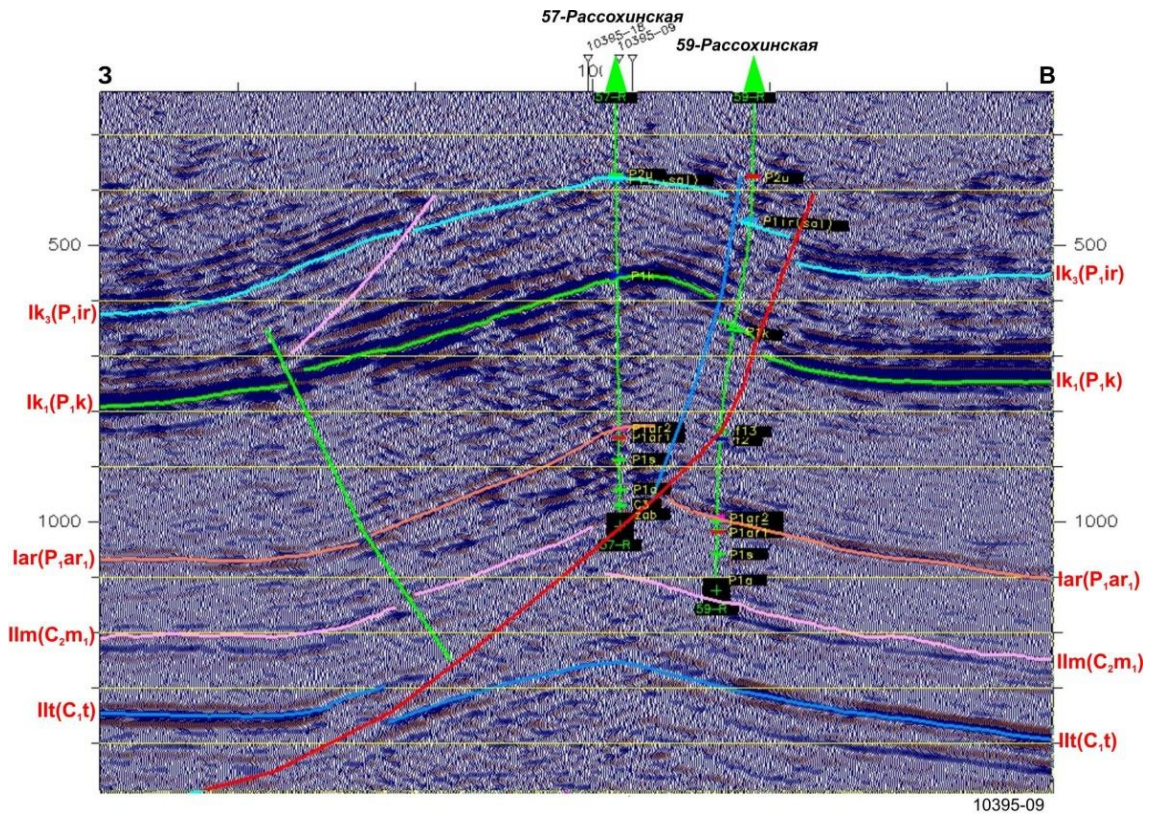


Рисунок 2.8 – Оперяющие дислокации Рассохинского надвига в районе скв. 59-Рассохинская (профиль 10395-09)

южного затухания по прослеженным ОГ предполагается вскрытым в разрезе

скв. 23-Пачгинская по резкому увеличению толщины нижнемосковских отложений.

Субпараллельные оперяющие разломы установлены целым рядом скважин на Курьинской структуре (1, 2, 592, 594) и скв. 22 и 23-Пачгинские. В последней в опущенном блоке вскрыта подошва верхнемосковских отложений и крутое залегание нижележащих отложений. Еще большее разрастание толщины при нормальном залегании наблюдается в опущенном блоке в скв. 22. Однако отчетливого выражения в волновом поле интерпретируемых данных эти нарушения, формирующие узкие блоки, не находят и на картах не учтены. Исключение составляет нарушение, сопровождающее во фронте часть Рассохинского надвига в районе скв. 59-Рассохинская. Не исключено его продолжение в южном направлении и иная интерпретация в районе скв. 58-Рассохинская с увеличенной мощностью верхнеартинских отложений.

Часть площади, относящаяся к Патраковской складчато-покровной зоне, имеет с генетически едиными структурами Курьинской антиклинальной зоны общий автохтон, нарушенный сбросовыми дислокациями, и отличается масштабом надвиговых дислокаций. В этой связи надвиговым структурам присущи некоторые морфологические особенности, а именно: более пологие сместители, расчешуивание и подвороты во фронтальных зонах. По различию в строении контактовых зон аллохтона и автохтона можно предположить, что Патраковская пластина сформирована серией кулисообразных ответвлений. По простиранию она, предположительно, перекрывает пластины зоны Андюгских дислокаций.

Особое место в системе надвиговых дислокаций занимают малоамплитудные разломы надвиговой природы, сорванные по нижнепермским терригенным отложениям и их нарушающие (рисунок 2.9).

Одно из таких нарушений пересечено скв. 3-Пачгинская. На этом участке выявлена серия непротяженных, кулисообразно подставляющих друг друга нарушений с встречно падающими сместителями. Сложное сочетание

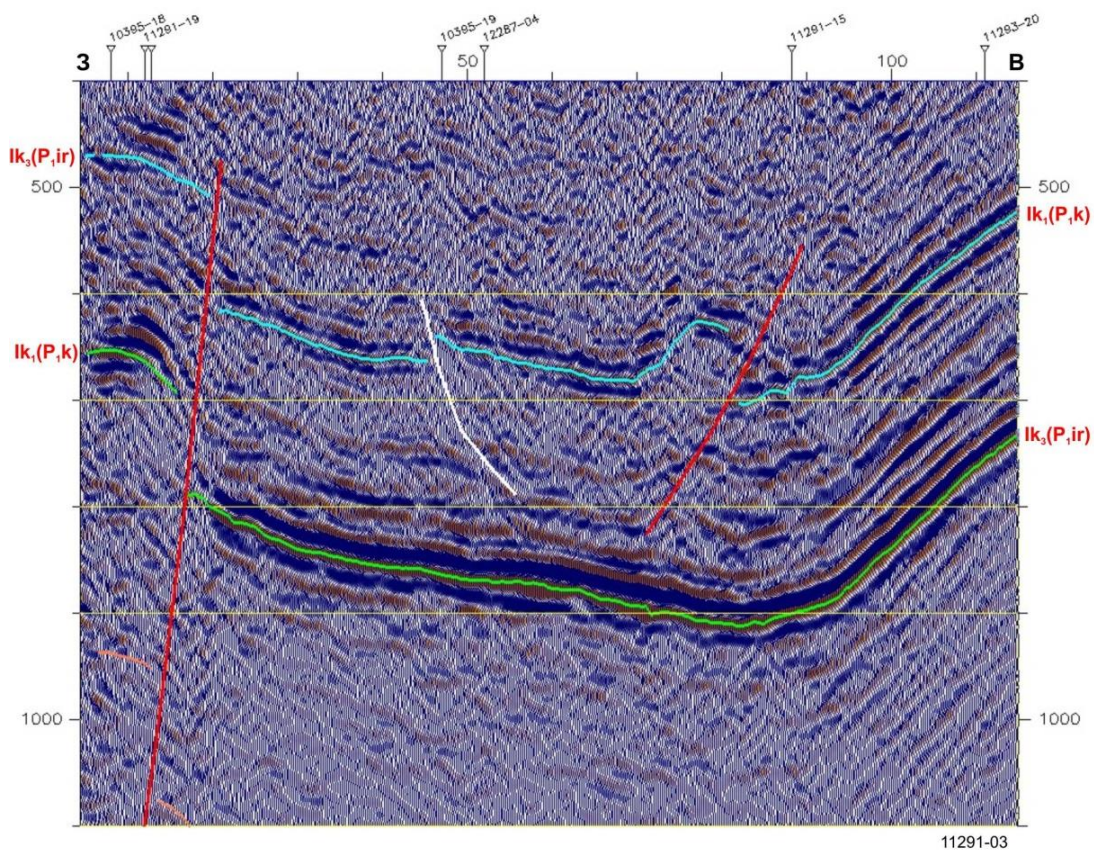


Рисунок 2.9 – Малоамплитудные надвиговые дислокации со срывом в нижнепермских отложениях (профиль 11291-03)

малоамплитудных надвигов, нарушающих залегание в разрезе кунгурских отложений, привело к неоднократному повторению отдельных частей их разреза и значительному увеличению мощности в зоне Западно-Луньвожпальских и Восточно-Пачгинских дислокаций.

Выше охарактеризованные разломы региона исследований можно классифицировать следующим образом:

- по стилю дислокаций – сбросовые и надвиговые нарушения;
- по времени и геодинамической стадии формирования – раннепалеозойские (довизейские) перикратонного опускания платформы, раннеартинские краевого прогиба, позднекунгурские этапа формирования складчатого пояса Урала;
- по рангу – структуроформирующие и оперяющие;
- по уровню послыного срыва надвигов – в турнейских и в нижнепермских отложениях.

Расположение всех сейсмических профилей, приведенных в тексте диссертации, показано на рисунке 2.10.

Образования верхнего структурного уровня охарактеризованы структурными картами по ОГ Пт (кровле турнейских отложений), Пм (кровле нижнемосковских отложений), Iar (кровле нижнепермских карбонатов), Iк₁ (подошве кунгурских отложений), Iк₃ (подошве соленосной толщи кунгурского яруса). Структурная карта по ОГ Iar приведена на рисунке 2.10.

На погружающиеся к востоку образования нижнего структурного уровня с востока надвинуты крупные тектонические пластины: Патраковская в южной половине площади и Андюгская и Большеандюгская в северной. Структуроформирующие надвиги имеют амплитуду смещения слоев, измеряемую километрами.

Морфология образований верхнего структурного уровня Курьинской антиклинальной зоны в целом, так же как и подстилающих пород нижнего структурного уровня, характеризуется погружением слоев в восточном направлении, которое рассечено надвиговыми дислокациями с линейными сжатыми антиклиналями (взбросо-складками) во фронтальных зонах, на первые сотни метров возвышающимися над общим моноклинальным фоном. Надвиги и антиклинали имеют преимущественно субмеридиональное простирание. Зеркало складчатости наклонено в восточном и в северном направлениях. Наиболее рельефно выражена западная антиклинальная зона, к которой относятся Северо-Курьинская, Рассохинская и Курьинская антиклинали. Восточная антиклинальная зона включает Луньвожпальскую и Пачгинскую складки, а по кунгурским отложениям еще и Западно-Луньвожпальскую и Восточно-Пачгинскую зоны малоамплитудных дислокаций. Антиклинальные зоны (Курьинская и Пачгино-Луньвожпальская по работе [16]) разделены прогибом, сменяющимся в южной половине площади зоной выполаживания моноклинали.

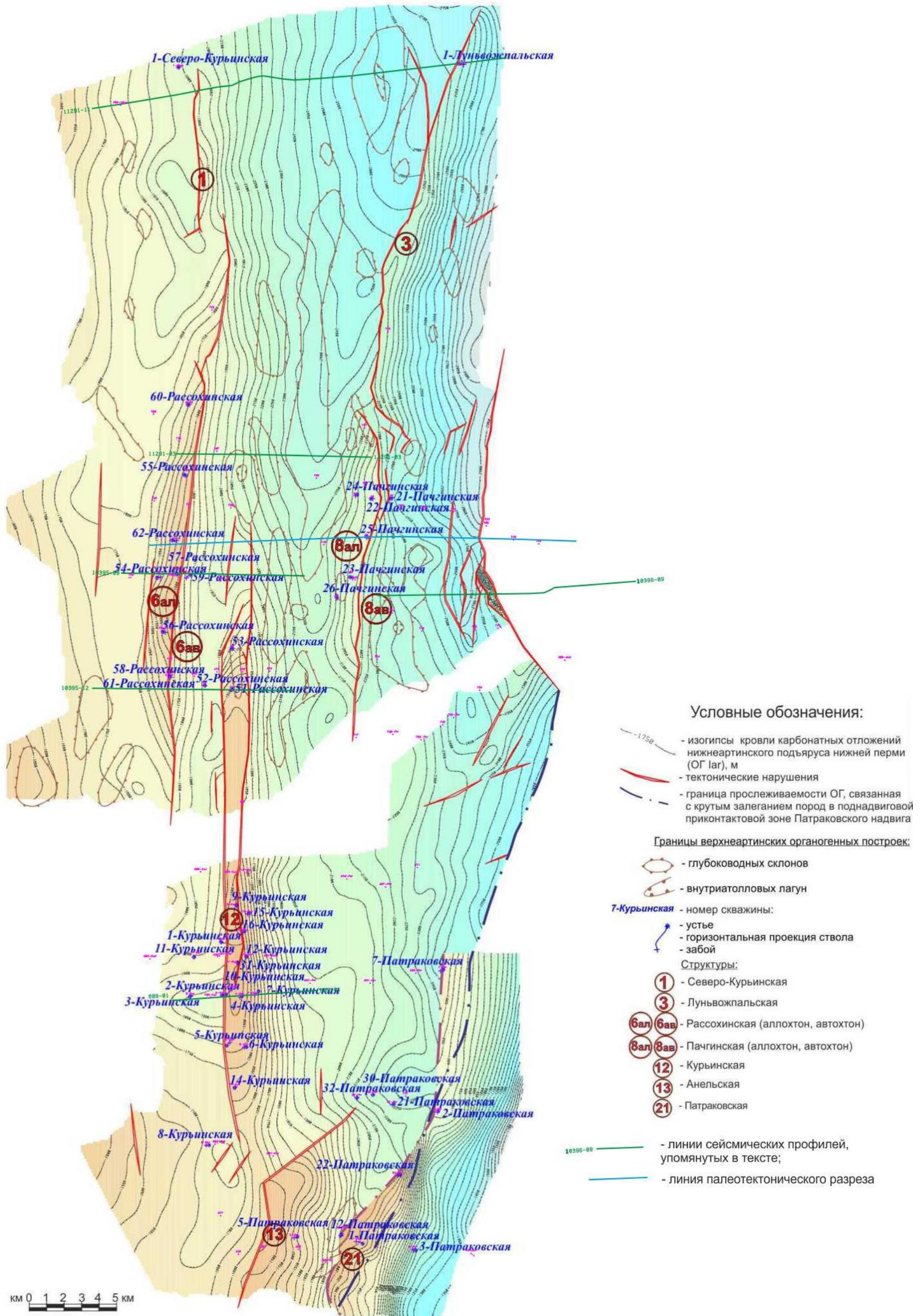


Рисунок 2.10 – Структурная карта по ОГ Iar (с использованием материалов [30])

Северо-Курьинская структура, наименее значительная из структур западной антиклинальной зоны, выражена в морфологии всех изученных поверхностей, имеет небольшие размеры $(2,3 - 4,5) \times (0,3 - 1,0)$ км и амплитуду 50 – 75 м. Максимальная отметка кровли карбонатов минус 1850 м. Структура сформирована западно-вергентным надвигом длиной около 9 км, менее амплитудным (40 – 130 м), чем остальные надвиги площади исследований, но несомненно генетически с ними единым. Поэтому Северо-Курьинскую структуру необходимо рассматривать в составе тектонического элемента II порядка Курьинской антиклинальной зоны.

Рассохинская структура – одна из наиболее масштабных и амплитудных структур Курьинской антиклинальной зоны. Структура сформирована Рассохинским надвигом с западным падением сместителя амплитудой 200 – 300 м, представленным двумя кулисами. Морфологию структуры в центральной части осложняют встречно падающий взброс амплитудой до 100 м, а строение кунгурских отложений – субпараллельный взброс во фронтальной зоне надвига амплитудой около 50 м и ряд малоамплитудных надвигов с корнями в нижнепермских терригенных отложениях. Максимальные отметки кровли карбонатов – 1400 м (в районе скв. 57-Рассохинская). По турнейским отложениям структура выражена тремя небольшими разобщенными куполами амплитудой 50 м. По всем вышележащим поверхностям размеры структуры по длинной оси составляют 25 – 26 км, по короткой варьируются от 1 до 2 км, амплитуда составляет 225 м, по кровле карбонатов возрастает до 375 м.

Поднадвиговая Рассохинская структура вытянута вдоль Рассохинского надвига по турнейским и московским отложениям, имеет амплитуду соответственно 225 и 125 м. По кровле нижнепермских карбонатов (максимальная отметка минус 1700 м) выражена только в южной половине, относительно положения структур по нижележащим отложениям, имеет размеры $15,0 \times 0,7$ км, амплитуду 125 м.

Курьинская структура, так же как Рассохинская, является наиболее амплитудной и крупной структурой Курьинской антиклинальной зоны и имеет в целом сходную с ней морфологию. Структура более выдвинута (максимальная отметка кровли карбонатов минус 1300 м), особенно по кунгурским отложениям, по

прослеженным поверхностям которых ее превышение над Рассохинской структурой составляет 300 – 400 м. Северную периклиналь Курьинской структуры от южной периклинали Рассохинской отделяет узкий прогиб.

Структура сформирована надвигом с восточным падением сместителя амплитудой 200 – 400 м. На большем протяжении Курьинский надвиг сопровождается встречно падающий взброс амплитудой в южной части порядка 50 – 80 м, в северной возрастающей до сотен метров. На широте Рассохинских-Боровских скважин амплитуда нарушения на западном крыле Курьинской структуры резко уменьшается до 50 м, что позволяет предположить затухание южной кулисы Курьинского надвига и формирование на этом участке (за пределами замкнутых контуров структуры) надвигового нарушения небольшой протяженности. Строение кунгурских отложений здесь также осложнено малоамплитудными надвигами со срывом в кунгурских отложениях.

Размеры Курьинской структуры изменяются от 21,5 до 30,5 км по длинной оси, от 1,3 до 2,2 км по короткой оси, амплитуда от 200 до 400 м.

Участок сочленения с Анельской структурой практически не изучен. По профилю 819 – 10 к западу от Анельского надвига выделена пологая дислокация с западным падением плоскости сместителя, контролируемая снизу приподнятым блоком, сформированным посредством сквозного сброса. Однако ее латеральное развитие не прослежено. Анельская структура также недоизучена. По максимальным отметкам в своде структуры по кровле нижнепермских карбонатных отложений (минус 1350 м) и морфотипу (взбросо-складка) Анельская структура находит полную аналогию с Рассохинской и Курьинской складками.

К востоку от Анельской структуры на моноклиналином погружении слоев под Патраковский надвиг по кровле турнейских отложений выражены Нижнепатраковское структурное осложнение и Восточно-Патраковская структура. Последняя представлена также в рельефе московских отложений с максимальным размером $4,8 \times 2,2$ км, амплитудой 75 м.

Луньвожпальская структура сформирована надвигом с восточным падением сместителя. Надвиг состоит из двух кулис, в северной части осложнен

оперяющим нарушением в поднадвиговой зоне, нарушающим залегание турнейско-нижнеартинских отложений. Структура по турнейским отложениям практически не выражена, по московским и артинским имеет размеры $(21 - 25) \times (0,9 - 1,5)$ км, амплитуду 200 – 225 м. Нижнепермские карбонаты залегают в своде структуры на глубине минус 2200 м. Вверх по разрезу структура выполаживается. В рельефе подошвы кунгурских отложений выражены три небольших отдельных купола амплитудой 50 м, локализующихся на все более низких к северу отметках. По подошве соленосной толщи выражен только купол (б) амплитудой 75 м, а южная часть структуры в связи с южным замыканием Луньвожпальского надвига переходит в периклинальную зону Пачгинской структуры.

К западу от Луньвожпальской структуры строение иренских отложений нарушено тремя надвигами протяженностью 4 – 5 км, формирующими Западно-Луньвожпальскую структуру: купол (а) и купол (б). Купола представляют собой отдельные небольшие принадвиговые складки амплитудой соответственно 75 и 50 м.

Пачгинская структура, сменяющая Луньвожпальскую по простиранию, сформирована надвигом с западным падением плоскости сместителя амплитудой, достигающей 270 м. В поднадвиговой зоне Пачгинского надвига прослежено оперяющее нарушение амплитудой около 50 м, на большем протяжении затрагивающее только нижнекаменноугольную часть разреза и только в северной части Пачгинского надвига более молодые каменноугольно-нижнепермские отложения. Фронтальный оперяющий разлом так же, как у Курьинского надвига, не закартирован. Но выделен по скважинным данным на временных разрезах по профилям 11291-02, 11293-19.

Гипсометрическое положение кровли нижнепермских карбонатов в своде структуры составляет минус 2000 м. Структура имеет размеры $1,7 \times 0,3$ км по турнейским отложениям, увеличиваясь до $(14,0 - 15,0) \times (1,2 - 1,5)$ км по московским и нижнеартинским, соответственно увеличивается ее амплитуда от 50 до 175 м. По кунгурским отложениям структура представлена двумя

разобщенными куполами (а) и (б) амплитудой 50 – 75 м с внушительными размерами купола (а) по подошве кунгурских отложений $12,5,0 \times 1,5$ км.

Поднадвиговая Пачгинская структура имеет различную морфологию по разрезу осадочных образований, что связано с осложнением поднадвиговой зоны охарактеризованным выше оперяющим нарушением и поперечным сквозным сбросом. По турнейским отложениям в этой связи складка брахиформная, меньших размеров ($8,8 \times 2,2$ км) и амплитуды (125 м), чем линейные структуры по московским и нижнеартинским отложениям с уменьшающимися вверх по разрезу размерами ($(12,5 - 11,7) \times (1,5 - 0,7)$ км)) и амплитудой 175 м.

К востоку от Пачгинской структуры в рельефе всех прослеженных поверхностей карбонатных отложений верхнего структурного уровня на их моноклинальном погружении обособлена небольшая Восточно-Пачгинская структура – купол (в) – амплитудой 50 м. По каменноугольным отложениям структура имеет морфологию приразломной складки, по нижнепермским – это структура облекания органогенной постройки с максимальными на этом уровне размерами $1,4 \times 1,2$ км.

На этом участке наиболее дислоцированы кунгурские (и верхняя часть верхнеартинских) отложения. Многочисленные разнонаправленные (по падению сместителей) надвиги субмеридионального простирания протяженностью от 2 до 12 км формируют Восточно-Пачгинскую структурную зону. В ее строении по ОГ $I_{к1}$ и $I_{к3}$ выделяется четыре приразломных структуры: купола (а), (б), (в) и (г) в виде малоамплитудных принадвиговых антиклиналей. В связи с пологим и разнонаправленным падением надвигов для этих структур характерно значительное плановое несоответствие по нижней и верхней поверхностям. По этой же причине купол (г) не выражен в морфологии подошвы кунгурских отложений.

Наиболее выразительным в рельефе подошвы кунгурских отложений является купол (в) с максимальными для этих структур размерами $7,2 \times 0,8$ км и амплитудой 75 м. Этот купол соответствует Восточно-Пачгинской-II структуре,

переданной в фонд подготовленных работами с/п 10396 (Баринова, 1997). Купола (а) и (б) на этом уровне сближены и очень узкие.

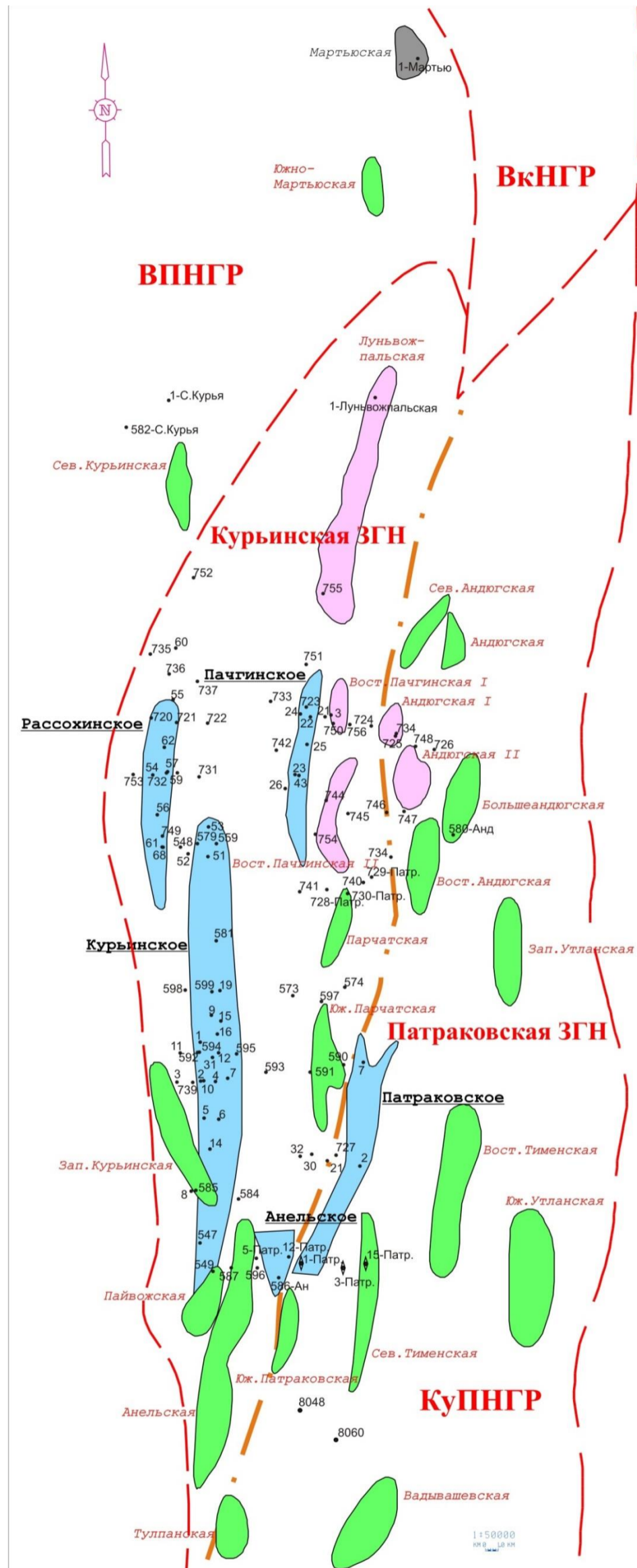
По подошве соленосной толщи все купола имеют близкие размеры: около 3 – 4 км по длинной оси, 0,5 – 0,7 км по короткой оси и амплитуду 50 м. Исключение составляет купол (а), вытянутый на 5,8 км и имеющий максимальную амплитуду 125 м. Купола (а), (б) и (в) соответствуют ранее подготовленной единой Восточно-Пачгинской-I структуре [4]. Выявленный купол (г) характеризуется размерами 4,4 x 0,7 км по замкнутой изогипсе минус 700 м.

Протяженный надвиг, контролирующий Восточно-Пачгинскую – купол (а) структуру, на северном своем ограничении формирует по подошве соленосной толщи еще одну небольшую антиклиналь, названную Восточно-Луньвожпальской. Размеры структуры 2,3 × 0,5 км, амплитуда 50 м.

Таким образом, морфология осадочного чехла площади исследований осложнена многочисленными локальными структурами, многообразными по генезису, морфологическому типу, по глубинам залегания и размерам. Крупные надвиговые аллохтонные структуры Рассохинская, Курьинская и Пачгинская проявили себя промышленной газоносностью.

2.3. Газоносность

Большая часть площади исследований в нефтегазогеологическом отношении охватывает Курьинско-Патраковский НГР (без юго-восточной части), крайняя северная часть приурочена к Верхнепечорскому НГР Северо-Предуральской НГО (рисунок 2.11). На территории Курьинско-Патраковского НГР традиционно выделяются две зоны преимущественного газонакопления (ЗГН): Курьинская (совпадающая с Курьинской антиклинальной зоной) и Патраковская (совпадающая с Патраковской складчато-покровной зоной). К Курьинской зоне приурочены четыре месторождения, запасы которых стоят



Условные обозначения:

- | | | | |
|-----------|---|---|------------------------------|
| — | Границы НГР:
ВПНГР - Верхнепечорский НГР
ВкНГР - Вуктыльский НГР
КуПНГР - Курьино-Патраковский НГР | ● | Месторождения газа |
| — · — · — | Граница ЗГН | ● | Структуры:
подготовленные |
| ● | Скважины | ● | выявленные |
| | | ● | выведенные из бурения |

Рисунок 2.11 – Выделение зон нефтегазоаккумуляции на исследуемой территории (по материалам отчета [62])

на государственном балансе, – Курьинское, Рассохинское, Анельское, Пачгинское. Эти месторождения в разработку не вводились. В Патраковской ЗГН открыто одно Патраковское месторождение с утвержденными запасами газа в бобриковских отложениях нижнего карбона.

Все НГК на территории исследования в различной степени изучены бурением (полностью – скв. 62-Рассохинская). В основном продуктивность Курьинско-Патраковского НГР связана с двумя НГК – верхневизейско-нижнепермским и нижнепермским, и только на Патраковском месторождении продуктивны песчаники ниже-верхневизейского НГК (таблица 2.1). Эта ситуация обусловлена сравнительно незначительной толщиной осадочного чехла данного района за счет сокращения отложений нижнего и частично среднего палеозоя. Второй особенностью зоны является широкое развитие надвиговых дислокаций, в связи с чем большинство традиционных выявленных ловушек данной зоны имеет тектоническое ограничение.

Анализ распределения открытых запасов газа в Курьинско-Патраковской НГР показывает, что 58 % их приурочено к терригенным отложениям артинского возраста, 37 % – к карбонатам каменноугольного и нижнепермского возраста, и 5 % к песчаникам бобриковского горизонта.

Газ месторождений Курьинско-Патраковского НГР, как правило, сухой, бессернистый, низкоазотный, низкоуглекислый, низкогелиеносный.

Залежи, учтенные госбалансом, пластовые и массивные, тектонически экранированные, реже литологически ограниченные (см. таблицу 2.1). Коллекторы верхневизейско-нижнепермского НГК порово-трещинные, представлены карбонатами, известняками и доломитами, пористыми и кавернозными с пористостью до 10 – 12 %. Коллекторы нижнепермского карбонатно-галогенно-терригенного НГК (P_{1ar2}) имеют очень сложное молассовое строение, представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Вышезалегающие сульфатно-галогенно-терригенные образования кунгурского яруса служат флюидоупором для залежей УВ.

Таблица 2.1 – Характеристика природных резервуаров месторождений Курьинско-Патраковского НГР (по работе [30])

Месторождение (год открытия)	Возраст продуктивных отложений	Характеристика залежи			Коллектор				Термобарические условия	
		Тип ловушки	Глубина залегания, м	Высота, м	Литология	Тип	Газонасыщенная толщина, м	Открытая пористость, доли ед.	$p_{пл}$, МПа (глубина замера, м)	$t_{пл}$, °С (глубина замера, м)
Курьинское (1960)	P_{1k}	Литологически ограниченная	584–680	96	Агриллиты, полимиктовые песчаники, алевролиты	Трещинно-поровый	12,0	0,045	6,5* (724)	14 (650)
	P_{1ar}	Пластово-массивная тектонически экранированная	812–1531	719	Полимиктовые песчаники, алевролиты	Тонкопорово-трещинный	10,0	0,037	13,4 (960)	24,8 (960)
Рассохинское (1968)	P_{1ar}	Массивная, литологически экранированная	1130–1380	250	Полимиктовые песчаники, алевролиты	Тонкопорово-трещинный	136,5	0,0818	17,9 (1302)	48,5 (1880)
	$C_3+P_{1a}+P_{1s}+P_{1ar}$	Массивная сводовая, тектонически экранированная	1800–1950	150	Доломиты, известняки	Порово-трещинный	13,5	0,12	19,9 (1751)	47 (1880)
Патраковское (1978)	C_{1bb}	Пластовая, тектонически экранированная и литологически ограниченная	3300–3447	549	Кварцевые песчаники	Порово-трещинный	3,67	0,108	55,4 (3823)	82 (3823)
Анельское (1980)	$C_3+P_{1s}+P_{1ar}$	Пластовая, тектонически и литологически ограниченная	2010–2394	154	Известняки, доломиты	Трещинно-каверново-порный	34,52	0,10	24,0 (2223)	52 (2300)
Пачгинское (1969 – получен первый приток, 2016 – поставлено на баланс)	P_{1ar_2}	Пластово-массивные литологически ограниченные и тектонически экранированные (три залежи)	1404–1667**	133–235,5	Кварцевые песчаники, алевролиты, трещинные аргиллиты	Трещинно-порный	8,5–22,2	0,09–0,11	22,0–23,0 (Н. д.)	33–42 (Н. д.)
	P_{1ar_1}	Массивная литологически и тектонически экранированная	2192	57	Известняки	Трещинно-каверново-порный	5,4	0,05	27,0 (Н. д.)	52 (Н. д.)
	P_{1s}	Массивные тектонически экранированные (две залежи)	2254–2413**	38,7–211,4	Известняки	Трещинно-каверново-порный	1,2–3,7	0,04–0,05	26,0–27,0 (Н. д.)	52–60 (Н. д.)

Примечание – Цветом выделены залежи, выявленные в отложениях терригенной молассы.
 *Замер пластового давления выполнен после четырехмесячного фонтанирования скважины.
 **Значения кровли по блокам.

Нижнепермский комплекс вскрыт всеми скважинами, пробуренными на исследуемой территории. Основываясь на данных замеров устьевых и пластовых давлений в скважинах в статических условиях и учитывая высокую трещиноватость пород, выявленные на месторождениях газовые залежи в верхнеартинских отложениях рассматриваются как массивные, а по чередованию в разрезе пластов и пачек, обладающих резко различными коллекторскими свойствами, как многопластово-сводовые с тонкопорово-трещинным коллектором и газонапорным режимом [49].

Ниже приведено более подробное описание залежей терригенной молассы по данным отчетов [67, 13, 49].

Литологически ограниченная залежь газа в терригенных артинских отложениях на Курьинском месторождении приурочена к приподнятому блоку Курьинской складки. Залежь характеризуется сложным тектоническим строением, имеет тектоническое ограничение на западе, представленное Курьинским надвигом (рисунок 2.12). Притоки газа из верхнеартинской терригенной толщи при опробовании получены в большинстве скважин (скв. 1, 2, 4, 5, 14, 15, 16, 19, 31, 599), расположенных в своде Курьинской структуры. Максимальный дебит получен в скв. 2, пробуренной в зоне тектонического нарушения, дебит газа из инт. 830 – 1662,7 м составил 110 тыс. м³/сут при депрессии на пласт 3,4 МПа и 165,7 тыс. м³/сут – свободный. В других скважинах дебиты газа изменяются от 0,987 (скв. 31) до 37,8 (скв. 16) тыс. м³/сут при значительных (до 10,8 МПа) депрессиях на пласт, что свидетельствует о низких ФЕС газонасыщенных пород. Пластовое давление в скв. 2 на глубине 845 м (абс. отм. минус 660 м) составляет 13,0 МПа, а среднее пластовое давление, приведенное к плоскости с абсолютной отметкой минус 960 м, составляет 13,4 МПа, т.е. выше гидростатического. Пластовая температура на отметке минус 960 м составляет 24,8 °С. Газ метанового состава, низкоазотный, низкоуглекислый, с некондиционным содержанием гелия. Газ содержит незначительное количество конденсата (30 см³/м³). Плотность газа 0,741 кг/м³.

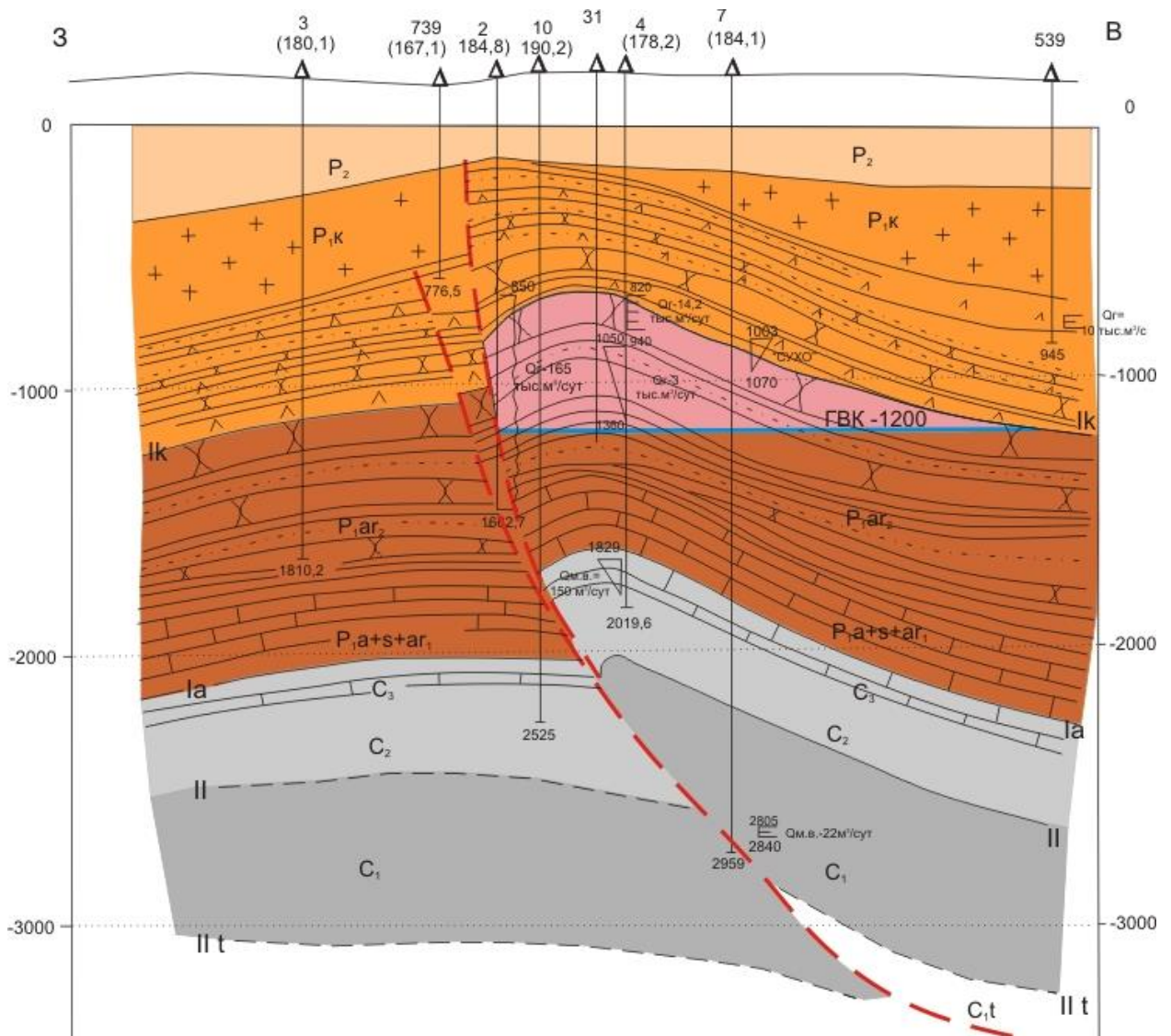


Рисунок 2.12 – Курьинское газовое месторождение. Геологический разрез залежи верхнеартинских отложений по линии с/п 809-01
(по материалам работы [50])

На Рассохинском месторождении газовая залежь в терригенных верхнеартинских отложениях подтверждена скв. 61-Рассохинская, пробуренной в южной части структуры. При испытании инт. 1220,3 – 1410 м получен приток газа дебитом 33,2 тыс. м³/сут (диаметр диафрагмы 5,5 мм). Газопроявления наблюдались в скв. 54, 58 и 59-Рассохинские. В скв. 56, 57 и 732 в сводовой части структуры опробование верхнеартинских отложений не производилось. За принятым контуром газоносности в скв. 721 при вскрытии верхнеартинских отложений в инт. 1040 – 1301 м наблюдалось разгазирование керна. Пластовое

давление составляет 17,9 МПа, пластовая температура +48,5 °С (см. таблицу 2.1). По составу газ метановый, с повышенным содержанием азота, сероводород отсутствует. Содержание стабильного конденсата варьирует от 45 до 63 см³/м³.

На Пачгинском месторождении в верхнеартинских отложениях выявлены три залежи газа – в районе скв. 22 и 24, в районе скв. 3 и 21 и в районе скв. 1. Месторождение открыто в результате испытания скв. 22, пробуренной в своде северного купола. В скв. 1, 21, 24 также были получены промышленные притоки газа. В скв. 3, несмотря на проведенный гидроразрыв пласта (ГРП), промышленных притоков не получено: в результате испытаний аппаратурой MDT (пластоиспытатель на трубах) проведено несколько точечных замеров и лишь в интервале глубин 1634,3 – 1635,3 м получен приток газа с буровым раствором. Проведенный после окончания бурения ГРП в инт. 1620 – 1656 м показал наличие притока газа на 6-мм штуцере дебитом 0,3 тыс. м³/сут. В остальных скв. 23, 25, 26, все опробованные объекты в терригенных верхнеартинских отложениях оказались «сухими».

Основные утвержденные запасы газа сосредоточены в поровых коллекторах с пористостью до 12 %, эффективная мощность в полной мере не изучена ни на одной из залежей. Трещины обладают ограниченной емкостью и наибольшей раскрытостью, по-видимому, выступают в качестве основных проводящих каналов, обеспечивающих взаимосвязь отдельных участков залежи и поступления газа из пор (т.е. матрицы) к забоям скважин [16], [17].

Газоводяные контакты (ГВК) залежей не установлены, так как опробованием из верхнеартинской толщи притоков воды не получено, что объясняется тем фактором, что породы верхнеартинской толщи практически непроницаемы для воды. Трещиноватость пород, обусловленная тектоническими процессами, способствует эмиграции и накоплению газа из одновозрастных генерирующих пород верхнеартинской терригенной толщи.

В большинстве скважин Курьинско-Патраковского НГР в процессе бурения отмечались газопроявления различной интенсивности, которые, как правило, начинались сразу после вскрытия скважинами кровли артинских отложений

и продолжались при бурении по всему разрезу. Поэтому для предотвращения открытых газовых выбросов бурение производилось на глинистом растворе, утяжеленном баритом до плотности 1,4 – 1,5 г/см³, что приводило к кольматации пластов-коллекторов. Вследствие этого при опробовании перспективных интервалов во многих скважинах притоки УВ не были получены.

Активные газопроявления из верхнеартинских терригенных отложений в виде выбросов промывочной жидкости и газовых фонтанов при бурении скважин Курьинской ЗГН отмечены на Курьинской структуре (скв. 1, 2, 4, 5, 9, 10, 19, 599-Курьинские), а также в скв. 58, 59-Рассохинские, в скв. 22, 734-Пачгинские, 574-Патраковская, 586-Анельская (см. рисунок 2.11). При последующем испытании верхнеартинских отложений в большинстве данных скважин получены притоки газа дебитами от незначительных (2 – 3 тыс. м³/сут) до 110 – 133,2 тыс. м³/сут (скв. 2-Курьинская и 22-Пачгинская соответственно).

Менее значительные газопроявления в виде разгазирования бурового раствора, газирования керна или запаха бензина в керне отмечались в скв. 3, 5, 6, 8, 12, 14, 15, 16, 19-Курьинские, 57, 61, 721-Рассохинские, 21, 733-Пачгинские, 1-Луньвожпальская. При бурении последней газопроявления по газовому каротажу наблюдались при проходке верхнеартинских (2180 – 2120; 2080 – 1826; 1780 – 1730 м) и кунгурских (1656 – 1650; 1590 – 1575; 1223 – 1218; 1207 – 1200 м) отложений. Опробованием в открытом стволе инт. 1697,4 – 2736,9 м, соответствующего артинским и нижней части кунгурских отложений, получен слабый приток газа. Содержание в газе СН₄ – 71,5 %, С₂Н₆ – 11,3 %, С₃Н₈ – 8,9 %, С₄Н₁₀ – 6,1 %, С₅ – 2,2 %. При опробовании кунгурских отложений притока не получено.

В Патраковской перспективной ЗГН пока не открыто ни одного месторождения газа, связанного с нижнепермским карбонатно-галогенно-терригенным НГК, однако газопроявления из верхнеартинских отложений имели место как на площади их глубокого залегания под сульфатно-терригенной толщей кунгурского возраста, так и на площадях их выхода на дневную поверхность.

На площадях, относящихся к западной подзоне Патраковской ЗГН, где

верхнеартинские отложения перекрыты сульфатно-терригенными кунгурскими образованиями, интенсивные газопроявления и выбросы газа при бурении и опробовании скважин наблюдались в скв. 725-Пачгинская, 746-Восточно-Пачгинская (см. рисунок 2.11).

В скв. 725 при забое 885 м произошел мощный выброс газа с дальнейшим переливом воды с дебитом 500 л/мин, выносившим фрагменты горных пород диаметром до 7 см. Дебит газа по визуальной оценке составил 40 – 50 тыс. м³/сут. С целью испытания газопроявляющих отложений в 150 м к северу от скв. 725, пробурена скв. 733-Пачгинская. В процессе проводки скважины на глинистом растворе, утяжеленном баритом, отмечались газопроявления в виде разгазирования и выделения пузырьков газа из керна. Однако, вопреки ожиданиям, притока из опробованного инт. 790 – 925 м получено не было, вероятно, из-за кольматации трещин баритом.

В скв. 746 газопроявления начались при забое 707 м, а на глубине 736,4 м произошел выброс газа с дальнейшим переливом пресной воды. Газоводяной фонтан высотой 30 м был проявлен в течение 32 ч [53].

Несколько скважин пробурено в пределах восточной подзоны, все вскрыли артинские отложения на современном эрозионном срезе. Газопроявления различной интенсивности наблюдались при бурении скв. 726-Пачгинская, 747, 748-Восточно-Пачгинские (Большеандюгская пластина) и 734-Пачгинская (Патраковская пластина).

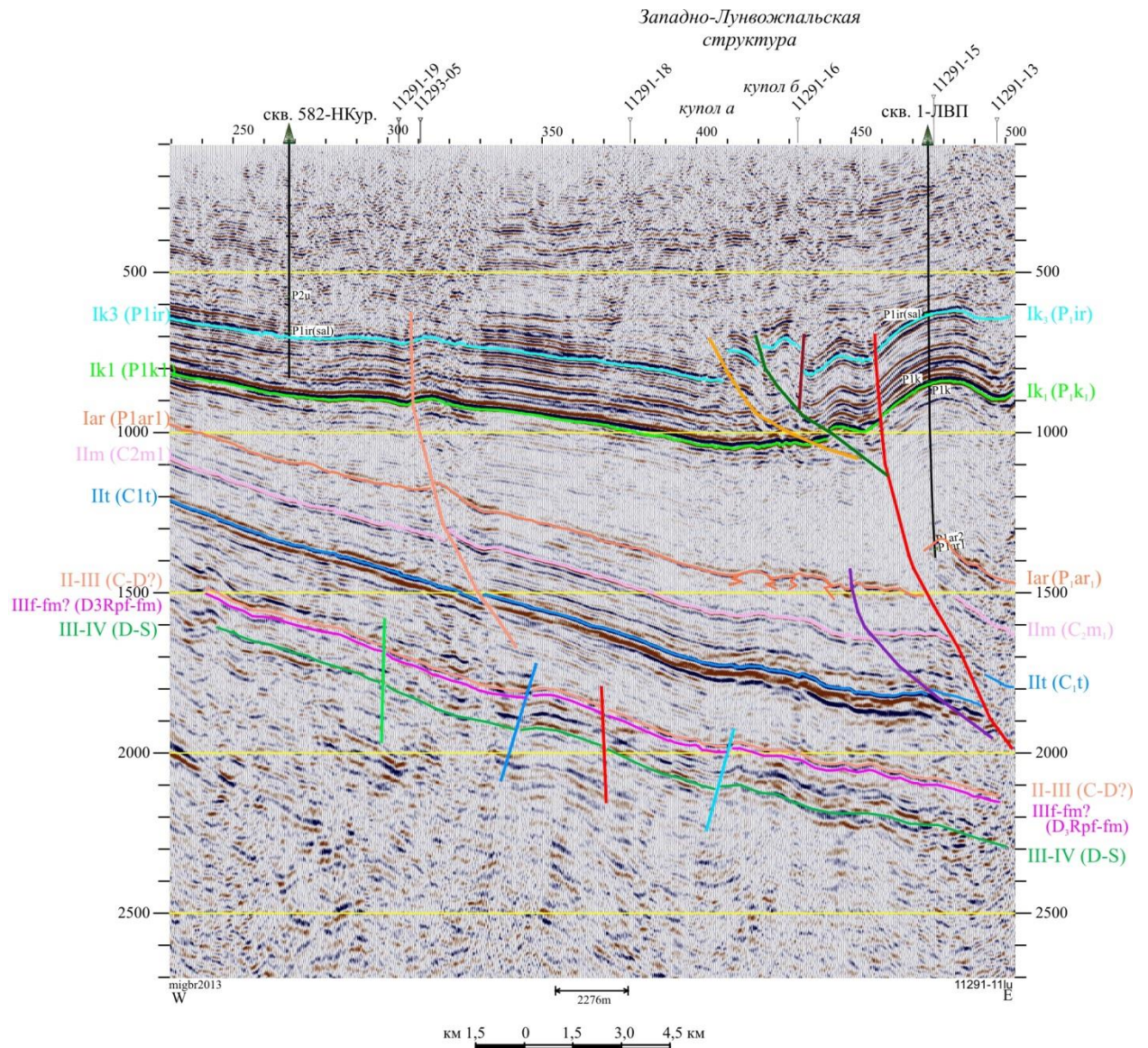
В скв. 726 в процессе бурения с глубины 630 м до забоя 1218,6 м наблюдалось разгазирование глинистого раствора и выделение пузырьков газа из керна. В инт. 846,5 – 920,0 м скважина вскрыла зону трещиноватости (разрывное нарушение?). При опробовании в открытом стволе свабированием инт. 374,2 – 1218,6 м получен газовый фонтан. Фонтанирование скважины свободным газом осуществлялось в течение 32 ч, затем произошел обвал ствола скважины. Газовой струей был поврежден анемометр, по визуальной оценке дебит газа составил более 10 тыс. м³ [13].

В скв. 748 на глубине 652,5 м произошло разгазирование раствора

и выплескивание его на высоту 0,5 м в течение 4 ч. При опробовании инт. 400,2 – 1002,0 м получен выброс раствора с газом, газирование в течение 15 мин и перелив пластовых вод.

В процессе бурения скв. 734 в инт. 513,4 – 517,4 и 601,5 – 605,5 м наблюдалось разгазирование глинистого раствора и выделение пузырьков газа из керна. С глубины 1183,7 м началось частичное поглощение промывочной жидкости, превратившееся затем в полное, и при глубине 1186,1 м последовал выброс газа с глинистым раствором на высоту 30 м. Фонтанирование «сухим» газом происходило на высоту 4 м в течение 6 дней.

Таким образом, обильные газопроявления и притоки газа получены в большинстве пробуренных в данном районе структурно-поисковых скважинах, в основном в 1960-е гг. без проведения работ по интенсификации притока. Отсутствие возможности эмиграции газа из газоматеринской толщи, вследствие низкой пористости песчаников и литологического выклинивания в западном направлении, в сторону платформы (рисунок 2.13), обусловило накопление его непосредственно в самой толще. В соответствии с этим резервуар не содержит воду и имеет высокий этаж газоносности (рисунок 2.14). Необходимо отметить, что оценка запасов газа Курьинского месторождения разными авторами [67], [50], [9] давала очень различные величины: от 0,84 до 95 млрд м³. Это связано, в основном, с различной оценкой ФЕС коллекторов и принятием положения ГВК (от минус 850 до минус 1200 м).



Условные обозначения:

- тектонические нарушения;

- область аномальной сейсмической записи, предположительно связанная с органогенными постройками раннепермского возраста

св. 1



- скважина

Отражающие горизонты:

Ik3 (P1ir) - подошва галогенной толщи в верхней части кунгурских отложений;

Ik1 (P1k) - подошва кунгурских отложений;

Iar (P1ar1) - кровля нижнеартинских карбонатных отложений;

IIm (C,m) - кровля нижнемосковских отложений;

IIt (C,t) - кровля турнейских отложений;

II-III (C-D?) - граница каменноугольных и девонских отложений;

III-IV (D-S) - кровля силурийских отложений;

III-fm? (D,Rpf-fm) - репер в франско-фаменских отложениях;

Рисунок 2.13 – Временной разрез южной части Верхнепечорской впадины, иллюстрирующий строение верхнеартинской молассы (по материалам работы [30])

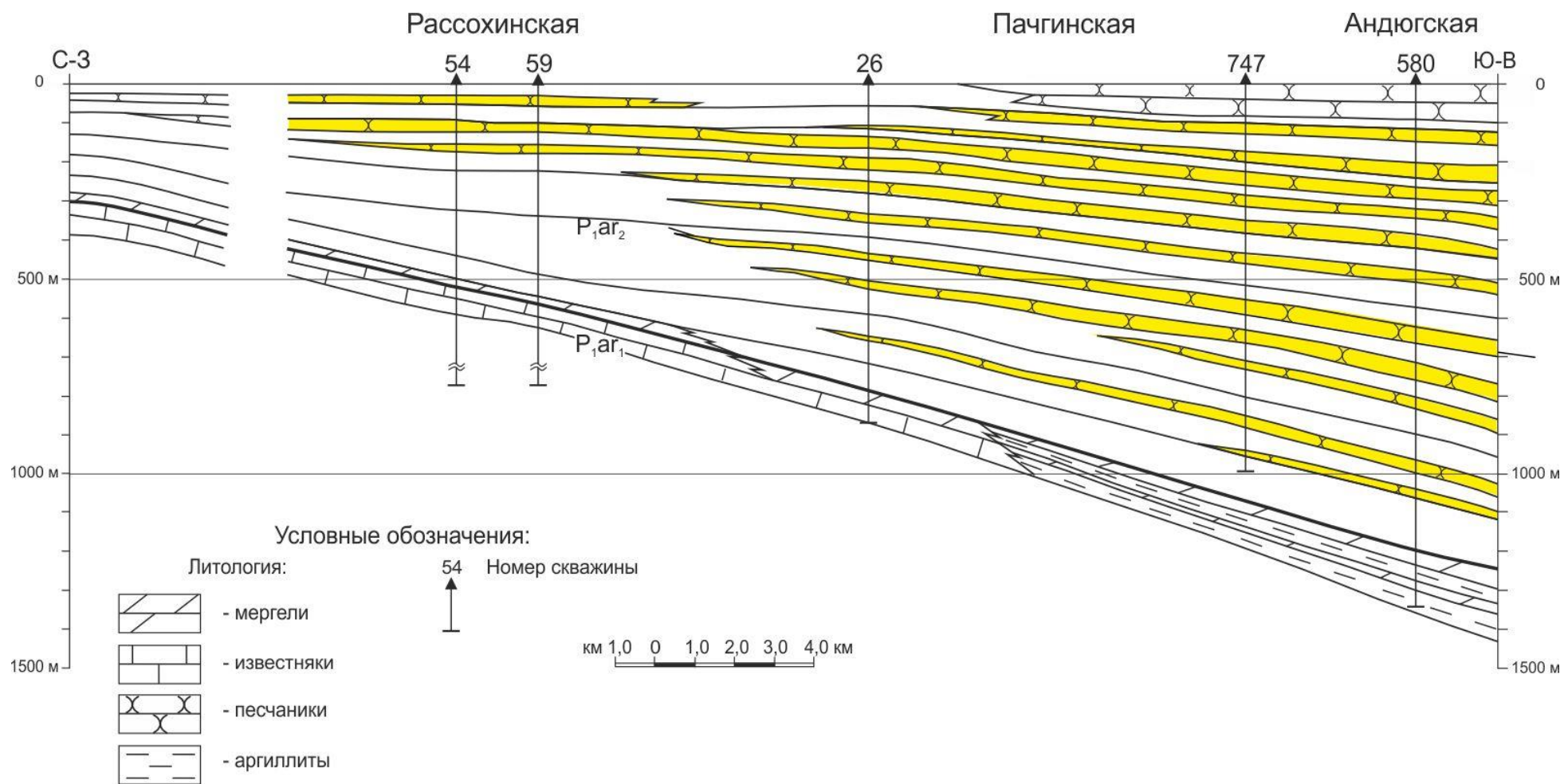


Рисунок 2.14 – Принципиальная схема строения верхнеартинской молассы юга Верхнепечорской впадины (по материалам работы [16])

3. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В НИЖНЕПЕРМСКОМ ТЕРРИГЕННОМ КОМПЛЕКСЕ

3.1. Условия формирования нижнепермского терригенного комплекса

Анализ условий формирования пород нижнепермского терригенного комплекса и разработка секвенс-стратиграфической модели верхнеуртинских отложений невозможны без понимания региональной палеогеографической ситуации, свойственной позднепалеозойской истории развития Западного Урала и прилегающих территорий. Последняя определялась взаимоотношением разрастающегося горного хребта на месте современного Урала и расположенного к западу от него морского бассейна, разместившегося в предгорном прогибе. Предполагаемые механизмы заполнения этого бассейна в позднем арте реализованы в нескольких существующих на сегодняшний день формационных схемах. Так, В.А. Дедеев с соавторами [73] относят верхнеуртинские обломочные отложения к нижней молассе (патраковская и анельская свиты), представленной в нижней части темно-серыми аргиллитами с прослоями мергелей, глинистых известняков и алевролитов, а выше – переслаиванием серых и темно-серых полимиктовых песчаников, алевролитов и аргиллитов общей мощностью до 1000 м. По их мнению, формировалась эта формация в прибрежно-морских условиях.

Н.А. Малышев [40] считает, что верхнеуртинско-верхнепермский интервал разреза, отвечающий сероцветной полимиктовой терригенной формации, в восточной части Предуральского краевого прогиба – это флиш, постепенно переходящий в нижнюю молассу общей мощностью до 2000 м.

С точки зрения «уральских» геологов [42, 65, 81], нижнепермские (а зачастую и более древние) обломочные отложения впадин Предуральского краевого прогиба (в том числе и восточной части ВПВ) представляют собой классические глубоководные образования, выделяемые как флишевая формация.

Близкой точки зрения придерживается и В.А. Салдин [69], по крайней мере, для нижней части разреза верхнего арта, которая на Курьинско-Патраковском

сегменте впадины представлена почти 250-м толщей «чистых» глин и глинистых известняков (мергелей).

В научной геологической литературе флиш определяется как мощная, до сотен метров, серия морских осадочных отложений, накапливавшихся в глубоководных условиях. Образование флишевых формаций непосредственно связано с ранней фазой орогенеза и формированием предгорных краевых прогибов. Они характеризуются чередованием нескольких литологических разновидностей пород, образующих закономерные сочетания – простые ритмы, размер частиц в которых постепенно уменьшается снизу вверх, создавая градационную слоистость.

Седиментация флишевых толщ обязана гравитационному масс-переносу в виде зернистых и (или) турбидитовых потоков. Они образовывали масштабные аккумулятивные тела – конусы выноса, удаленные части которых достигали западной части краевого прогиба, частично заполняя существовавший в его пределах глубоководный бассейн. Устойчивое положение источников сноса и активно прогибающийся глубоководный бассейн привели к накоплению огромных масс обломочного материала, формирующих в разрезе гигантскую «чечевицу» [42]. Архитектура и внутреннее наполнение этого тела иллюстрирует распространение различных по гранулометрии осадков в его проксимальной, центральной и дистальной частях, обеспеченное системой конусов выноса (рисунок 3.1).

На жизнедеятельность гравитационных потоков существенное влияние оказывали вариации относительного уровня моря (ОУМ), поскольку именно они контролировали изменения базиса эрозии и определяли интенсивность выноса обломочного материала в глубоководный бассейн, что позволяет использовать поведение вертикальных фациальных переходов в качестве основного фактора прогноза структуры разрабатываемых моделей осадочных секвенций.

По мнению Г.А. Мизенса [43], к артинскому веку глубоководные условия установились на территории всего прогиба, включая и Верхнепечорскую впадину, и существовали почти до конца ранней перми. В ее южной части, в пределах

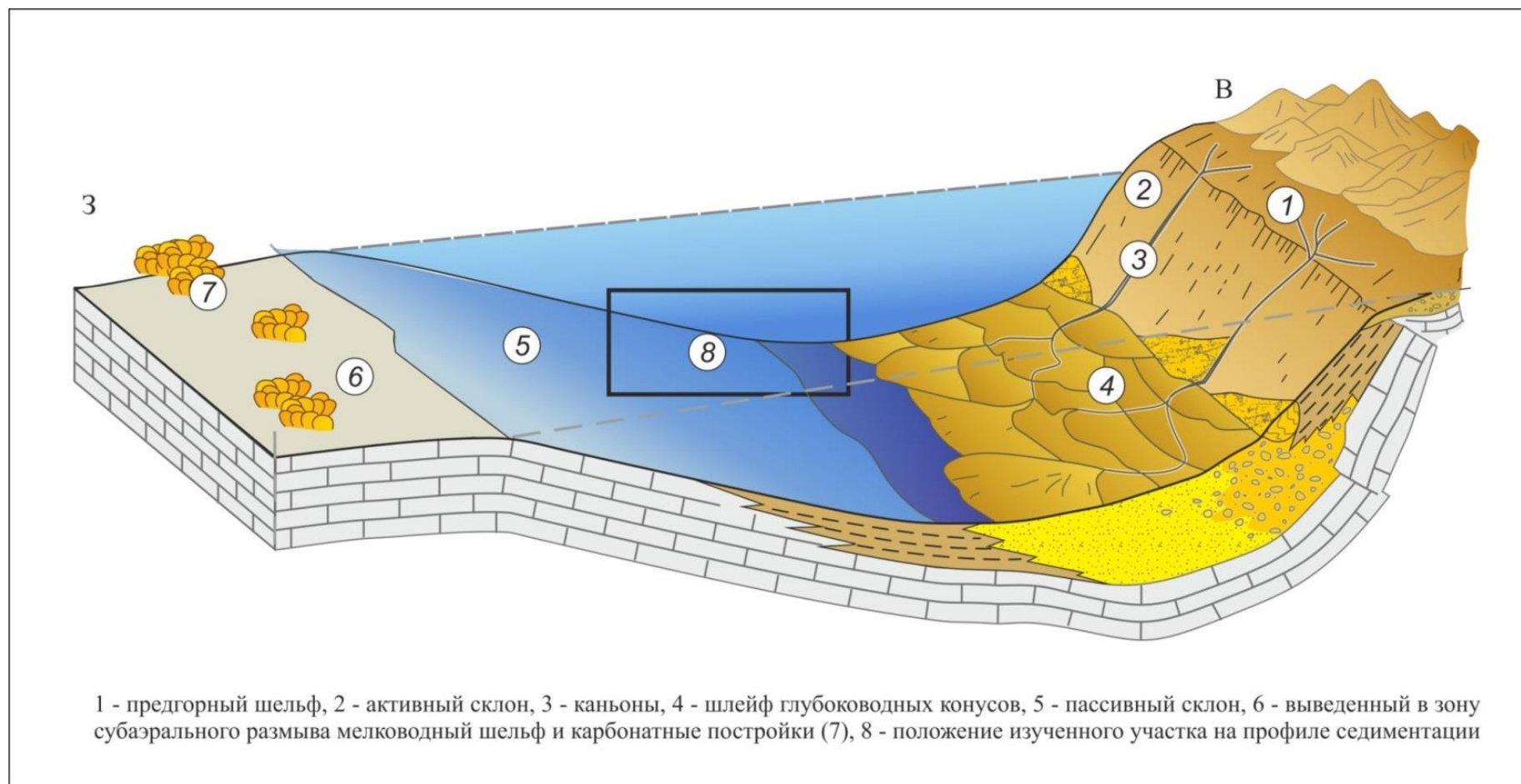


Рисунок 3.1 – Схематический профиль бассейна осадконакопления в Верхнепечорской впадине Предуралья в позднем арте, во время падения ОУМ и формирования флишевой формации [42], с изменениями и дополнениями

Курьинско-Патраковского сегмента, во второй половине позднеартинского времени флишевая формация сменилась шлировой, выделяемой как нижняя моласса. Лишь в кунгурский век скорость прогибания замедлилась, что вызвало расширение площади прогиба и значительное обмеление существовавшего в его пределах морского бассейна. Обломочная седиментация при этом сохранилась только на востоке, на запад она сменилась эвапоритовой.

В средней – поздней перми и в раннем триасе прогиб продолжал расширяться и мелеть, морская и прибрежно-морская среда осадконакопления сменилась континентальной; в это время основные области седиментации обломочного и глинистого материала были связаны с аллювиальными равнинами. В разрезе Верхнепечорской впадины – это чередующиеся красноцветные и сероцветные свиты и пачки, севернее преобладают сероцветные отложения с прослоями и пачками каменных углей.

Предуральский прогиб в течение всего времени существования последовательно смещался в сторону платформы. Смещение было относительно небольшим на ранних стадиях и усилилось в конце ранней перми, с началом осаднения моласс. Восточный борт прогиба при этом вовлекался в складчатость, становился частью западного склона Урала и подвергался активной денудации. Фации этого борта бассейна в современной структуре практически нигде не сохранились [43].

Подобный сценарий развития бассейна осадконакопления в пермско-раннетриасовое время позволяет выделить в разрезе верхнеартинско-триасовую секвенцию II порядка, время формирования которой составляет около 60 млн лет (рисунок 3.2). Ее нижняя граница соотносится с так называемым «предкунгурским» перерывом в осадконакоплении, пришедшимся, как показал хроностратиграфический анализ верхнепалеозойско-мезозойских отложений Печорской плиты и Предуральского краевого прогиба, на иргинское время [66]. Крупное падение ОУМ привело к осушению практически всей области раннеартинской мелководной седиментации, и на фоне активного роста поднятий во фронтальной части формирующегося предгорного прогиба спровоцировало интенсивный «сброс» обломочного материала в виде подводных конусов выноса.

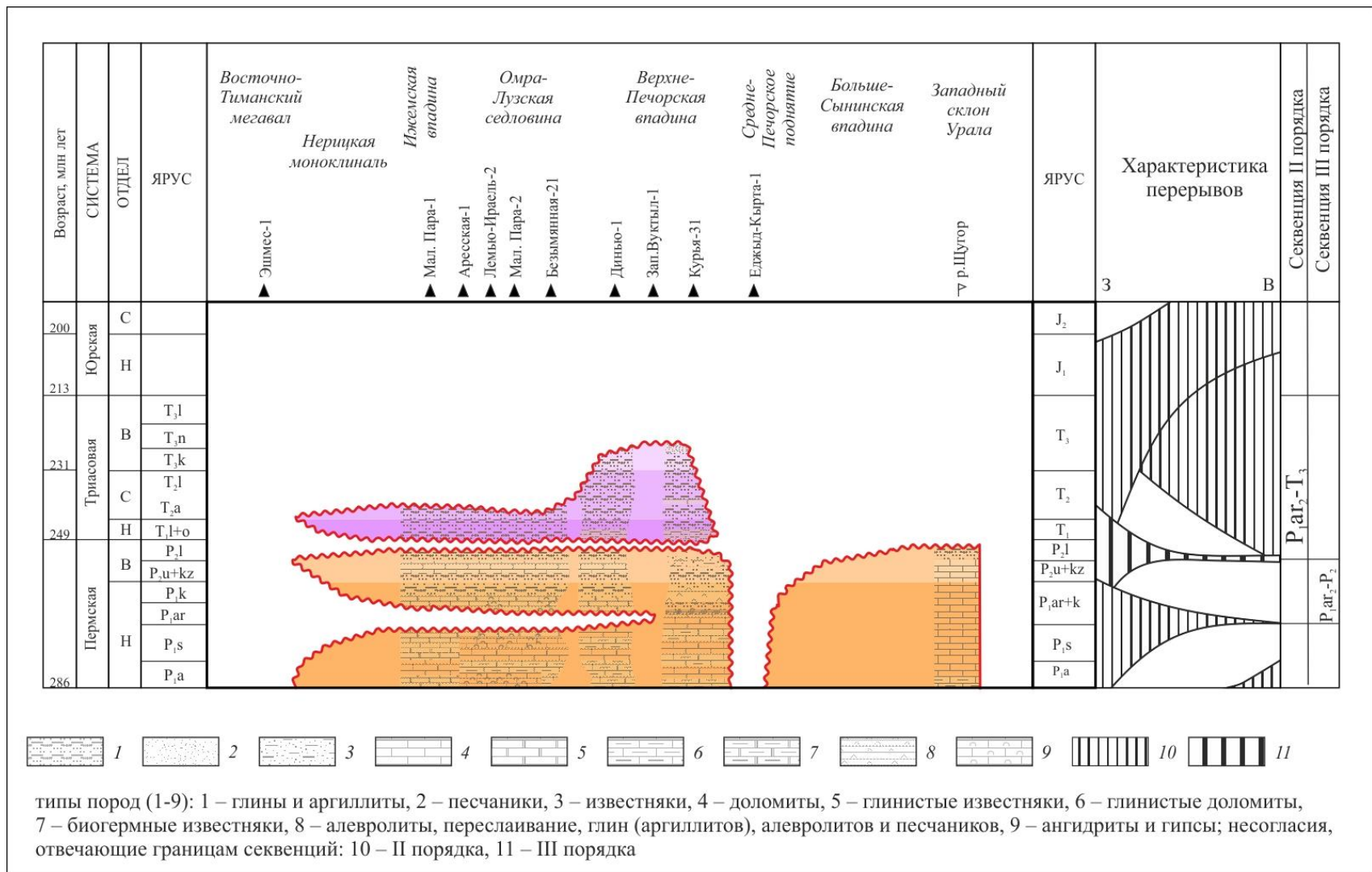


Рисунок 3.2 – Хроностратиграфический разрез верхнепалеозойско-мезозойских отложений Тимано-Печорского бассейна ([66], с изменениями и дополнениями)

Существование таких конусов доказано, к примеру, на р. Кожым (песчаниковая подсвета косьинской свиты [42]), р. Печоре (кирпичкыртинская свита [69]).

Вероятно, аналогичные по возрасту и литологическому наполнению конусы выноса транспортировали обломочный материал в глубоководный бассейн, существовавший в позднем арте на юго-востоке Верхнепечорской впадины. На это указывает непрерывность распространения флишевого комплекса с юга на север – от разрезов Южного Урала до Пай-Хоя (рисунок 3.3).

В секвенции II порядка глубоководные конусы выноса и сопутствующие им отложения, возраст которых определяется как иргинско-саргинский, наиболее характерны для нижних системных трактов (падения – FSST и низкого стояния – LST) секвенции II порядка, верхнеартинские и кунгурские – относятся к трансгрессивному, а верхнекунгурско-триасовые – к верхнему системному тракту [66].

Нижняя часть этой секвенции – верхнеартинско-верхнепермская может быть выделена как секвенция III порядка, верхняя граница которой соотносится с предтриасовым несогласием.

Для определения положения верхнеартинских отложений в структуре секвенции III порядка для Курьино-Патраковского сегмента ВПВ были пересмотрены имеющиеся описания керн, а также результаты литологической интерпретации данных ГИС и сделана попытка диагностики в разрезе основных хроностратиграфических поверхностей – границ секвенций, трансгрессивных поверхностей и поверхностей максимального затопления, фиксирующих смену условий накопления, регулируемых изменениями ОУМ. Однако следует подчеркнуть, что в большинстве случаев в разрезах скважин эти границы проведены условно, поскольку для их обоснования необходимо создание сбалансированных вертикальных и латеральных последовательностей фаций, что невозможно сделать на основе скудного фактического материала.

Верхнеартинские отложения Курьино-Патраковского сегмента ВПВ слагают мощную, в значительной степени однообразную толщу терригенных отложений – переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с редкими прослоями карбонатных пород.

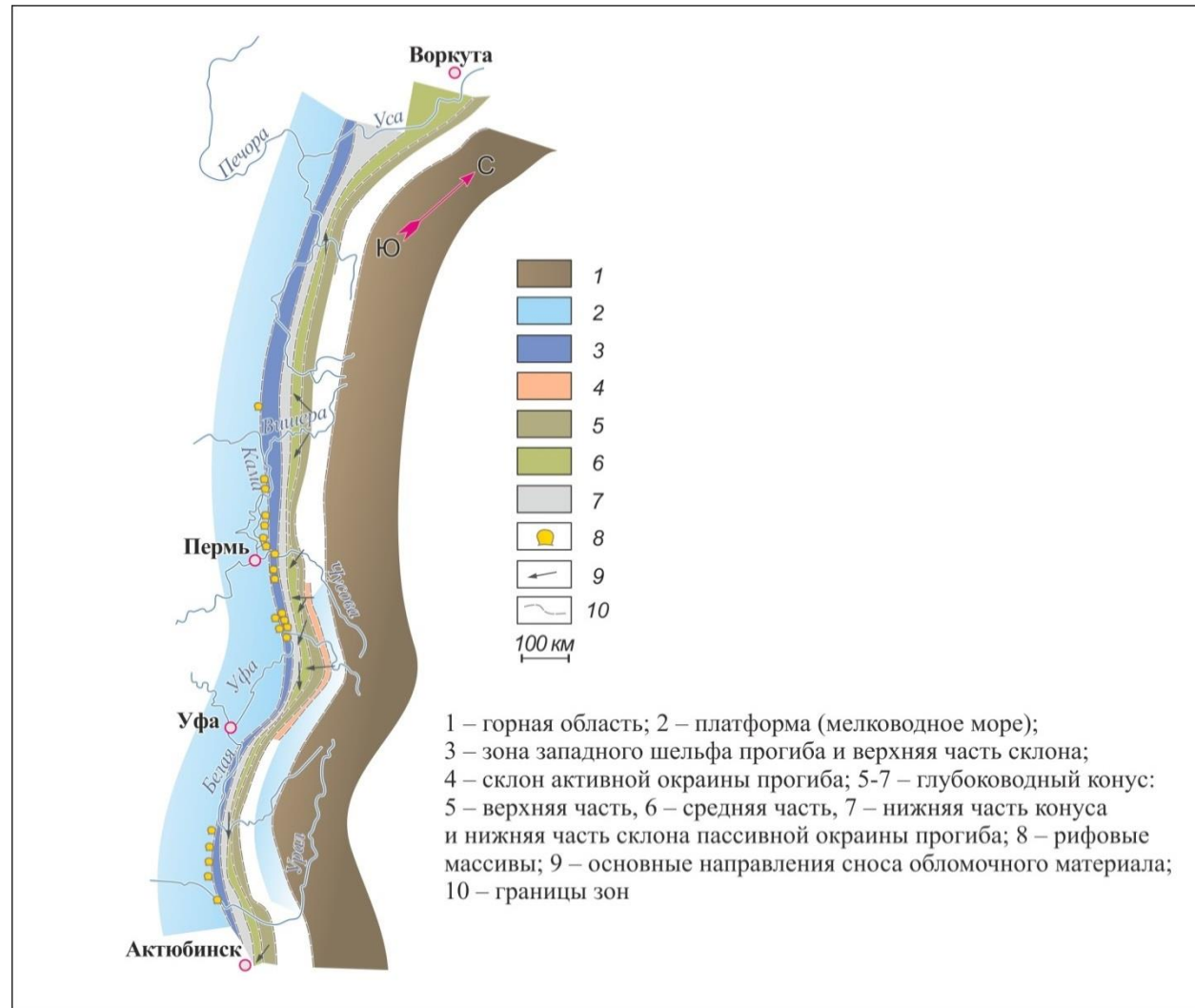


Рисунок 3.3 – Схематическая палеогеографическая карта Западного Урала для позднеартинского времени [42]

Аргиллиты темно-серые и черные неравномерно-алевритистые (с переходами в алевролиты), известковистые с обилием углефицированных и пиритизированных растительных остатков с фауной аммоноидей, брахиопод, пелеципод, криноидей, горизонтально- и волнистослоистые, с прослоями известняков темно-серых, микро-тонкокристаллических глинистых. Песчаники тонко-, среднезернистые, редко более грубозернистые, темно-серые с зеленоватым оттенком полимиктовые с преобладанием кварца, глинистые, известковистые, горизонтально- и косослоистые. Алевролиты темно-серые, полимиктовые, известковистые, глинистые и песчанистые. Характерно тонкое переслаивание литологических разностей с постепенными переходами.

В целом монотонная терригенная толща, к особенностям которой относятся наличие большого количества углефицированных растительных остатков и высокая карбонатность пород, характеризуется увеличением доли терригенных образований вверх по разрезу. По этому критерию ее часто представляют в составе патраковской, нижней более глинистой, и анельской алевролитово-песчаной свит, с более дробным делением на литологические пачки [17], [67].

Мощность верхнеартинских отложений увеличивается с запада на восток и с севера на юг. В северной половине площади зафиксировано возрастание мощности на широте Северо-Курьинской и Луньвожпальской структур – от 446 м в скв. 1-Северо-Курьинская до 836 м в скв. 1-Луньвожпальская, на широте Рассохинской и Пачгинской структур – от 494 – 540 м (скв. 56 – 60-Рассохинские) до 767 – 819 м (скв. скв. 23 – 22-Пачгинские), в скв. 580-Андюгская мощность терригенного артинского разреза превышает 1400 м. В южной половине площади мощность верхнеартинских отложений от 670 – 770 м (скв. 31 – 14-Курьинские) на Курьинской структуре возрастает до 944 м в скв. 5-Патраковская и превышает 1 км в скв. 2-Патраковская в строении Патраковского аллохтона [30].

Строение разреза верхнего арта по выделенным литологическим пачкам с учетом их возможного генезиса и влияния на распределение осадков

различного гранулометрического состава изменений ОУМ показано на рисунке 3.4.

В основании верхнеартинского разреза в большинстве скважин Курьино-Патраковского сегмента ВПВ встречается глинисто-карбонатный («буферный») пласт мощностью 8 – 10 м, залегающий на известняках бурцевского горизонта нижнего арта. Генетическая принадлежность этого глинисто-мергельного пласта не вполне ясна. Однако его устойчивое положение между карбонатными формациями и флишем по всему Западному Уралу позволяет предполагать, что накапливались эти глинисто-карбонатные осадки на пассивном западном склоне одновременно с формированием флиша соответствующего временного интервала. Последовательное смещение прогиба на запад приводило к тому, что поздний флиш перекрывал уже отложенную глинистую (глинисто-карбонатную) пачку [42].

Применяя этот вывод к рассматриваемым отложениям верхнего арта, можно предположить, что перекрывающая «буферный» комплекс мощная толща аргиллитов, переслаивающихся в соотношении 1:10 (и более) с алевролитами и мергелями, представляет собой полигенную ассоциацию отложений дистальных частей иргинско-саргинских глубоководных конусов выноса, пассивного склона прогиба и фоновых осадков.

Керном эта часть разреза практически не охарактеризована, но по имеющимся описаниям в ней (пачки I – III) преобладают темно-серые до черных в различной степени известковистые аргиллиты, отчетливо либо неявно-горизонтально-слоистые, местами «мусорные» за счет присутствия обломков алевролитовой размерности, с маломощными прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников, с обугленным растительным детритом, с обломками раковин брахиопод и гастропод, члеников криноидей, спикулами губок, обрывками аммонитов. Среди аргиллитов встречаются прослои (до 0,5 м) темно-серых микрокристаллических и пелитоморфных глинистых и битуминозных известняков с отпечатками брахиопод, члениками криноидей и скоплениями спикул губок.

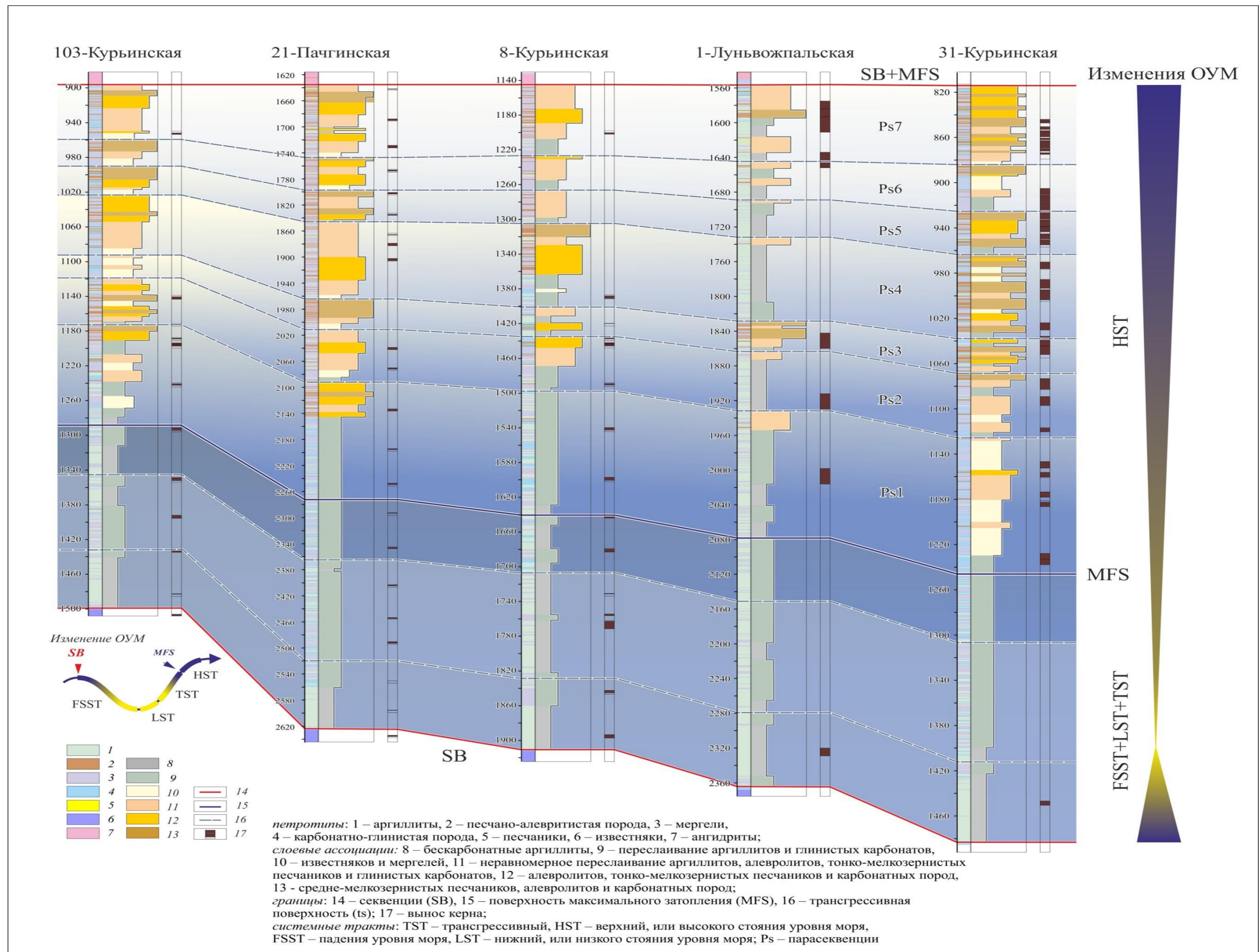


Рисунок 3.4 – Секвенс-стратиграфическая модель нижнепермских отложений по линии скв. 103-Курьинская, 21-Пачгинская, 8-Курьинская, 1-Луньвожпальская, 31-Курьинская [25]

По мнению ряда исследователей ([72] и др.), слоистые глины с тонкими прослойками алеврита либо осаждаются из суспензионного облака нетурбулентной природы, либо представляют собой хвостовую (дистальную) часть турбидного потока низкой плотности. Остатки мелководной бентосной фауны, содержащиеся в этой породе, свидетельствуют, что поток начал движение еще на шельфе [42].

Достаточно условно эта часть разреза верхнего арта может быть соотнесена с трактами падения и низкого стояния ОУМ. В этом случае, нижняя граница секвенции III порядка в разрезах Курьино-Патраковского сегмента ВПВ будет коррелятивной границей «предкунгурского» несогласия в разрезах Печорской плиты.

Вверх по разрезу (пачка IV) практически во всех скважинных данных фиксируется увеличение обломочной примеси как алевритовой, так и песчаной размерности. Среди песчаников появляются среднезернистые разности, мощность их прослоев увеличивается до 1 м.

Такая смена изменения литологического состава обломочных осадков, вероятно, свидетельствует об изменении режима седиментации, вызванного ростом ОУМ. Это событие спровоцировало трансформацию глубоководного конуса выноса в дельтовый, поскольку, как падение уровня моря приводило к усилению сброса грубообломочного материала в глубоководную часть бассейна, так и его повышение – к перемещению области грубообломочной седиментации в прибрежную зону. По мнению В. Стоу [59, 72], по мощности дельтового конуса выноса можно приблизительно оценить глубину турбидитового бассейна. Дельтовый конус, продвигаясь вперед, быстро заполнял прогиб и, следовательно, его мощность, с учетом минимально возможного двукратного уплотнения, может отражать глубину. Для верхнего арта ВПВ эта цифра способна достичь 1000 – 1500 м [42].

Классический пример бассейна с флишевым осадконакоплением во второй половине артинского века, который заполнялся дельтовым конусом, – разрез р. Кожым [3, 43]. Здесь в разрезе отображено, как в результате проградации флиш сменяется сначала морской нижней (шлировой), потом паралической

угленосной верхней молассой. При этом в структуре нижнемолассового комплекса диагностируются главным образом глинистые продельтовые отложения, сменяемые вверх по разрезу песчаниками фронта дельты.

Вероятно, близкая седиментационная ситуация была характерна и для исследуемого района ВПВ.

Отличить типичный флиш (особенно в его дистальной части) от нижней молассы практически невозможно. Так, С.И. Романовский пишет, что «...хотя отложения морской молассы и имеют самостоятельное литологическое и формационное значение, но с позиций механизма циклогенеза они ничем не отличаются от типичного флиша. И те и другие в седиментологическом отношении представляют собой типичные турбидиты» [68].

Поэтому определить границу смены флишевой седиментации продельтовой с выделением трансгрессивного системного тракта в изучаемом разрезе практически невозможно. Последовательное «огрубление» осадочного материала (пачки V – VII) отражает проявления нормальной регрессии, что совершенно не характерно для этого тракта, в «классическом» виде представленном ретроградационным комплексом осадков. Вероятно, такое несоответствие может быть обусловлено активной деятельностью дельтовой системы, транспортирующей огромные массы обломочного материала, способной компенсировать растущее пространство аккомодации.

В этих условиях, несмотря на быстрый рост уровня моря, дельта проградирует на запад, заполняя глубоководный бассейн сначала преимущественно глинисто-карбонатным осадком, а затем и алевро-песчаным.

На принадлежность дельтового комплекса осадков к трансгрессивному системному тракту, в какой-то степени, указывает расширение областей позднеартинской седиментации в пределах Печорской синеклизы. В это время в ее северо-западных районах началось накопление терригенно-карбонатного материала со значительной долей алевритовой кварцевой примеси [66].

Поверхность максимального затопления в верхнеартинско-верхнепермской секвенции соотносится с подошвой кунгурских эвапоритов, образующих совместно с

верхнепермскими обломочными породами тракт высокого стояния.

Однако если рассмотреть ВПВ как элемент самостоятельного бассейна, развитого в пределах глубоководной области прогиба, то верхнеартинские отложения в ней могут отвечать самостоятельной секвенции IV порядка. Ее нижней границей является предпозднеартинское несогласие, рассмотренное ранее, а верхняя – совпадает с трансгрессивной поверхностью вышележащей секвенции того же порядка. В этом случае нижняя глинистая часть (пачки I – III) представляет собой полифациальный комплекс, сложенный, как уже отмечалось, отложениями иргинско-саргинских глубоководных конусов выноса, пассивного склона прогиба и фоновых осадков, объединяющих сразу три системных тракта – падения, низкого стояния и трансгрессивного. Тогда накопление глинистых осадков, приуроченных к основанию пачки III, отвечает «максимальной трансгрессии». Таким образом, подошва этих глин (аргиллитов) представляет собой поверхность максимального затопления, а вышележащие отложения – тракт высокого стояния.

В структуре тракта высокого стояния по поведению поверхностей затопления, отвечающих подошвам границ продельтового комплекса (либо фоновых преимущественно глинисто-карбонатных осадков), перекрывающим отложения дистальных частей фронта дельты(?), можно выделить несколько седиментационных циклитов, соотносимых с парасеквенциями(?). Их вертикальная смена с последовательным укрупнением обломочного материала в составе пород свидетельствует о проградационной направленности развития бассейна осадконакопления, вызванной проявлениями нормальной регрессии [25].

Начало накопления верхнеартинских прибрежных осадков на Печорской плите определялось, вероятнее всего, трансгрессией с севера, где уже в ассельский век располагалась достаточно глубоководная область седиментации (морфологический аналог сезымской впадины), по бортам которой активно росли карбонатные постройки. В предпозднеартинское время они также вышли на поверхность [48], а верхний арт в зонах их развития имеет, как и для ВПВ, проградационное строение, т.е. также относится к верхнему системному тракту соответствующей секвенции.

3.2. Закономерности формирования и распределения коллекторов в нижнепермском терригенном комплексе южной части Верхнепечорской впадины

Факторы, влияющие на коллекторские свойства пород, закладываются как в период осадконакопления (седиментогенеза), так и в процессе катагенеза. В зависимости от величины отсортированности и окатанности обломков породы имеют различные размеры поровых каналов, что и определяет, в основном, фильтрационные свойства коллектора (так, с увеличением размеров обломков проницаемость пород может возрастать, хотя пористость может уменьшаться). Увеличение коэффициента сортировки обломочного материала приводит к ухудшению фильтрационных свойств породы, так как при этом более тонкий материал заполняет поры, уменьшая величину поровых каналов. Таким образом, емкостные и фильтрационные свойства песчаников определяются главным образом их текстурно-структурными особенностями.

На структуру порового пространства также существенное влияние оказывает тип, состав цемента и его содержание. Увеличение содержания карбонатного цемента приводит к снижению пористости и проницаемости, особенно это проявляется в мелкозернистых разностях, а при изменении типа цемента от пленочного до порового происходит снижение значений пористости и проницаемости [17]. Песчаники с порово-базальным карбонатным цементом, а также мелкозернистые плохо отсортированные песчаники, могут быть отнесены к поровым низкоемким коллекторам. Песчаники с базальным цементом кальцитового состава относятся к весьма низкоемким поровым коллекторам (пористость (K_p) и проницаемость ($K_{пр}$) меньше граничных значений ($K_p^{гран}$ и $K_{пр}^{гран}$)). Наличие более крупных пор объясняется развитием микротрещин и вторичной пористости растворения карбонатного цемента и растительных остатков по этим трещинам.

В рассматриваемом разрезе граничное значение пористости для коллекторов порового типа ($K_p^{гран} = 8,0 \%$) по керну было установлено по распределению образцов по K_p с разделением их на две выборки: одна выборка с $K_{пр} \geq K_{пр}^{гран}$, другая

– с $K_{пр} < K_{пр}^{гран}$. Граничное значение проницаемости $K_{пр}^{гран}$ было условно принято равным $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² как для большинства газовых залежей Тимано-Печорской провинции.

На основании имеющегося материала отложения рассматриваемой молассы верхнеартинского подъяруса по минералогическому составу и по структуре порового пространства относятся к категории «сложнопостроенных» [44]. Следует отметить, что на данной стадии изученности разрезов скважин ВПВ стандартным комплексом методов ГИС, выполненным на рассматриваемой территории, с использованием методики выделения коллекторов по граничным значениям $K_{п}$ и $K_{пл}$ (качественные признаки коллектора не формируются), возможно выделение коллекторов только I типа (преимущественно порового) и, с очень низкой долей вероятности, II типа (трещинных, кавернозно-трещинных низкоемких). Однако при выделении коллекторов первого типа по граничным значениям к коллекторам могут быть отнесены пласты III типа – весьма низкопроницаемые (нетрадиционные) с закрытыми порами, которые тоже имеют значения $K_{п} > K_{п}^{гран}$.

Таким образом, в соответствии с принятой классификацией по проницаемости для традиционных и нетрадиционных коллекторов (таблица 3.1) и разработанной моделью порового пространства в рассматриваемых отложениях по данным керна можно выделить две группы коллекторов: традиционные низкопроницаемые (от малопроницаемых до крайне низкопроницаемых) и нетрадиционные (предельно низкопроницаемые). Причем преобладают в разрезе последние.

На рисунках 3.5 – 3.7 приведено сопоставление пористости и проницаемости по данным керна.

Как следует из рисунков, связь между $K_{п}$ и $K_{пр}$ отсутствует полностью. Образцы с $K_{п} > 10\%$ и более могут быть практически непроницаемыми и, наоборот, низкоемкие образцы с $K_{п} < 5\%$ могут иметь $K_{пр} > K_{пр}^{гран}$ (до $7 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Таблица 3.1 – Классификация резервуаров газа в зависимости от проницаемости пород по данным керна ВПВ

Проницаемость, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Категория коллекторов	Количество образцов керна		Классификация США (газ)
		штук	% от всей	

			выборки	
>100	Обычные	-	0	Conventional Reservoirs (Традиционные резервуары)
50-100		-	0	
2-50	Малопроницаемые	23 / 4*	1,4 / 0,9**	
1,5-2,0	Низкой проницаемости	6 / 2*	0,4 / 0,4**	
1,0-1,5	Крайне низкой проницаемости	14 / 5*	0,9 / 1,1**	
0,1-1,0	Предельно низкой проницаемости	104 / 35*	5,7 / 7,9**	Unconventional Reservoirs (Нетрадиционные резервуары)
0,01-0,1		173 / 118*	11,2 / 26,5**	
0,001-0,01		186 / 107*	11,3 / 24,0**	
Непроницаемый		269 / 2*	16,4 / 0,4**	
Проницаемость не определена		866 / 172*	52,8 / 38,7**	

Примечание – Всего изучен 1641 образец, из них 445 образцов с трещинной проницаемостью.

*Количество образцов (штук) с трещинной проницаемостью.

** Количество образцов (% от всей выборки) с трещинной проницаемостью.

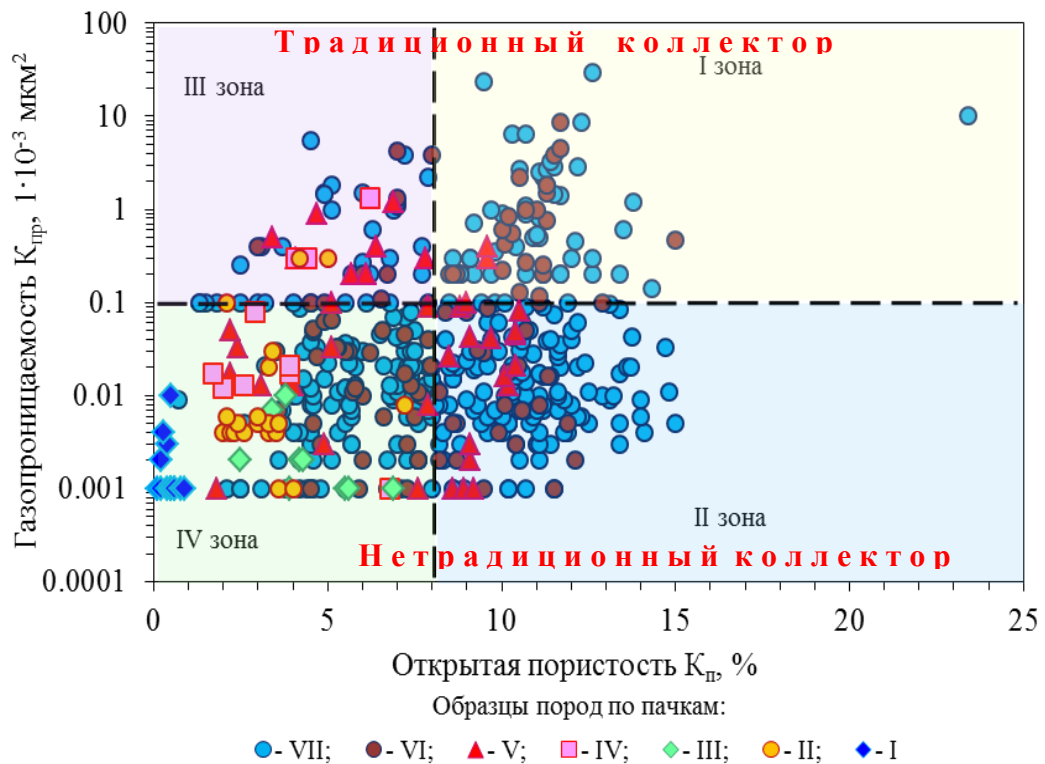


Рисунок 3.5 – Сопоставление газопроницаемости и открытой пористости терригенных пород отложений $P_{1a}r_2$ по пачкам [15]

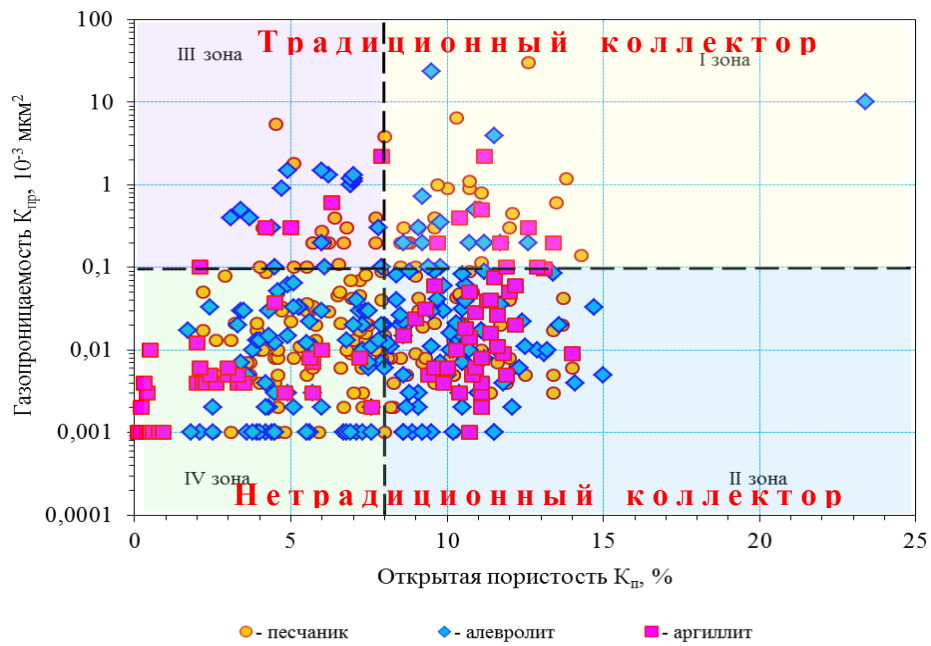


Рисунок 3.6 – Сопоставление газопроницаемости и открытой пористости терригенных пород отложений P_{1ar2} по литологии [15]

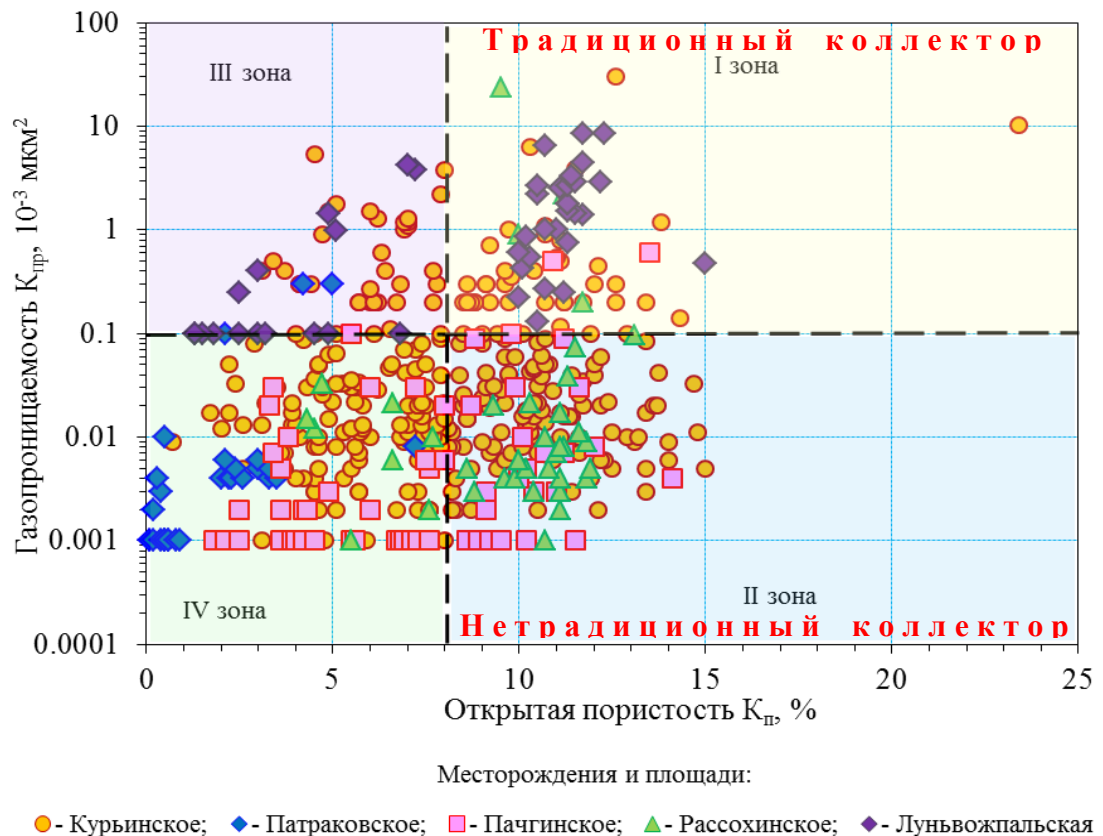


Рисунок 3.7 – Сопоставление газопроницаемости и открытой пористости терригенных пород отложений P_{1ar2} по площадям [15]

В соответствии с принятыми граничными значениями пористости

и проницаемости на графиках сопоставления можно выделить четыре типа пород (четыре зоны на графике), которые характеризуются различным строением порового пространства:

1. В зоне I располагаются образцы с $K_{пр} > 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $K_{п} > 8$ %, которые по составу представлены как песчано-алевритовыми породами, так и аргиллитами (обладающими примерно одинаковыми емкостными свойствами), по емкости относятся к преимущественно поровым и по фильтрации – к низкопроницаемым (по классификации А.А. Ханина к V и VI классам). Методика выделения коллекторов по данным ГИС в таких традиционных преимущественно поровых коллекторах (см. рисунок 3.5, зона I) проводилась по граничному значению пористости ($K_{п}^{гран} = 8$ %) с учетом глинистости. Следует отметить, что в скважинах с ограниченным комплексом ГИС (в которых из методов пористости выполнен только нейтронный гамма-метод (НГМ)), при определении пористости значение $K_{п}^{НГМ}$ было откорректировано по формуле

$$K_{п.исп} = 0,51 \cdot K_{п}^{НК} - 1,67, \quad (3.1)$$

полученной при сопоставлении $K_{п}^{ГГК}$ и $K_{п}^{НГМ}$ в скважинах с полным комплексом ГИС (рисунок 3.8), так как наиболее достоверные результаты (при сопоставлении с $K_{п}^{кern}$) получены по данным ГГК-П.

Характеристика ФЕС образцов керна со значениями $K_{п} \geq K_{п}^{гран}$, которые могут являться *традиционными коллекторами преимущественно порового типа*, приведена в таблице 3.2 и показана на рисунке 3.5 (зона I).

2. К зоне II отнесены образцы с $K_{п} > 8$ % и $K_{пр} < 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², которые состоят, в основном, из мелкозернистых пород (см. рисунок 3.5). Средние значения пористости данных образцов соизмеримы с пористостью традиционных преимущественно поровых коллекторов (10,9 и 10,5 % соответственно). Размер мелких частиц определяет довольно высокую площадь поверхности и сравнительно высокое межзерновое пространство, которое, видимо, занято связанной водой и для газа практически не проницаемо (газ не может мигрировать за счет плавучести в воде).

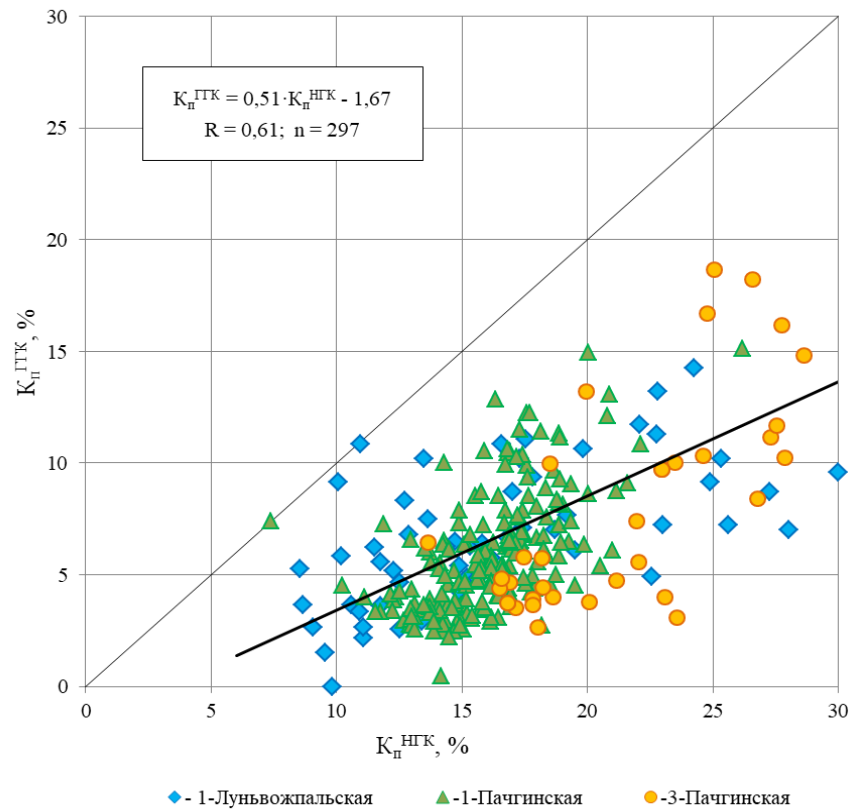


Рисунок 3.8 – Зависимость $K_{п.исп} = f(K_{п.НГМ})$ (по материалам отчета [63])

Таблица 3.2 – Характеристика традиционных преимущественно поровых коллекторов по данным керна (для образцов с $K_{пр} > 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $K_{п} > 8\%$) – I зона

Параметр	Пределы изменения значений (от – до)	Среднее значение	Количество образцов
Пористость, %	8,0 – 23,4	10,9	90
Проницаемость, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	0,1 – 30,0	1,8	90
Остаточная водонасыщенность, %	65,5 – 79,0	72,5	6
Карбонатность, %	9,2 – 15,9	11,4	5
Плотность объемная, г/см ³	2,36 – 2,66	2,49	42
Плотность минералогическая, г/см ³	2,65 – 2,70	2,68	12

В этой зоне могут также встречаться и среднезернистые плохо сортированные песчано-алевролитовые и глинистые породы с высоким содержанием кальцита в составе цемента (порово-базальный карбонатный цемент), поры в которых плохо соединяются между собой (закрытые поры), поэтому движение флюидов в них затруднено. Наличие открытой пористости в таких коллекторах само по себе не является признаком, позволяющим судить о фильтрационных свойствах породы, так как связь между $K_{п}$ и $K_{пр}$ отсутствует

полностью (см. рисунок 3.5). Ключевым фактором, определяющим проницаемость пород-коллекторов, является наличие вторичной емкости, в основном это трещины, и, возможно, каверны, образовавшиеся в результате растворения и выщелачивания зерен и цемента. Приурочены такие породы в большей степени к наиболее песчаным верхним пачкам (VII – V) (см. рисунок 3.5). Извлечение газа из таких коллекторов возможно только при дополнительной искусственной стимуляции трещин (например, в виде гидроразрыва пласта [80, 86, 90, 91, 95]).

3. В зоне III располагаются низкоемкие образцы с $K_{п} < 8\%$ и $K_{пр} > 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², представленные мелкозернистыми (возможно карбонатизированными) породами, большая часть пор в которых имеет вторичное происхождение и развивается вследствие растворения зерен и цемента. Коллекторы такого типа почти всегда имеют естественную трещиноватость, по типу пустотного пространства они относятся к трещинным и кавернозно-трещинным, а фильтрацию в них обеспечивает трещинная проницаемость (притоки газа могут быть получены при наличии вертикальной трещиноватости).

Выделение трещинных (кавернозно-трещинных) низкоемких, традиционных по проницаемости коллекторов (полуколлекторов) (см. рисунок 3.5, зона III) проводилось тоже по граничному значению пористости ($K_{п.н}^{гран} = 2,6\%$), которое было установлено по графику зависимости $K_{п} = f(K_{п.эф})$, при $K_{п.эф} = 0$ (рисунок 3.9).

Однако, как и в случае зоны I, к такому типу коллекторов могут быть отнесены совершенно плотные породы (предельно низкопроницаемые, нетрадиционные), у которых общая пористость по НК может быть больше $K_{п.н}^{гран} = 2,6\%$, а эффективная пористость отсутствует (связь между $K_{п.эф}$ и $K_{пр}$ отсутствует полностью (рисунок 3.10)).

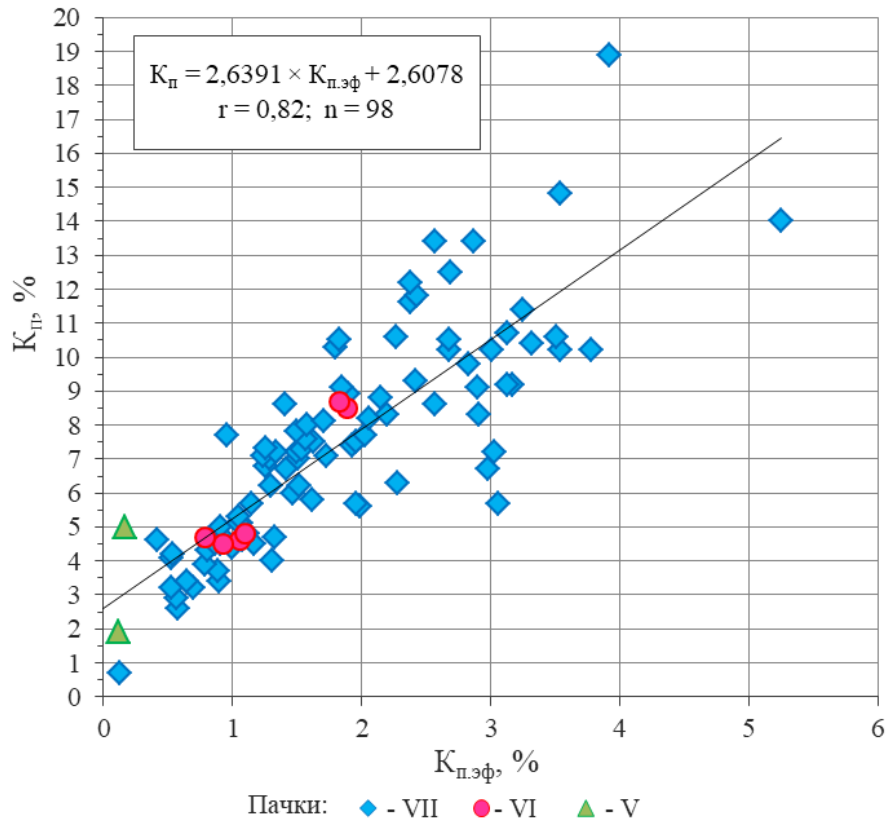


Рисунок 3.9 – График зависимости $K_{пр}=f(K_{п.эф})$ для Курьинского месторождения (по материалам отчета [63])

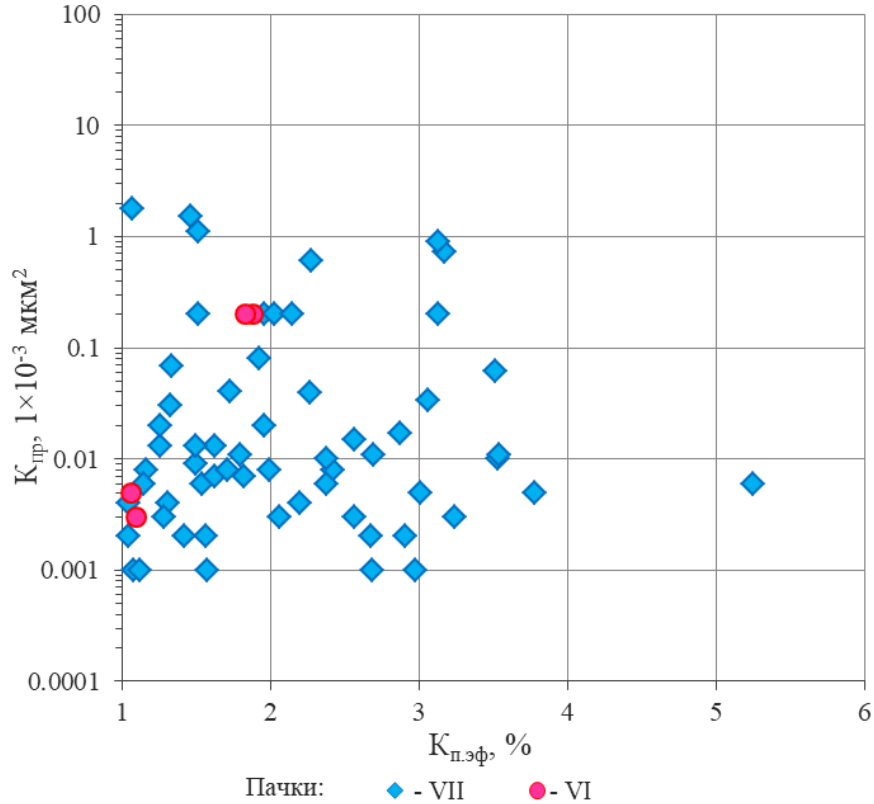


Рисунок 3.10 – Сопоставление $K_{пр}$ с $K_{п.эф}$ (Курьинское месторождение) (по материалам отчета [63])

4. Зона IV – это зона неколлекторов (см. рисунок 3.5), в которой концентрируются образцы с $K_{п} < 8 \%$ и $K_{пр} < 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², представленные мелкозернистыми глинисто-алевролитовыми фракциями с широким развитием базального цемента кальцитового состава, с преобладанием в пустотном пространстве субкапиллярных пор. Все субкапиллярные поры заняты связанной водой.

Нетрадиционные предельно низкопроницаемые и низкоемкие породы IV зоны, в которой концентрируются образцы с $K_{прин} < 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $K_{п} < 8 \%$, приурочены, в основном, к карбонатно-глинистым частям разреза и представлены тонким переслаиванием мелкозернистых глинисто-алевролитовых фракций с широким развитием базального цемента кальцитового состава, с преобладанием в пустотном пространстве субкапиллярных пор, занятых связанной водой. Из-за низкой пористости, высокой плотности и твердости, такие породы могут обладать только трещинной пористостью. При достаточно высоких концентрациях органического вещества ($C_{орг}$ до 1,5 – 2,0 % и более) такие породы могут обладать газоматеринскими свойствами и содержать неподвижные или малоподвижные УВ, для извлечения которых необходимы дополнительные технические средства и специальные технологии, обеспечивающие искусственную подвижность УВ и извлечение их из недр.

Изучение нетрадиционных коллекторов (второго и четвертого типов), которые включают в себя наиболее глинистые разности и которые могут генерировать УВ в рассматриваемой терригенной нижнепермской молассе, на сегодняшний день представляет собой серьезную проблему, требующую огромных усилий и затрат по их изучению [14]. Серьезный стимул к изучению подобных объектов по всему миру, включая европейские страны, Китай и многие другие государства, обеспечил опыт изучения и освоения УВ, приуроченных к нетрадиционным плотным коллекторам и сланцевым комплексам в США [2, 31, 39, 44, 60, 61, 90, 91, 95].

Таким образом, по результатам комплексного анализа лабораторных исследований керна и данных ГИС все предполагаемые коллекторы верхнеартинской залежи можно разделить на типы:

- 1) преимущественно поровые: емкостью являются поры, фильтрация

осуществляется тоже, преимущественно, по порам (на рисунках 3.5 – 3.7 зона I). По ФЕС (по классификации А.А. Ханина) относятся к слабопроницаемым;

2) трещинные (кавернозно-трещинные) низкоемкие (на рисунках 3.5 – 3.7 зона III), традиционные по проницаемости: емкостью являются каверны и трещины, фильтрация – по трещинам;

3) нетрадиционные предельно низкопроницаемые ($K_{пр} < K_{пр}^{гран}$) с закрытыми порами ($K_{п} > K_{п}^{гран}$), фильтрация газа в которых может осуществляться по искусственно созданным трещинам (на рисунках 3.5 – 3.7 зона II);

4) весьма низкопроницаемые ($K_{пр} < K_{пр}^{гран}$) с закрытыми порами ($K_{п} > K_{п}^{гран}$), фильтрация газа в которых может осуществляться по искусственно созданным трещинам (на рисунках 3.5 – 3.7 зона IV).

Предполагаемые коллекторы всех типов могут встречаться по всему разрезу скважин исследуемого региона [14]. Преимущественно поровые, I типа, более всего развиты в верхних частях разреза, в наиболее песчанистых пачках (V-VII). Они могут являться транзитной толщей, по которой сгенерированные УВ мигрируют в вышележающие ловушки.

Доля таких коллекторов, как показали результаты интерпретации ГИС, составляет весьма незначительную часть (2,7 %) от всей нижнепермской толщи, и представлены они отдельными маломощными пропластками толщиной от 0,4 до 2,0 м. Однако такие коллекторы могут содержать подвижные в пластовых условиях УВ (газ) и отдавать их при испытании объекта традиционным способом, что подтверждается результатами опробования скважин на уже открытых залежах.

Подвижные, при определенных условиях, флюиды могут содержаться и в низкоемких трещинных и преимущественно трещинных коллекторах (полуколлекторах), которые обладают низкими емкостными свойствами ($K_{п} < K_{п}^{гран}$), но повышенной, по сравнению с нетрадиционными, проницаемостью $K_{пр} > K_{пр}^{гран}$ (таблица 3.3) за счет трещиноватости [14]. Такие коллекторы

Таблица 3.3 – Характеристика предельно низкоемких коллекторов

(полуколлекторов) по данным керна (для образцов с $K_{пр} > 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $K_{п} < 8$ %) – III зона

Параметр	Пределы изменения значений (от – до)	Среднее значение	Количество образцов
Пористость, %	2,3 – 8,0	5,1	57
Проницаемость, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	0,1 – 6,4	1,8	57
Остаточная водонасыщенность, %	63,9 – 79,4	74,1	9
Карбонатность, %	16,8 – 23,5	19,7	3
Плотность объемная, г/см ³	2,48 – 2,70	2,59	32
Плотность минералогическая, г/см ³	2,65 – 2,70	2,68	17

распространены, в основном, в VII–III пачках (см. рисунок 3.6, зона III), могут сохранять или частично сохранять газ за счет низких ФЕС.

В таблицах 3.4 и 3.5 дана характеристика нетрадиционных предельно низкопроницаемых коллекторов ($K_{пр} < 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²), которые по емкостным свойствам тоже можно разделить на два типа: относительно высокые (см. рисунок 3.5, зона II) и относительно низкие (см. рисунок 3.5, зона IV).

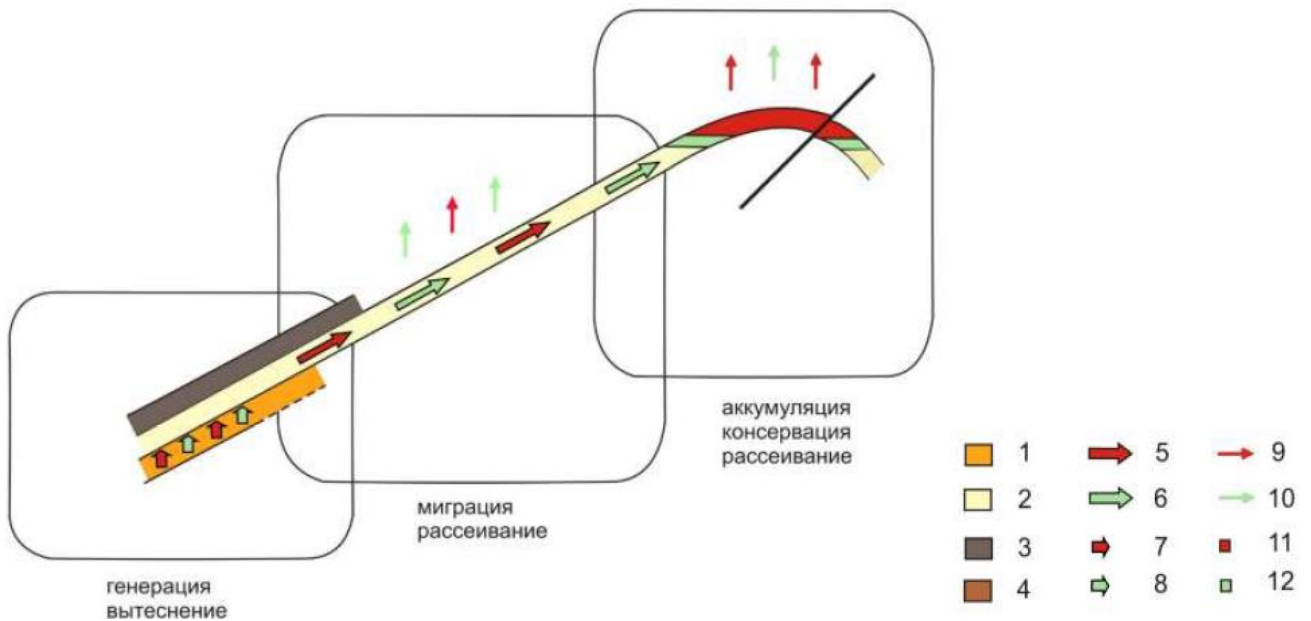
Таблица 3.4 – Характеристика нетрадиционных коллекторов по данным керна (для образцов с $K_{пр} < 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $K_{п} > 8$ %) – II зона

Параметр	Пределы изменения значений (от – до)	Среднее значение	Количество образцов
Пористость, %	8,0 – 15,0	10,5	160
Проницаемость, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	0,001 – 0,1	0,02	160
Остаточная водонасыщенность, %	62,5 – 82,6	74,3	24
Карбонатность, %	16,8 – 23,5	19,7	3
Плотность объемная, г/см ³	2,30 – 2,50	2,41	24
Плотность минералогическая, г/см ³	2,68 – 2,69	2,68	14

Типичная модель нефтегазовой системы, состоящей из традиционных и нетрадиционных залежей УВ, по мнению О.Ю. Аверьяновой, О.М. Пришепы, приведена на рисунках 3.11 и 3.12.

Таблица 3.5 – Характеристика нетрадиционных коллекторов по данным керна (для образцов с $K_{пр} < 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $K_{п} < 8\%$) – IV зона

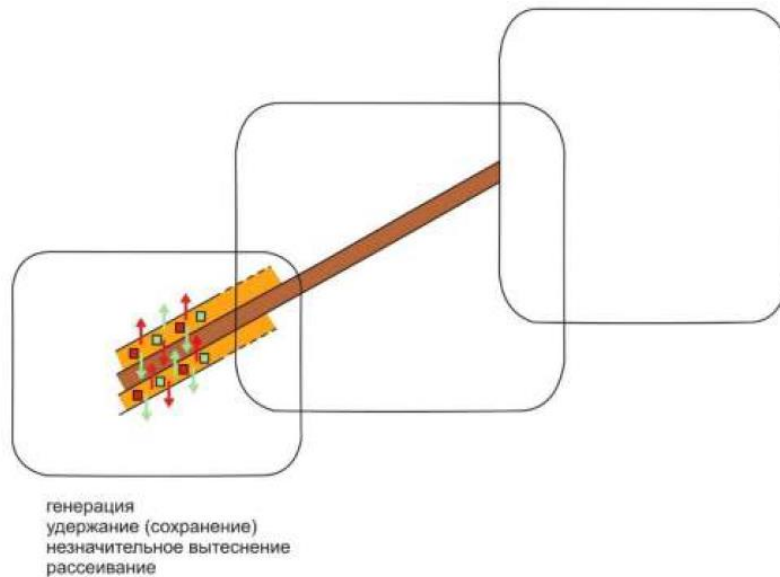
Параметр	Пределы изменения значений (от – до)	Среднее значение	Количество образцов
Пористость, %	0,1 - 8,0	4,9	199
Проницаемость, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	0,001 - 0,1	0,01	199
Остаточная водонасыщенность, %	64,4 - 87,5	78,6	35
Карбонатность, %	6,7 - 96,9	28,2	58
Плотность объемная, г/см ³	2,45 - 2,62	2,55	29
Плотность минералогическая, г/см ³	2,65 - 2,70	2,68	26



Условные обозначения

1 – нефтегазоматеринская толща; 2 – транзитная толща; 3 – покровная; 4 – низкопроницаемый коллектор; 5–12 – основные процессы: 5 – миграция нефти; 6 – миграция газа; 7 – вытеснение нефти, 8 – вытеснение газа; 9 – рассеивание нефти, 10 – рассеивание газа; 11 – сохранение нефти; 12 – сохранение газа

Рисунок 3.11 – Нефтегазовая система с нефтегазоматеринской толщей, расположенной ниже транзитной толщи (по работам [47], [1])



Условные обозначения см. на рис. 3.11

Рисунок 3.12 – Нефтегазовая система с сохранением углеводородов в пределах нефтегазоматеринской толщи (по работам [47], [1])

На рисунке 3.11 приведен пример нефтегазовой системы с нефтегазоматеринской толщей, расположенной ниже транзитной толщи, на рисунке 3.12 – нефтегазовая система с низким и низкопроницаемым коллектором, в котором могут сохраняться УВ в пределах газоматеринской толщи, так как вся система низкопроницаема.

Для рассматриваемых отложений молассы подходят обе модели, поскольку газоматеринской толщей могут являться как отложения нижних наиболее глинистых пачек (I – IV), так и выщележащие пачки (V – VII). Транзитной толщей могут быть как преимущественно поровые отложения V – VII пачек, так и трещинные коллекторы III – IV пачек.

Таким образом, выделенные по ГИС только по граничным значениям пористости (поровые по $K_{п\text{гран}}=8\%$, низкоемкие – трещинные по $K_{п\text{гран}}=2,6\%$) и глинистости ($K_{г\text{гран}}=30\%$) пласты включают как традиционные (с $K_{п}>K_{п\text{гран}}$ и $K_{пр}>K_{пр\text{гран}}$) коллекторы, так и часть нетрадиционных (с $K_{п}>K_{п\text{гран}}$ и $K_{пр}<K_{пр\text{гран}}$) неглинистых ($K_{г\text{л}}<K_{г\text{л}\text{гран}}$) коллекторов.

Средние значения подсчетных параметров по скважинам и участкам приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Средние по скважинам и перспективным участкам значения подсчетных параметров, установленные по ГИС

Участок	Скважина (структура)	Коллекторы 1-го типа ($K_p > K_p^{гран} = 8\%$)			Коллекторы 2-го типа ($K_p > K_p^{гран} = 2,6\%$)		
		$h_{эфф}, \text{ м}$	$K_p, \%$	$K_r, \%$	$h_{эфф}, \text{ м}$	$K_p, \%$	$K_r, \%$
Лунывожпальско- Пачгинский	1–Лунывожпальская	14,5	9,4	44,1	23,9	4,8	39,9
	1П–Лунывожпальская	2,9	-	-	-	-	-
	3–Пачгинская	9,4	12,6	49,2	9,80	4,3	34,1
	21–Пачгинская	39,3	10,3	42,0	11,3	5,8	26,5
	1–Пачгинская	24,9	10,1	37,0	136,5	5,1	22,5
	22–Пачгинская	53,9	8,4	36,6	20,0	6,1	24,4
	23–Пачгинская	18,9	8,5	31,8	72,5	5,2	21,2
	25–Пачгинская	58,9	10,7	43,8	10,0	6,7	34,9
Итого средневзвешенное по участку		27,8	9,8	40,2	40,6	5,2	24,7
Принятые в подсчет по участку, м и доли ед.		27,8	0,10	0,40	40,6	0,05	0,25
Андыгский	(Андыгская–II)	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.
Принятые в подсчет по участку, м и доли ед.		27,8 ¹⁾	0,10 ¹⁾	0,40 ¹⁾	40,6 ¹⁾	0,05 ¹⁾	0,25 ¹⁾
Рассохинский-1	54–Рассохинская	31,1	12,2	40,3	0,8	7,4	33,9
	58–Рассохинская	31,6	8,9	36,7	13,4	5,3	31,9
	60–Рассохинская	36,3	12,0	46,3	4,6	6,0	32,8
	61–Рассохинская (не учтена)	>17,0	9,4	35,9	>3,8	5,0	28,9
	62–Рассохинская	39,8	10,9	37,9	7,6	6,1	26,1
	56–Рассохинская	16,8	-	-	-	-	-
Итого средневзвешенное по участку		31,9	11,1	42,4	7,0	5,7	30,5
Принятые в подсчет по участку, м и доли ед.		31,9	0,11	0,42	7,0	0,06	0,31
Рассохинский-2	51–Рассохинская	30,1	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.
Принятые в подсчет по участку, м и доли ед.		30,1	0,09 ²⁾	0,55 ²⁾	44,5 ²⁾	0,06 ²⁾	0,35 ²⁾

Окончание таблицы 3.6

Участок	Скважина (структура)	Коллекторы 1-го типа ($K_{п} > K_{п}^{гран} = 8\%$)			Коллекторы 2-го типа ($K_{п} > K_{п}^{гран} = 2,6\%$)		
Курьинский	103–Курьинская	52,2	8,9	54,9	9,5	5,7	54,1
	31–Курьинская	51,2	9,5	55,4	79,4	5,6	32,9
	1–Курьинская	15,9	-	-	-	-	-
	4–Курьинская	58,9	-	-	-	-	-
	5–Курьинская	70	-	-	-	-	-
	6–Курьинская	42,6	-	-	-	-	-
	8–Курьинская	64,6	-	-	-	-	-
	12–Курьинская	15,3	-	-	-	-	-
	16–Курьинская	18,6	-	-	-	-	-
	599–Курьинская	0,7	-	-	-	-	-
Итого средневзвешенное по участку		39,0	9,2	55,1	44,5	5,6	35,2
Принятые в подсчет по участку, м и доли ед.		39,0	0,09	0,55	44,5	0,06	0,35
Северо-Курьинский	1–Северо-Курьинская	8,5	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.
Принятые в подсчет по участку, м и доли ед.		8,5	0,11 ³⁾	0,43 ³⁾	3,0 ³⁾	0,05 ³⁾	0,31 ³⁾
Мартыуский	1–Мартыуская	3,5	8,9	30,4	10,0	5,4	15,7
Принятые в подсчет по участку, м и доли ед		3,5	0,09	0,3	10,0	0,05	0,16
Южно-Мартыуский	(Южно-Мартыуская)	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.
Принятые в подсчет по участку, м и доли ед.		3,5 ⁴⁾	0,09 ⁴⁾	0,3 ⁴⁾	10,0 ⁴⁾	0,05 ⁴⁾	0,16 ⁴⁾
<p>1) По аналогии с Луньвожпальско-Пачгинским участком.</p> <p>2) По аналогии с Курьинским участком.</p> <p>3) По аналогии с Рассохинским участком.</p> <p>4) По аналогии с Мартыуским участком.</p>							

4. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕПЕРМСКОГО КОМПЛЕКСА

Под петрофизической моделью продуктивного пласта понимают описание закономерности взаимосвязанного изменения его коллекторских, структурно-тектонических, литологических и геофизических характеристик. Однако *построение полноценной петрофизической модели* в сложнопостроенных низкопроницаемых породах, каковыми являются рассматриваемые отложения, из-за специфики строения содержащихся в них залежей УВ и сложности выделения в них коллекторов с помощью традиционных методов, существенно затруднено, учитывая недостаточность имеющейся информации, характеризующей строение данной территории (скудное обеспечение верхнеартинских отложений керновым материалом и его исследованием, низкая освещенность скважин геофизическими исследованиями, ограниченность комплекса ГИС).

В связи с этим, петрофизическая модель изучаемых пород верхнепермской молассы, построенная в данной работе на основе структурно-тектонической и секвенс-стратиграфической моделей и установленных по ГИС сведений о коллекторских свойствах преимущественно поровых коллекторов, характеризует только закономерности распространения эффективных толщин коллекторов порового типа.

По тектоническому районированию площадь исследований делится на две основные зоны: западную относительно спокойную в тектоническом отношении Курьинскую антиклинальную зону и восточную Патраковскую складчато-покровную зону интенсивных дислокаций (см. рисунок 1.1). Частично на севере – северо-западе района исследования захватывают Печоро-Илычскую моноклираль (район Северо-Курьинской и Мартыуской площадей), на севере – Сарьюдинскую складчато-чешуйчатую зону.

Как следует из проведенного анализа [62], морфология осадочного чехла рассматриваемой территории осложнена как крупными взбросами или надвигами, так и многочисленными локальными структурами, различными по генезису,

морфологическому типу, по глубинам залегания и размерам. Крупные надвиговые аллохтонные структуры Рассохинская, Курьинская и Пачгинская промышленно газоносны.

Крупное падение ОУМ привело к осушению практически всей области раннеартинской мелководной седиментации, и на фоне активного роста поднятий во фронтальной части формирующегося предгорного прогиба спровоцировало интенсивный «сброс» обломочного материала в виде подводных конусов выноса [25].

Общая толщина верхнеартинских отложений увеличивается с запада на восток и с севера на юг (от 446 до 1400 м) [14]. В северной половине площади на широте Северо-Курьинской и Луньвожпальской структур зафиксировано возрастание общей толщины – от 446 м (скв. 1-Северо-Курьинская) до 836 м (скв. 1-Луньвожпальская); на широте Рассохинской и Пачгинской структур – от 494 – 540 м (скв. 56 – 60-Рассохинские) до 767 – 819 м (скв. 23 – 22-Пачгинские). В южной половине площади мощность верхнеартинских отложений от 670 – 770 м (скв. 31 – 14-Курьинские) на Курьинской структуре возрастает до 944 м в скв. 5-Патраковская и превышает 1 км в скв. 2-Патраковская в строении Патраковского аллохтона.

Верхнеартинские отложения Верхнепечорской впадины слагают мощную, в значительной степени однообразную толщу терригенных отложений – переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с редкими прослоями карбонатных пород.

Нижняя часть разреза верхнеартинской толщи (пачки I и II), сформировавшаяся в период низкого стояния ОУМ, характеризуется по латерали слабоизменчивым составом осадков (сложена в основном аргиллитами), и в построении литофациальных схем и петрофизических моделей не участвовала. Литолого-фациальное районирование территории и построение моделей осуществлялось для пачек III – VII [25].

Литологическая пачка III на большей части рассматриваемой территории представлена, в основном, аргиллитами с маломощными прослоями в различной степени карбонатизированных аргиллитов, глинистых известняков и мергелей, толщина которых последовательно увеличивается с запада на восток, что

свидетельствует об углублении бассейна осадконакопления в этом направлении [25].

В зоне минимальных толщин (рисунок 4.1, зона I, отложения пассивного склона прогиба) будут преобладать глинистые и глинисто-карбонатные отложения с небольшими по толщине песчано-алевролитовыми прослоями, которые проявили себя в разрезах Рассохинской и Рассоха-Боровской площадей и сформировались, видимо, турбидитовыми потоками. В керне скв. 51-Рассоха-Боровская отмечаются маломощные прослои (от 0,1 до 0,5 м) песчаников и алевролитов полимиктовых сильноизвестковистых, с частыми обугленными и часто пиритизированными растительными остатками (физические свойства по керну не определены). По данным ГИС в этой зоне выделены незначительные по толщине (0,5 – 1,2 м) пласты-коллекторы порового типа по двум скважинам на Рассохинской структуре (скв. 56 и 60) (см. рисунок 4.1). Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,008 (таблица 4.1).

В разрезах зоны II толщина пачки III может увеличиваться, в ее структуре определенную роль будут играть осадки дистальных (внешних) элементов конусов выноса, сформированные низкоплотностными турбидитовыми потоками. В подзоне IIa, как следует из секвенс-стратиграфической модели, возможна наиболее благоприятная обстановка для развития песчано-алевритовых пород (Пачгинская площадь), связанная с направлением транспортировки обломочного материала с востока, где располагалась проксимальная (внутренняя) часть конуса выноса. Однако по данным ГИС в этой подзоне маломощный ($h_{эф}=0,5$ м) коллектор порового типа выделен только по одной скв. 22-Пачгинская (см. рисунок 4.1). По остальным скважинам эффективные толщины не выделены (комплекс ГИС по всем скважинам ограничен).

В северо-восточной части рассматриваемой территории предполагается увеличение толщины пачки III, которая возможно будет иметь преимущественно глинистый и глинисто-карбонатный состав слагающих эту пачку отложений (зона III). Условно эта часть разреза соотнесена с трактами падения и низкого стояния

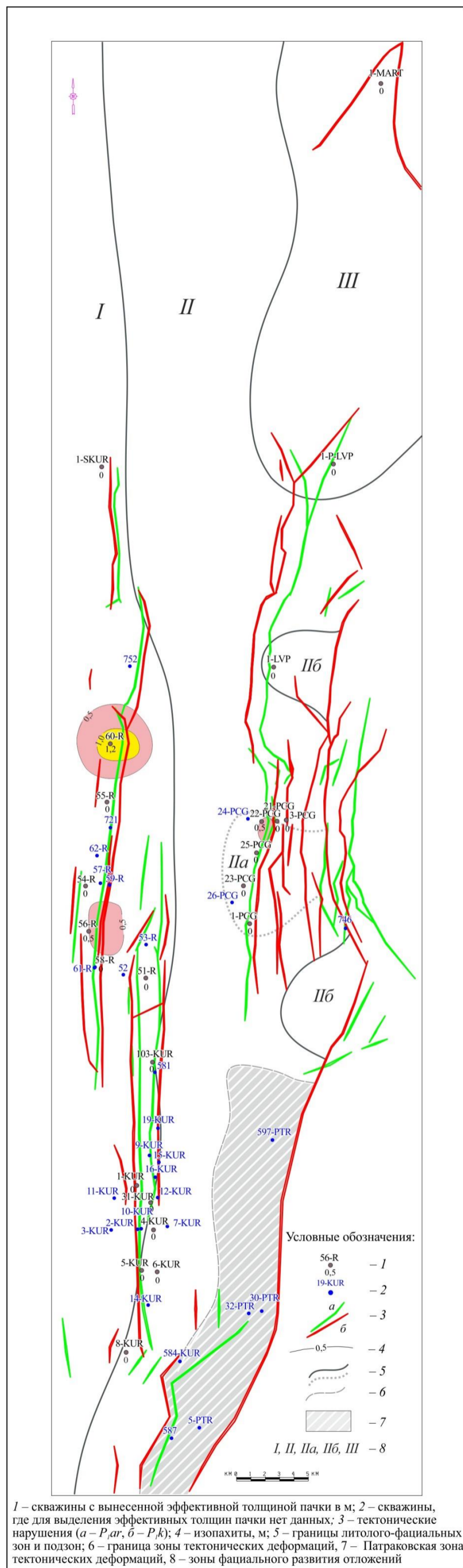


Рисунок 4.1 – Карта эффективных толщин литологической пачки III (по материалам отчета [63])

Таблица 4.1 – Характеристика коллекторов Р_{1аг2} по керну и ГИС в пределах различных литофациальных зон

Пачка	Лито-фаци-альные зоны	Площадь	Номер скважины	Петрофизические параметры						Номер скважины	Геолого-геофизические параметры			
				К _п , %	К _{пр} , 1 · 10 ⁻³ мкм ²	К _{ов} , %	δ _{мин} , г/см ³	δ _{об} , г/см ³	К _{карб} , %		суммар-ные h _{эфф} , м	К _п ^{ГИС} , %	песчанис-тость, доли ед.	расчле-нен-ность, ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
III	IIa	Пачгинская	-	-	-	-	-	-	-	22	0,5 (1)	19,9(1)	0,004 (1)	1
	I	Рассохинская	-	-	-	-	-	-	-	56, 60	<u>0,5-1,2</u> 0,85 (2)	20,6 (1)	<u>0,005-0,010</u> 0,0075 (2)	<u>1-3</u> 2 (2)
Итого по III пачке			-	-	-	-	-	-	-	-	<u>0,5-1,2</u> 0,733 (3)	<u>19,9-20,6</u> 20,3 (2)	<u>0,004-0,01</u> 0,006 (3)	<u>1-3</u> 2 (3)
IV	I	Северо-Курьинская	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
	II	Курьинская	-	-	-	-	-	-	-	4, 5, 6, 8, 103	<u>1,4-13,0</u> 5,3 (5)	7,3 (1)	<u>0,011-0,096</u> 0,039 (5)	<u>2-10</u> 6 (5)
		Рассохинская	-	-	-	-	-	-	-	51, 54, 55, 56, 58, 60	<u>0,8-4,8</u> 1,8 (6)	<u>19,4-26,6</u> 22,3 (4)	<u>0,004-0,059</u> 0,023 (6)	<u>1-10</u> 3 (6)
	IIa	Луньвожпаль-ская	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
		Пачгинская	23	<u>8,0-8,2</u> 8,1 (2)	-	-	-	-	-	<u>8,5-13,7</u> 11,1 (2)	21, 22, 23, 25	<u>2,9-11,1</u> 7,0 (4)	<u>10,8-29,1</u> 20,5 (4)	<u>0,019-0,085</u> 0,048 (4)
	III	Луньвожпаль-ская	-	-	-	-	-	-	-	1П	-	-	-	-
Итого по IV пачке			-	<u>8,0-8,2</u> 8,1 (2)	-	-	-	-	<u>8,5-13,7</u> 11,1 (2)	-	<u>0,8-13,0</u> 4,4 (15)	<u>7,3-29,1</u> 19,0 (9)	<u>0,004-0,085</u> 0,035 (15)	<u>1-15</u> 6 (15)

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
V	I	Северо-Курьинская	-	-	-	-	-	-	-	1	=	-	-	-	
	II	Луньвожпальская	-	-	-	-	-	-	-	II, 1	4,2 (1)	23,6 (1)	0,025 (1)	6 (1)	
	IIIa	Пачгинская	23	$\frac{8,5-10,5}{9,3 (6)}$	0,1 (1)	-	-	-	-	$\frac{7,9-15,5}{10,9 (6)}$	21, 22, 23, 25	$\frac{3,6-21,5}{10,4 (4)}$	$\frac{11,7-29,0}{19,6 (4)}$	$\frac{0,023-0,137}{0,062 (4)}$	$\frac{5-29}{17 (4)}$
		Курьинская	3,31	$\frac{8,1-11,7}{9,5 (10)}$	$\frac{0,1-0,4}{0,2 (4)}$	-	$\frac{2,67-2,69}{2,69(8)}$	$\frac{2,40-2,48}{2,43(10)}$	-	-	1, 4, 5, 6, 8, 16, 31, 103	$\frac{1,9-33,3}{15,4 (8)}$	$\frac{9,3-10,2}{9,8 (2)}$	$\frac{0,01-0,16}{0,092 (8)}$	$\frac{2-34}{16 (8)}$
IIIa	Рассохинская	-	-	-	-	-	-	-	51, 54, 55, 56, 58, 60, 61	$\frac{2,3-13,4}{7,2 (7)}$	$\frac{21,5-25,8}{23,3 (5)}$	$\frac{0,02-0,198}{0,065 (7)}$	$\frac{4-28}{11 (7)}$		
Итого по V пачке			-	$\frac{8,1-11,7}{9,4 (16)}$	$\frac{0,1-0,4}{0,2 (5)}$	-	$\frac{2,67-2,69}{2,69 (6)}$	$\frac{2,40-2,48}{2,43 (10)}$	$\frac{7,9-15,5}{10,9 (6)}$	-	$\frac{1,9-33,3}{11,0 (20)}$	$\frac{9,3-29}{19,9 (12)}$	$\frac{0,01-0,198}{0,076 (19)}$	$\frac{2-34}{14 (19)}$	
VI	IV	Пачгинская	23	$\frac{9,1-10,9}{9,7 (8)}$	-	-	-	-	$\frac{8,2-13,2}{11,3 (8)}$	1, 3, 21, 22, 23, 25	$\frac{0,5-18,1}{9,1 (6)}$	$\frac{7,4-27,4}{14,8 (6)}$	$\frac{0,004-0,169}{0,084 (6)}$	$\frac{1-28}{14 (6)}$	
		Курьинская	1, 3, 5, 6, 16, 31	$\frac{8,0-12,9}{9,5 (15)}$	$\frac{0,1-3,9}{0,8 (12)}$	$\frac{77,8-79,0}{78,4 (2)}$	$\frac{2,65-2,70}{2,68 (7)}$	$\frac{2,38-2,59}{2,45 (10)}$	-	1, 4, 5, 6, 8, 12, 16, 31, 103	$\frac{4,4-27,0}{12,7 (9)}$	$\frac{8,6-10,6}{9,6 (2)}$	$\frac{0,06-0,28}{0,134 (9)}$	$\frac{1-26}{12 (9)}$	

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
VI	IV	Рассохинская	53	<u>9,8-10,4</u> 10,2 (3)	-	-	-	-	-	51	9,8 (1)	-	0,12 (1)	11 (1)	
		Луньвожпаль- ская	1	<u>8,2-15,0</u> 10,6 (35)	<u>0,1-8,5</u> 1,5 (17)	-	-	<u>2,49-2,56</u> 2,53 (23)	-	1	6,0 (1)	20,1 (1)	0,061 (1)	9 (1)	
	IVa	Луньвожпаль- ская	-	-	-	-	-	-	-	1П	-	-	-	-	
	V	Северо- Курьинская	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
		Рассохинская	-	-	-	-	-	-	-	-	54, 55, 56, 58, 60, 61	<u>4,0-8,0</u> 6,1 (6)	<u>19,6-25,3</u> 23,6 (5)	<u>0,073-0,133</u> 0,102 (6)	<u>6-12</u> 10 (6)
Итого по VI пачке			-	<u>8,0-15,0</u> 10,2 (61)	<u>0,1-8,5</u> 1,2 (29)	<u>77,8-79,0</u> 78,4 (2)	<u>2,65-2,70</u> 2,68 (7)	<u>2,38-2,59</u> 2,50 (33)	<u>8,2-13,2</u> 11,3 (8)	-	<u>0,5-27,0</u> 9,3 (24)	<u>7,4-27,4</u> 17,6 (14)	<u>0,004-0,28</u> 0,11 (23)	<u>1-28</u> 12 (23)	
VII	IV	Курьинская	1, 3, 5, 6, 9, 12, 14, 15, 16 19, 31	<u>8,0-23,4</u> 11,0 (125)	<u>0,1-30,0</u> 1,7 (35)	<u>65,5-97,3</u> 77,2 (14)	2,68 (1)	<u>2,20-2,50</u> 2,39 (23)	-	1, 4, 5, 6, 8, 12,16 31 103	<u>3,1-19,9</u> 9,3 (9)	<u>8,9-10,4</u> 9,7 (2)	<u>0,063-0,33</u> 0,168 (9)	<u>6-19</u> 11 (9)	
		Северо- Курьинская	1	-	-	-	-	-	-	1	8,5 (1)	-	0,242 (1)	6(1)	
		Рассохинская	53	<u>9,5-13,3</u> 11,3 (17)	<u>0,1-23,8</u> 4,5 (6)	-	-	-	-	51, 54, 55, 56, 58, 60, 61	<u>1,7-18,1</u> 9,1 (7)	<u>19,5-27,9</u> 23,2 (5)	<u>0,034-0,377</u> 0,196 (7)	5-23 12 (7)	
	IVb	Мартюская	-	-	-	-	-	-	-	-	1	7,4(1)	13,7(1)	0,107(1)	8(1)
		Пачгинская	23	<u>9,0-13,5</u> 10,8 (24)	<u>0,1-0,6</u> 0,3 (4)	-	<u>2,66-2,70</u> 2,68 (8)	<u>2,49-2,53</u> 2,51 (8)	<u>4,0-25,0</u> 11,5 (23)	1, 3, 21, 22, 23, 25	<u>3,4-13,6</u> 9,8 (6)	<u>11,2-24,7</u> 16,8 (6)	<u>0,038-0,231</u> 0,167 (6)	<u>9-24</u> 16 (6)	
		Луньвожпаль- ская	1	<u>8,0-12,3</u> 10,7 (27)	<u>1,4-8,5</u> 3,3 (11)	-	=	<u>2,50-2,66</u> 2,54 (15)	=	1, 1П	<u>2,9-4,6</u> 3,8 (2)	<u>18,3 (1)</u>	<u>0,05-0,098</u> 0,074 (2)	<u>6-8</u> 7 (2)	

Окончание таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Итого по VII пачке			-	<u>8,0-23,4</u> 10,9 (193)	<u>0,1-30,0</u> 2,2 (56)	<u>65,5-97,3</u> 77,2 (14)	<u>2,66-2,70</u> 2,68 (9)	<u>2,20-2,66</u> 2,46 (46)	<u>4,0-25,0</u> 11,7 (23)	-	<u>2,9-18,1</u> 8,9 (26)	<u>8,9-27,9</u> 17,9 (15)	<u>0,034-0,377</u> 0,160 (26)	<u>5-24</u> 12 (26)	
III- VII	I-V	Пачгинская	-	<u>8,5-13,5</u> 10,2 (40)	<u>0,1-0,6</u> 0,3 (5)	-	<u>2,66-2,70</u> 2,68 (8)	<u>2,49-2,53</u> 2,51 (8)	<u>4,0-25,0</u> 11,5 (39)	-	<u>0,5-21,5</u> 8,8 (21)	<u>7,7-29,1</u> 17,6 (21)	<u>0,019-0,231</u> 0,093 (21)	<u>1-29</u> 13 (21)	
		Курьинская	-	<u>8,0-23,4</u> 10,7 (150)	<u>0,1-30,0</u> 1,3 (51)	<u>65,5-97,3</u> 77,3 (16)	<u>2,65-2,70</u> 2,68 (16)	<u>2,20-2,59</u> 2,42 (43)	-	-	<u>1,4-33,3</u> 11,2 (31)	<u>7,3-10,6</u> 9,3 (7)	<u>0,01-0,269</u> 0,121 (31)	<u>1-27</u> 13 (31)	
		Северо- Курьинская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>1,8-13,3</u> 7,6 (2)	-	<u>0,04-0,33</u> 0,185 (2)	<u>1-7</u> 4 (2)
		Рассохинская	-	<u>9,5-13,3</u> 11,1 (20)	<u>0,1-23,8</u> 4,5 (6)	-	-	-	-	-	-	<u>0,5-18,1</u> 6,0 (29)	<u>19,4-28,7</u> 22,9 (20)	<u>0,004-0,377</u> 0,093 (29)	<u>1-28</u> 9 (29)
		Луньвожпальс кая	-	<u>8,0-15,0</u> 10,7 (62)	<u>0,1-8,5</u> 2,2(28)	-	-	<u>2,20-2,66</u> 2,46(38)	-	-	-	<u>2,9-6,0</u> 4,4 (4)	<u>18,3-23,6</u> 20,7 (3)	<u>0,025-0,098</u> 0,059 (4)	<u>6-9</u> 7 (4)
		Мартьюская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,4(1)	13,7(1)	0,107(1)	8(1)
Всего				<u>8,0-23,4</u> 10,7 (272)	<u>0,1-30,0</u> 1,8 (90)	<u>65,5-97,3</u> 77,3 (16)	<u>2,65-2,70</u> 2,68 (24)	<u>2,20-2,66</u> 2,47 (89)	<u>4,0-25,0</u> 11,5 (39)	-	<u>0,5-33,3</u> 8,4 (88)	<u>7,3-29,1</u> 18,6 (52)	<u>0,004-0,377</u> 0,104 (88)	<u>1-29</u> 11 (88)	
Примечание – Числитель – пределы изменения параметра, знаменатель – среднее значение (столбцы 5-10 – количество определений, столбцы 12-15 – количество средних значений по скважинам).															

относительного уровня моря. Коллекторы в ней не выделены (скв. 1-Мартыуская и 1П-Луньвожпальская).

Литологическая пачка IV (рисунок 4.2), расположенная выше по разрезу, отмечается увеличением обломочной примеси как алевритовой, так и песчаной размерности, что подтверждается и данными керна и данными ГИС. Пачка представлена чередованием или переслаиванием аргиллитов (слабоизвестковистых, алевритистых) и песчаников (полимиктовых, от мелко- и до грубозернистых, плотных, известковистых, трещиноватых), с прослойками (0,1 – 0,2 м) и переходами в мергель и известняк. Отмечаются органические остатки и значительное количество рассеянного пирита. Пористость пород по керну изменяется от 0,7 до 8,2 %, проницаемость низкая (от практически нулевых значений до $1,3 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Такая смена изменения литологического состава обломочных осадков, вероятно, свидетельствует об изменении режима седиментации, вызванного ростом ОУМ. Накопление отложений IV пачки происходило в морских условиях прибрежной зоны. В целом они могут интерпретироваться как разрезы продвигающегося склона выноса (на востоке) либо как турбидиты подводного конуса или дельтовых конусов [25].

На западе территории исследований, вероятно, продолжались существовать условия накопления главным образом глинистого и глинисто-карбонатного материала (зона I), на востоке – резко увеличивается песчано-алевритовая седиментация, обеспеченная «работой» дельты (зона II).

По данным ГИС коллекторы преимущественно порового типа выделены в секвенс-стратиграфических зонах II и IIa, их суммарные эффективные толщины изменяются от 0,8 до 13,0 м (см. таблицу 4.1). Максимальные толщины приурочены к центральной (Пачгинская площадь) и южной части (Курьинская площадь) рассматриваемой территории (см. рисунок 4.2). Средняя суммарная толщина коллекторов порового типа на Пачгинской площади составляет 7,0 м, на Курьинской – 5,3 м. Песчанистость – 0,048 и 0,039 соответственно.

Открытая пористость по двум образцам керна, характеризующимся как коллектор, составила 8,1 % (проницаемость не определялась).

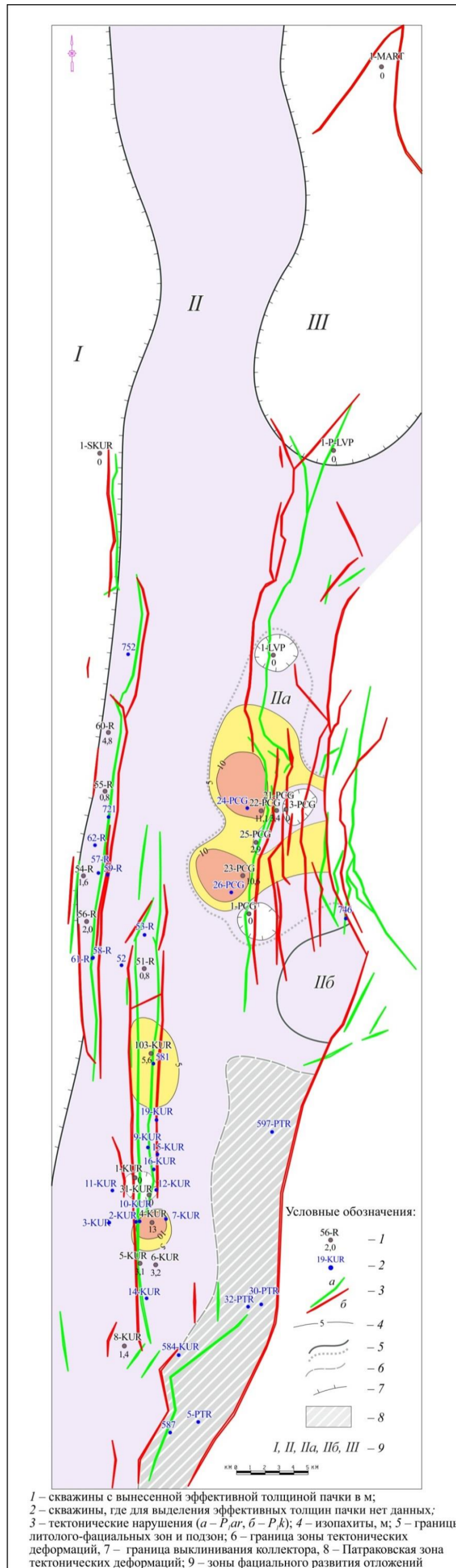


Рисунок 4.2 – Карта эффективных толщин литологической пачки IV (по материалам отчета [63])

В районе Рассохинской площади суммарная толщина пластов-коллекторов изменяется от 0,8 (скв. 55-Рассохинская) до 4,8 м (скв. 60-Рассохинская) при среднем значении 1,8 м. Коэффициент песчаности – от 0,004 до 0,059 (среднее значение – 0,023).

Для литологической пачки V (рисунок 4.3) характерно дальнейшее расширение области накопления алевритового и песчаного материала, но толщины песчаников и их положение в структуре пачки крайне изменчивы, что характерно для дистальных (внешних) частей фронта дельтового конуса, в которых песчаный материал накапливается в моменты масштабных выносов русловых осадков в продельтовую среду. Относительная близость областей сноса, «питающих» речную систему и формирующих при впадении в акваторию дельтовый конус выноса, определяет низкую сортировку обломочного материала и, соответственно, невысокий емкостной потенциал песчаных тел.

В северо-восточных разрезах исследуемой территории (фациальная зона III; скв. 1-Мартьяуская, скв. 1П-Лунывожпальская) и северо-западных разрезах (фациальная зона I; скв. 1-Северо-Курьинская), литологическая пачка V представлена, в основном, аргиллитами с редкими прослоями алевролитов. Аргиллиты темно-серые почти черные и серые алевритистые и известковистые, с частично пиритизированным растительным шламом, со стяжениями и мелкорассеянным пиритом, с известковистково-глинистыми конкрециями, с редкими трещинами залеченными кальцитом. Встреченные остатки аммоноидей свидетельствуют о накоплении отложений в нормально-морских относительно глубоководных условиях продвигающегося склона. Коллекторы в этих зонах не выделены.

В скв. 1-Лунывожпальская, пробуренной в южной части Лунывожпальской площади (фациальная зона II), эффективная толщина коллектора по данным ГИС составила 4,2 м.

Наибольшее распространение песчано-алевролитовые тела (фациальная зона IIa) получили в юго-западной и центральной части территории.

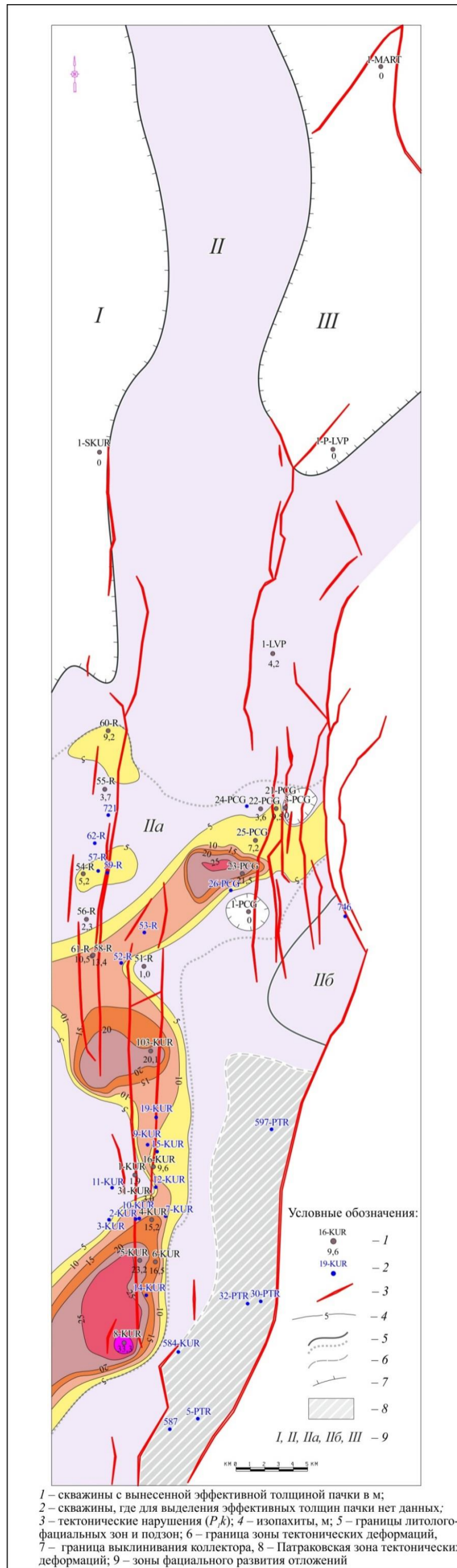


Рисунок 4.3 – Карта эффективных толщин литологической пачки V (по материалам отчета [63])

На Рассохинской площади разрез пачки представлен чередованием алевролита темно-серого, известковистого, глинистого, косослоистого (под углом $5 - 80^\circ$), аргиллита темно-серого, известковистого, алевролитистого и, реже, песчаника серого, полимиктового, мелко- и среднезернистого, известковистого. В аргиллитах встречены остатки водорослей, указывающих на обмеление бассейна. Открытая пористость по данным керна низкая и изменяется в пределах $1,2 - 3,7 \%$, среднее значение – $2,3 \%$. Проницаемый керн не отобран.

По данным ГИС суммарные эффективные толщины пластов-коллекторов Рассохинской площади изменяются от $2,3$ до $13,4$ м, среднее значение составляет $7,2$ м. (см. таблицу 4.1). Коэффициент песчаности варьирует в пределах $0,02 - 0,20$ (среднее значение – $0,035$).

Разрезы пачки Курьинской площади по данным керна сложены волнистым, горизонтальным и косым переслаиванием и чередованием песчаников (до $2,7$ см), алевролитов ($8 - 15$ см) и аргиллитов ($5 - 15$ см), с карбонатностью от $10,8$ до $28,5 \%$ и открытой пористостью по керну $0,4 - 11,7 \%$, проницаемостью – от непроницаемых до $6,4 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ (таблица 4.2). Наличие растительного детрита, остатков фауны (аммониты, криноидеи, пелециподы) позволяют предполагать здесь нормальные морские условия и формирование турбидитового конуса.

По данным ГИС суммарные эффективные толщины пластов-коллекторов на Курьинской площади изменяются от $1,9$ (скв. 1-Курьинская) до $33,3$ м (скв. 8-Курьинская), среднее значение составляет $15,4$ м. Коэффициент песчаности варьирует в пределах $0,01 - 0,16$ (среднее – $0,09$). По учтенным образцам керна ($K_{п} > K_{п}^{\text{гран}}$), попавшим в коллектор, пористость изменяется от $8,1$ до $11,7 \%$, при среднем значении $9,5 \%$, проницаемость – в пределах $0,4 - 0,4 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ (среднее – $0,2 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$) (см. таблицу 4.1).

В разрезах Пачгинской структуры по данным керна (скв. 3, 23) наблюдается переслаивание аргиллитоподобных глин, алевролитов и песчаников с открытой пористостью $1,5 - 10,5 \%$ (среднее значение – $6,4 \%$), проницаемостью – от непроницаемых до $0,1 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ (среднее – $0,01 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$), карбонатностью от $4,0$ до $30,6 \%$ (среднее – $11,7 \%$) (см. таблицу 4.2).

Таблица 4.2 – Сведения об объемах используемых данных по керну и характеристика ФЕС в отложениях P_{1ar2}

Вариант статистической обработки	Петрофизические параметры											
	пористость, %		газопроницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		остаточная водонасыщенность, %		минералогическая плотность, г/см ³		объемная плотность, г/см ³		карбонатность, %	
	от - до средняя	число образцов	от - до средняя	число образцов	от - до средняя	число образцов	от - до средняя	число образцов	от - до средняя	число образцов	от - до средняя	число образцов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Все образцы	0,1-23,4 6,5	1160	0,001-30,0 0,3	775	46,3-97,3 76,9	102	2,62-2,97 2,73	446	2,20-2,93 2,57	611	2,0-97,0 21,4	500
VII пачка	0,2-23,4 7,9	640	0,001-30,0 0,4	415	46,3-97,3 76,4	94	2,64-2,97 2,74	97	2,20-2,93 2,54	183	2,0-95,8 25,5	180
Патраковское месторождение	0,3-2,4 0,9	5	0,001	5	-	0	2,70-2,82 2,75	6	2,65-2,72 2,69	6	11,0-39,0 20,9	7
Пачгинское месторождение	0,7-14,1 8,0	72	0,001-0,6 0,03	48	-	0	2,64-2,97 2,75	85	2,45-2,93 2,57	85	2,0-95,8 25,7	117
Курьинское месторождение	0,2-23,4 7,8	465	0,001-30,0 0,3	299	46,3-97,3 76,4	94	2,68-2,70 2,69	6	2,20-2,60 2,45	61	12,5-36,4 25,2	50
Луньвожпальская площадь	1,3-12,3 7,8	48	0,1-8,5 1,9	23	-	0	-	0	2,50-2,70 2,60	31	17,9 -	1
Рассохинское месторождение	0,9-13,3 9,5	48	0,001-23,8 0,7	38	-	0	-	0	-	0	27,1-43,5 34,0	5
VI пачка	0,3-15,0 7,5	181	0,001-8,5 0,3	127	76,9-83,3 78,9	6	2,65-2,84 2,72	95	2,37-2,72 2,55	136	2,0-97,0 21,9	67
Патраковское месторождение	2,6	1	0,001	1	-	0	2,67-2,71	12	2,62-2,68	12	15,0-25,0	4

	-		-				2,69		2,65		18,5	
Пачгинское месторождение	3,8-10,9 7,6	19	0,001-0,01 0,002	9	-	0	2,67-2,84 2,75	48	2,51-2,70 2,56	48	2,0-97,0 20,6	35
Курьинское месторождение	1,8-12,9 6,6	104	0,001-3,9 0,2	81	76,9-83,3 78,9	6	2,65-2,70 2,68	35	2,37-2,60 2,51	49	17,2-34,6 23,6	18

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Луньвожпальская площадь	3,0-15,0 9,9	40	0,1-8,5 1,4	21	-	0	-	0	2,49-2,67 2,54	27	16,1-19,5 17,2	4
Рассохинское месторождение	2,6-11,9 8,1	17	0,001-0,01 0,004	15	-	0	-	0	-	0	16,4-56,1 29,4	6
V пачка	0,4-11,7 4,6	148	0,001-6,4 0,1	96	94,0-96,6 95,3	2	2,65-2,86 2,73	124	2,40-2,70 2,56	151	4,0-30,6 15,0	83
Патраковское месторождение	0,4-2,2 1,3	11	0,001 -	11	-	0	2,66-2,74 2,71	11	2,63-2,68 2,66	11	6,0-32,0 12,3	8
Пачгинское месторождение	1,5-10,5 6,4	22	0,001-0,1 0,01	16	-	0	2,65-2,86 2,76	70	2,52-2,64 2,58	70	4,0-30,6 11,7	49
Курьинское месторождение	0,4-11,7 4,9	104	0,001-6,4 0,2	58	94,0-96,6 95,3	2	2,65-2,70 2,68	43	2,40-2,70 2,53	70	10,8-28,5 22,1	18
Луньвожпальская площадь	5,7 -	1	0,001 -	1	-	0	-	0	-	0	17,2-21,9 20,1	3
Рассохинское месторождение	1,2-3,7 2,3	10	0,001 -	10	-	0	-	0	-	0	19,6-29,7 23,1	5
IV пачка	0,7-8,2 3,2	60	0,001-1,3 0,05	40	-	0	2,62-2,81 2,72	60	2,50-2,70 2,61	66	6,0-32,0 16,9	36
Патраковское месторождение	0,8-2,0 1,4	5	0,001 -	5	-	0	2,69-2,75 2,73	10	2,58-2,69 2,65	10	11,0-32,0 18,3	4
Пачгинское	1,1-8,2	17	0,001	11	-	0	2,62-2,81	33	2,55-2,64	33	6,0-25,0	21

месторождение	4,5		-				2,75		2,60		12,8	
Курьинское месторождение	0,7-6,2 2,9	37	0,001-1,3 0,09	23	-	0	2,64-2,69 2,67	17	2,50-2,70 2,60	23	12,5-29,7 23,5	7
Луньвожпальская площадь	5,2 -	1	0,001 -	1	-	0	-	0	-	0	18,5-22,3 20,4	2
Рассохинское месторождение	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	28,6-30,4 29,5	2

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
III пачка	0,2-9,9 2,6	45	0,001-0,01 0,001	39	-	0	2,63-2,85 2,72	33	2,58-2,71 2,64	34	2,0-96,9 18,8	52
Патраковское месторождение	0,2-0,7 0,4	14	0,001 -	14	-	0	2,69-2,77 2,74	13	2,62-2,71 2,66	13	9,0-27,0 16,5	12
Пачгинское месторождение	1,1-6,9 4,3	17	0,001-0,01 0,003	12	-	0	2,63-2,85 2,71	20	2,58-2,69 2,62	20	2,0-96,9 16,8	29
Курьинское месторождение	1,5-9,9 2,9	13	0,001 -	12	-	0	-	0	2,70 -	1	22,4-35,4 27,4	8
Луньвожпальская площадь	2,3 -	1	0,001 -	1	-	0	-	0	-	0	23,1-28,5 25,8	2
Рассохинское месторождение	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	21,3 -	1
II пачка	0,4-7,2 2,1	57	0,001-0,3 0,02	38	-	0	2,68-2,78 2,73	27	2,60-2,72 2,66	27	6,0-92,6 22,9	60
Патраковское месторождение	0,4-7,2 1,9	42	0,001-0,3 0,03	27	-	0	2,71-2,78 2,74	23	2,60-2,72 2,67	23	15,0-56,0 21,7	47
Пачгинское месторождение	3,3-4,0 3,6	5	0,001-0,03 0,01	5	-	0	2,68-2,72 2,71	4	2,62-2,66 2,64	4	6,0-92,6 29,3	9
Курьинское месторождение	3,0-3,1 3,1	2	0,001 -	1	-	0	-	0	-	0	21,6-30,4 26,0	2
Луньвожпальская площадь	2,8 -	1	0,001 -	1	-	0	-	0	-	0	19,2-19,7 19,5	2

Рассохинское месторождение	1,7 -	1	0,001 -	1	-	0	-	0	-	0	-	0
Анельское месторождение	1,7-2,7 2,3	3	0,001 -	3	-	0	-	0	-	0	-	0
Андыгская площадь	1,0-3,2 2,0	3	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0

Окончание таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Г пачка	0,1-2,8 0,9	29	0,001-0,01 0,002	20	-	0	2,67-2,80 2,73	10	2,60-2,70 2,65	14	2,5-36,4 19,1	22
Патраковское месторождение	0,1-0,9 0,5	16	0,001-0,01 0,002	14	-	0	2,69-2,80 2,74	6	2,66-2,71 2,69	6	10,6-36,4 19,9	17
Пачгинское месторождение	0,6-0,9 0,8	2	0,001 -	2	-	0	2,72 -	1	2,64 -	1	17,0 -	1
Курьинское месторождение	1,4-2,5 1,9	5	-	0	-	0	2,67	1	2,60-2,70 2,63	5	-	0
Луньвожпальская площадь	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	22,1 -	1
Рассохинское месторождение	0,7-1,0 0,8	4	0,001 -	4	-	0	2,72	2	2,62-2,63 2,63	2	2,5-21,0 14,8	3
Андыгская площадь	1,9-2,8 2,4	2	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0

Суммарная эффективная толщина коллекторов порового типа, выделенных по данным ГИС, изменяется от 3,6 (скв. 22-Пачгинская) до 21,5 м (скв. 23-Пачгинская) (см. рисунок 4.3). Коэффициент песчаности варьирует в пределах 0,02 – 0,14 (среднее – 0,06). По данным керн пористость в коллекторах изменяется от 8,5 до 10,5 %, при среднем значении 9,3 % (см. таблицу 4.1). Проницаемость определена только в одном образце и составила $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Литологическая пачка VI (рисунок 4.4) также различается как по литологическому составу, так и по фациальной принадлежности. Однако область развития песчаных пород (фациальная зона IV) в пределах пачки занимает все большую территорию, смещается на запад полигона исследований, отражая продвижение береговой линии и последовательное заполнение мелющей впадины. В разрезах скважин песчаники встречаются уже практически повсеместно. Анализ общей толщины пачки VI позволяет сделать вывод о том, что к началу ее формирования произошло существенное выравнивание рельефа дна морского бассейна. В этой зоне располагаются: южная часть Луньвожпальской площади (скв. 1-Луньвожпальская), Пачгинская и Курьинская площади и восточная часть Рассохинской площади (скв. 53, 52, 51). В разрезах этой пачки по керну, в основном, преобладают песчаники и алевролиты, мелко-, среднезернистые, с толщинами слоев от 0,3 – 0,5 до 2,7 м, с прослоями (от 0,1 до 2,1 м) аргиллита. Характерны горизонтальные, косо- и волнисто-слоистые текстуры турбидитовых последовательностей. Карбонатность пород в среднем по площадям составляет 17,2 – 23,6 %, открытая пористость по керну изменяется от 1,8 до 15,0 % (средние значения – от 6,6 до 9,9 %), проницаемость – от нулевых до $8,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (см. таблицу 4.2).

Пласты-коллекторы по данным ГИС в пределах рассматриваемой пачки выделены на всех вышеприведенных площадях (см. рисунок 4.4). Суммарные эффективные толщины коллекторов по скважинам изменяются от 0,5 (скв. 3-Пачгинская) до 27,0 м (скв. 4-Курьинская). Максимальные эффективные толщины ($h_{эф} > 15,0$ м) приурочены к южной (Курьинская площадь) и восточной части (Пачгинская площадь) рассматриваемой территории. В коллекторах

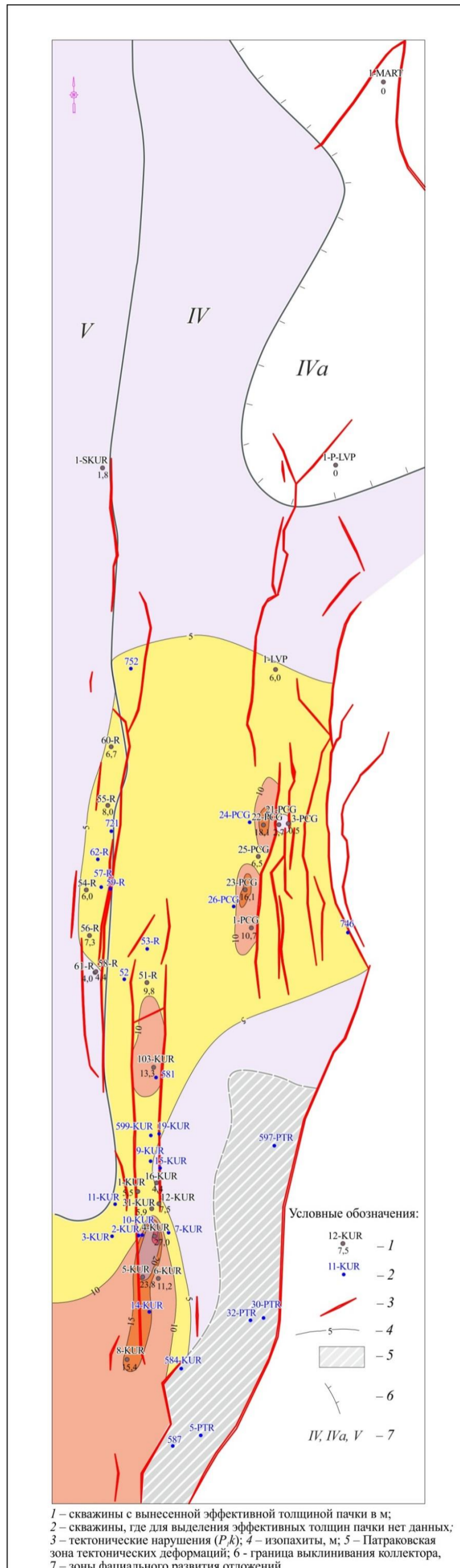


Рисунок 4.4 – Карта эффективных толщин литологической пачки VI (по материалам отчета [63])

пористость по керну изменяется: в скв. 1-Луньвожпальская от 8,2 до 15,0 % (среднее значение 10,6 %); на Пачгинской площади от 9,1 до 10,9 % (среднее 9,3%); на Курьинской площади от 8,0 до 12,9 % (среднее 9,5 %) (см. таблицу 4.1).

Менее благоприятная обстановка для формирования коллекторов литологической пачки VI существовала в зоне карбонатно-глинистых продельтовых образований (фациальная зона IVa) в северо-восточной части рассматриваемой территории (скв. 1-Мартьюская, 1П-Луньвожпальская), где коллекторы практически отсутствуют (см. рисунок 9.4), и в зоне пассивного склона (зона V) в северо-западной части (скв. 1-Северо-Курьинская и Рассохинская площадь), в разрезе которой все еще велика роль глинисто-карбонатных отложений и куда песчаный материал доносился в ограниченном объеме. По данным керна (зона V, Рассохинская площадь, скв. 54, 58, 60) отложения пачки представлены чередованием аргиллита серого, неравномерно-алевритистого, алевролита серого, глинистого и песчаника серого, полимиктового. Породы известковистые (карбонатность 16,4 – 36,1 %) с горизонтальной слоистостью, с растительным детритом. Толщина песчано-алевролитовых прослоев колеблется от 0,1 до 0,4 м. Часто отмечаются постепенные переходы одной разности пород в другую, прослой известняка серого глинистого мощностью от 0,05 до 0,10 м (карбонатность 89,6 %), иногда с обломками гравелитовой размерности. Открытая пористость по данным керна изменяется от 1,2 до 3,7 %. Проницаемых образцов не вынесено.

По данным ГИС пласты-коллекторы в пределах фациальной зоны V выделены на Рассохинской площади по пяти скважинам (см. таблицу 4.1). Суммарные эффективные толщины изменяются от 4 до 8 м, песчанистость варьирует в пределах 0,07 – 0,13 (средняя – 0,10).

В пределах литологической пачки VII (рисунок 4.5) по данным секвенс-стратиграфического анализа выделены две фациальные зоны: IV (зона распространения дельты) и IVb (зона дельты и полигенного комплекса). Отложения этой пачки, так же как и предыдущей VI, в основном, представлены чередованием алевролита (полимиктового, неравномерно-глинистого,

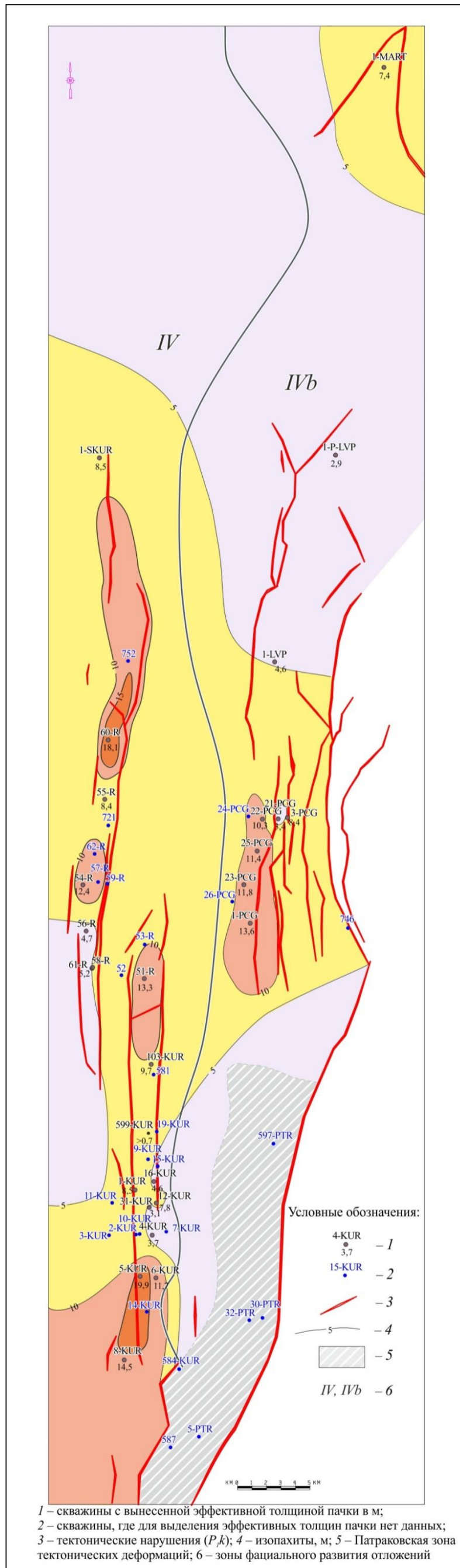


Рисунок 4.5 – Карта эффективных толщин литологической пачки VII (по материалам отчета [63])

слабоизвестковистого), песчаника (серого, полимиктового, неравномерно-, средне-, сильноизвестковистого, в разной степени глинистого и пористого) и тонкими прослоями аргиллита (серого и темно-серого, горизонтально-слоистого, с редким обугленным растительным детритом и растительными остатками). По данным керна открытая пористость пачки изменяется в широком диапазоне: от 0,2 до 23,4 %, проницаемость – от непроницаемых до $30 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ (см. таблицу 4.2).

Коллекторы порового типа по данным ГИС выделены практически на всех рассматриваемых площадях (исключение составляет Патраковская площадь, зона тектонической деформации) (см. таблицу 4.1). Суммарные эффективные толщины пластов-коллекторов по скважинам изменяются от 1,7 (скв. 58-Рассохинская) до 19,9 м (скв. 5-Курьинская). Средние значения $h_{\text{эф}}$ по площадям распределены довольно равномерно: 9,3 м на Курьинской; 9,1 м на Рассохинской; 9,8 м на Пачгинской, несколько меньше – 7,4 м на Мартыуской и 3,8 м на Луньвожпальской. Скважины с максимальными эффективными толщинами ($h_{\text{эф}} > 15,0$ м) приурочены к Курьинской (скв. 5) и Рассохинской (скв. 60) площадям (см. рисунок 4.5). По данным керна открытая пористость коллекторов изменяется от 8,0 до 23,4 %, среднее значение составляет 10,7 % (см. таблицу 4.1), проницаемость изменяется от 0,1 до $30 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ (среднее значение – $2,2 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$). Средние значения ФЕС по керну по рассмотренным площадям распределены равномерно (на Курьинской $K_{\text{п}}=11,0$ %, $K_{\text{пр}}=1,7 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; на Рассохинской $K_{\text{п}}=11,3$ %, $K_{\text{пр}}=4,5 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; на Пачгинской $K_{\text{п}}=10,8$ %, $K_{\text{пр}}=0,3 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; на Луньвожпальской $K_{\text{п}}=10,7$ %, $K_{\text{пр}}=3,3 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$), из чего можно предположить, что коллекторы в литологической пачке VII формировались в однотипных условиях и характеризуются близкими ФЕС.

На рисунке 4.6 приведена карта общих толщин по всем пачкам, из которой следует, что области развития коллекторов с максимальными толщинами сосредоточены в южной части рассматриваемой территории (южная часть Курьинской площади), где суммарные толщины коллекторов достигают 60 м и более (скв. 5, 8), и ее центральной части в районе Пачгинской структуры (скв. 23). Максимальными эффективными толщинами на исследуемой территории характеризуются литологические пачки V – VII.

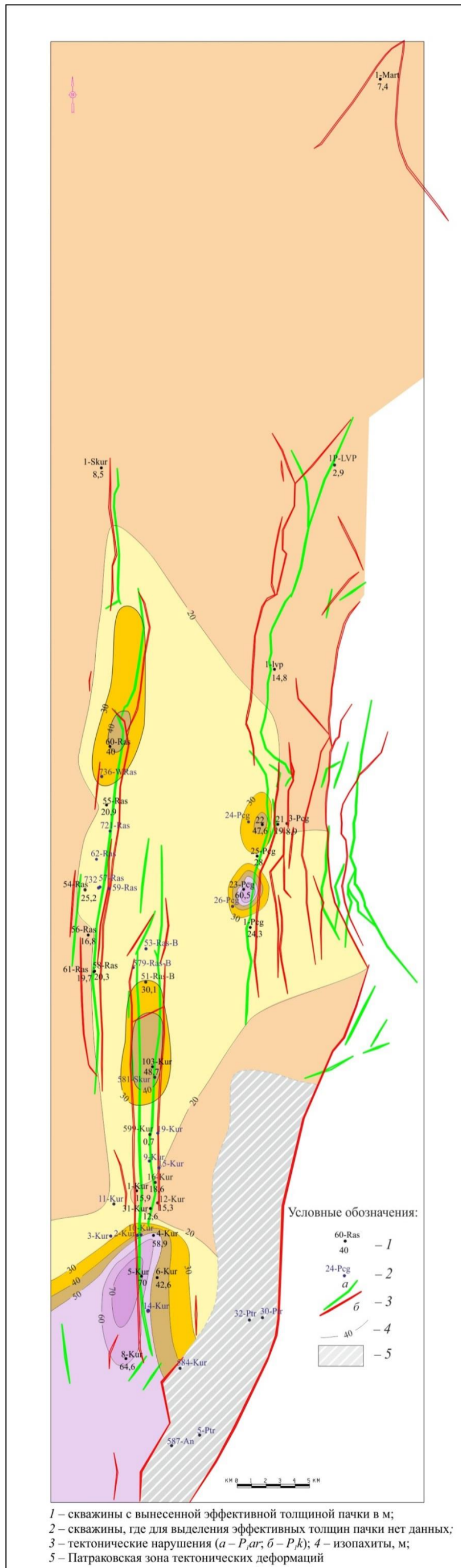


Рисунок 4.6 – Карта эффективных толщин коллекторов литологических пачек III – VII (по материалам отчета [63])

5. ГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НИЖНЕПЕРМСКОЙ ТЕРРИГЕННОЙ МОЛАССЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОСТАВУ РАЦИОНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

5.1. Газовый потенциал нижнепермской терригенной молассы

Газоносность нижнепермской терригенной молассы исследуемого района доказана еще в прошлом столетии. В советское время на данной территории были открыты Курьинское, Рассохинское, Патраковское, Анельское и Пачгинское месторождения.

В отчетах по подсчету запасов УВ [27, 32, 87, 71] и во многих других опубликованных работах [22, 79, 52, 75], где рассматривались перспективы нефтегазоносности юга Верхнепечорской впадины, терригенные отложения верхнеартинского возраста рассмотрены как вполне **традиционные**, хотя и обладают низкими ФЕС.

Так, например, авторы монографии [22] детально рассмотрели перспективы нефтегазоносности терригенных отложений артинско-сакмарского возраста юга Верхнепечорской впадины. Но открытые месторождения к нетрадиционным резервуарам газа они не относили.

В обзоре «Сланцевые углеводороды» [79] рассмотрены сланцевые толщи Тимано-Печорской провинции интервала разреза от верхнего кембрия до среднего карбона. Его авторы терригенные отложения нижней перми в класс нетрадиционных не включили.

В научной статье [52] рассмотрены направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Республике Коми. Одно из них – нижнепермский сульфатно-галогенно-терригенный НГК в складчато-надвиговых структурах юга Печорской впадины. Авторами отмечены нерешенные методические и геологические задачи, но выявленные в НГК залежи газа к нетрадиционным не отнесены.

Авторы статьи «О возможностях добычи сланцевого газа на территории Пермского края» [75] нижнепермские терригенные отложения Предуралья тоже не рассматривают как аналог газоносных сланцевых полей США.

При подсчете запасов залежей УВ [87, 71] на Курьинском, Рассохинском и Пачгинском месторождениях учитывались только традиционные преимущественно поровые коллекторы. При этом основными факторами, влияющими на корректность подсчета запасов, являются геометрия залежи и эффективная пористость. При подсчете запасов открытых здесь месторождений геометрия залежи ограничивалась довольно условной последней замкнутой изогипсой и условным уровнем ГВК, принятым по нижней границе последнего традиционного коллектора, выделенного по ГИС. Оба эти фактора не работают и не имеют решающего значения в том случае, когда речь идет о нетрадиционном коллекторе.

Только некоторые авторы до недавнего времени, например авторы статьи [8], рассмотрели Рассохинское и Курьинское месторождения газа в терригенных отложениях как приуроченные к нетрадиционному резервуару.

Так что же в современном понимании означает нетрадиционный резервуар?

В США для обозначения нетрадиционных ресурсов УВ используют термины «tight oil/gas» и «shale oil/gas», которые не всегда трактуются однозначно.

Несколько лет назад в США ресурсы «tight gas» (газ в плотных породах) и «shale gas» (газ в сланцах) оценивались отдельно. В последние годы ресурсы «tight gas» в отчётах не фигурируют, так как они были включены в «shale gas». То же самое и с «tight oil». Как отмечается в публикациях [47], [1], произошла некоторая подмена терминов, которые были понятны для геологов и нефтяников. Терминами «tight oil/gas» и «shale oil/gas» в зарубежной практике обозначаются три группы объектов [47], [1]. Это скопления нефти и газа:

- непосредственно в глинисто-сланцевой толще генерации (в трещинах, в рассеянном состоянии и в микропорах) и не мигрировавших из неё из-за плохой проницаемости пород;
- в плотных и низкопроницаемых полуколлекторах, в породах, не являющихся генерирующими, но расположенных в непосредственной близости с ними (латерально или вертикально совмещенных с генерирующими);
- в плотных и низкопроницаемых полуколлекторах, расположенных на пути

миграции УВ и значительно удалённых от толщ генерации.

Вопрос об источнике газа в верхнепермских молассовых (флишоидных) отложениях в пределах ВПВ до настоящего времени тоже является спорным. Авторы работы [76], рассматривая флишоиды Предуральяского прогиба в пределах оренбургского сегмента передовых складок Урала, выдвигают несколько гипотез. Приведем три основных:

1. Газ флишоидов связан с интенсивными потоками глубинных углеводородов, контролируемых разломами зоны сочленения Предуральяского прогиба и складчатого Урала. В таком случае, залежи УВ могут быть связаны с традиционными коллекторами (поровыми, трещинно-поровыми), приуроченными к структурным и комбинированным локальным объектам (ловушкам) под флюидоупорами.

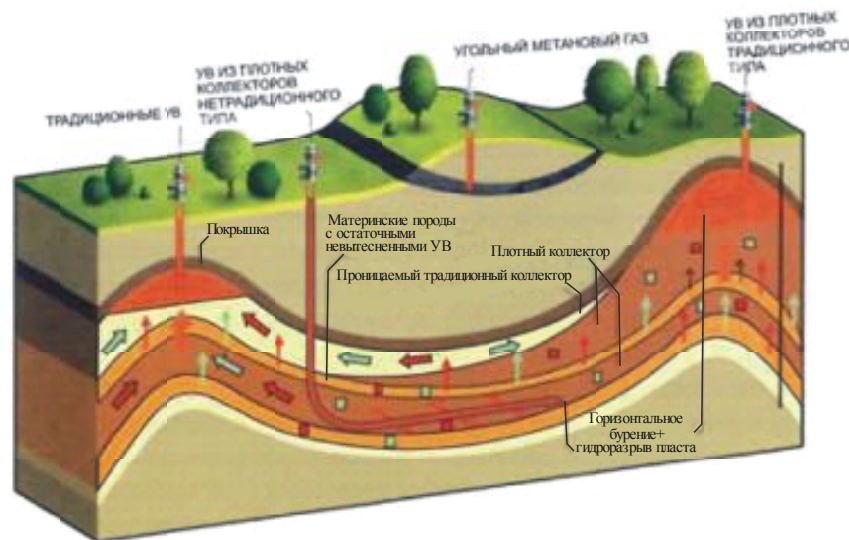
2. Газ мигрировал в нижнепермские флишоиды из дофаменской девонской карбонатно-терригенной толщи. Дофаменская девонская карбонатно-терригенная толща, в пределах передовых складок Урала представленная ассоциацией маломощных пластов депрессионных разностей карбонатно-терригенных пород, характерных для некомпенсированных впадин, и толщ терригенных пород, сформированных за счёт сноса, является нефтеносной. Если это так, то депрессионные разности карбонатно-терригенных пород дофаменского возраста являются генерирующими. Образовавшийся в них газ мигрировал в нижнепермские флишоиды, аккумулируясь в пределах благоприятных зон нефтегазонакопления.

3. Разрезы нижнепермских флишоидов являются газоматеринскими. Сгенерированный в них газ занял пустотное пространство вмещающей толщи и вышележащих плотных и низкопроницаемых полуколлекторов [83].

От обоснованности каждой из гипотез зависят перспективы рассматриваемого района и направления дальнейших работ.

В соответствии с принятой американской терминологией газоносные песчаники и известняки в молассовых (флишоидных) отложениях Предуральяского прогиба более всего соответствуют термину «tight gas» (газ в плотных породах), но всю их толщу следует идентифицировать как «shale gas». То есть это единая непрерывная газоносная система, ограниченная сверху флюидоупором –

ангидритами и солями кунгурского яруса нижней перми, скопление газа в которой происходит в плотных и низкопроницаемых полукolleкторах, не являющихся генерирующими, но расположенных в непосредственной близости с ними (латерально или вертикально совмещенных с генерирующими). В пределах резервуара могут встречаться традиционные скопления газа, расположенные под контролирующим их флюидоупором, образованные за счет вертикального перераспределения и перемещения УВ по «транзитным» толщам (в данном случае это, в основном, поровые коллекторы VII – VI пачек), в которые газ мигрировал (был вытеснен) из расположенной ниже газоматеринской толщи, где термобарические условия позволяли генерировать газ. Распределение скоплений газа в пределах рассматриваемой молассы можно представить, рассмотрев схему, приведенную в работе [47] (рисунок 5.1).



Условные обозначения:

1	5	9
2	6	10
3	7	11
4	8	12

1 – нефтегазоматеринская толща; 2 – транзитная толща; 3 – покрышка; 4 – низкопроницаемый коллектор; 5 – 12 – основные процессы: 5 – миграция нефти; 6 – миграция газа; 7 – вытеснение нефти, 8 – вытеснение газа; 9 – рассеивание нефти, 10 – рассеивание газа; 11 – сохранение нефти; 12 – сохранение газа

Рисунок 5.1 – Унифицированная схема распространения УВ в различных резервуарах [47]

Терригенные верхнеартинские отложения молассы несомненно обладают

газоматеринскими свойствами. Основой отнесения тех или иных отложений к нефтегазоматеринским является наличие в них РОВ с высоким и умеренным генерационным потенциалом и нахождение этих пород в главных зонах нефте- или газообразования (ГЗН=МК₁₋₃ или ГЗГ=МК_{4.5}). Генерационный потенциал пород характеризуется такими показателями, как содержание органического вещества (ОВ, $C_{\text{орг}}$) и уровень катагенетического преобразования, определенный по отражательной способности витринита.

В пользу гипотезы о газоматеринских свойствах глинисто-карбонатных отложений артинского яруса Верхнепечорской молассы свидетельствуют результаты геохимических исследований керн, обобщенные в работах [19, 49, 51, 54, 55, 74] и основанные на определении отражающей способности витринита, согласно которым верхнеартинские отложения преобразованы до стадии катагенеза МК₄ и обладают газоматеринскими свойствами. Не выполнены более детальные исследования, например пиролиз пород, который мог бы дать информацию о типе ОВ и подтвердить степень его преобразования. Тип ОВ можно только предположить, исходя из условий осадконакопления отложений – смешанный, со значительной долей гумусовой составляющей (см. раздел 3).

В разрезе терригенного нижнепермского комплекса высокие концентрации $C_{\text{орг}}$ до 3,6 % приурочены к глинисто-карбонатным отложениям артинского яруса, несколько меньше ($C_{\text{орг}} = 0,5 - 1,5 \%$) – к глинистым породам кунгурского. Распределение $C_{\text{орг}}$ в верхнеартинских отложениях по пачкам и литотипам показывает, что максимальные значения органического вещества содержатся в аргиллитах и приурочены к Пачгинской площади.

Определение содержания $C_{\text{орг}}$ выполнено, как специалистами ТП НИЦ (скв. 3, 31-Курьинские, 32-Патраковская, 21, 23-Пачгинские), так и в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта [64]. При этом использованы как результаты определения по керну, так и по данным ГИС по методикам, предложенным в работах [15, 92 – 94].

Исследуемый район характеризуется специфичным палеотектоническим развитием, при котором верхнеартинские отложения, хотя и расположенные на современном этапе на небольших глубинах 800 – 1800 м, в течение

геологического времени достигли необходимой катагенетической зрелости (стадия катагенеза МК_{4.5}) и реализовали свой генерационный потенциал к концу поздней перми – триаса. Содержащееся в них ОВ со значительной долей гумусовой составляющей способствовало преимущественной генерации УВ-газов [85].

Палеотектонические реконструкции (рисунок 5.2), выполненные на рассматриваемой территории [83, 85], показали, что очаг газообразования в сланцевых отложениях молассы может быть оконтурен в области их максимального погружения в районе Мартюсовской, Луньвожпальской и Пачгинской структур (рисунок 5.3).

В пределах верхнеартинской молассы содержание $C_{орг}$ на керне изучено в 12 скважинах на пяти площадях – Курьинской, Северо-Курьинской, Рассохинской, Пачгинской и Патраковской. При этом использованы данные, имеющиеся в базе ООО «ТП НИЦ» (20 обр., таблица 5.1), а также вновь отобранные образцы керна (39 обр., таблица 5.2), исследованные в лаборатории филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.

В результате анализа обобщенной коллекции (59 образцов), в исследованном керне отмечается довольно существенный разброс концентраций $C_{орг}$ – от 0,08 до 3,66 % (в среднем 1,28 %), что свидетельствует о том, что данные отложения неоднородны по своим газогенерационным возможностям, и среди них присутствуют как среднепродуктивные нефтегазоматеринские породы (НГМП), содержащие $C_{орг}$ от 1 до 5 %, в среднем 2 % [36]), так и породы с низким, практически нулевым, генерационным потенциалом (образец 13/1 скв. 31-Курьинская $C_{орг}=0,08$ %).

В соответствии с классификацией Е.С. Ларской [36], большая часть образцов керна (95 % от общего их числа) оценивается как нефтегазоматеринские (содержание $C_{орг}$ в них выше 0,3 %) и 78,6 % из них относятся к категории среднепродуктивных ($C_{орг}$ от 1 до 5 %). Низкопродуктивные ($C_{орг}$ от 0,3 до 1,0 %) составляют 15,2 % (9 образцов), бедные (менее 0,1 % $C_{орг}$) – 3,3 % (2 образца).

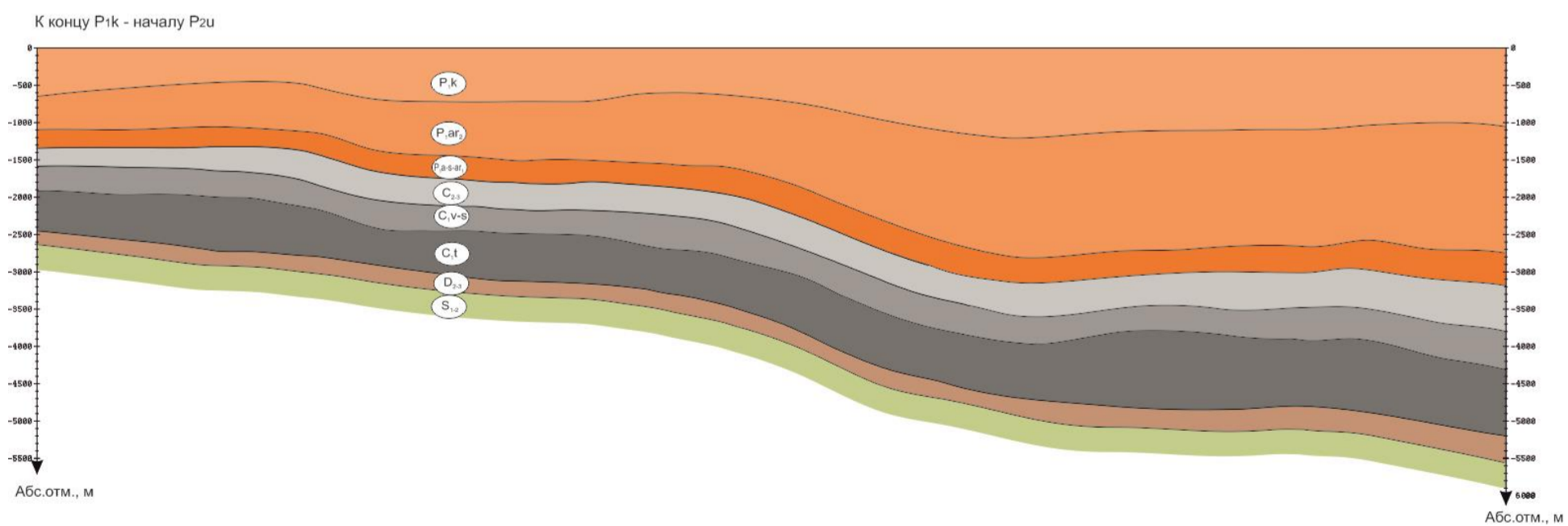
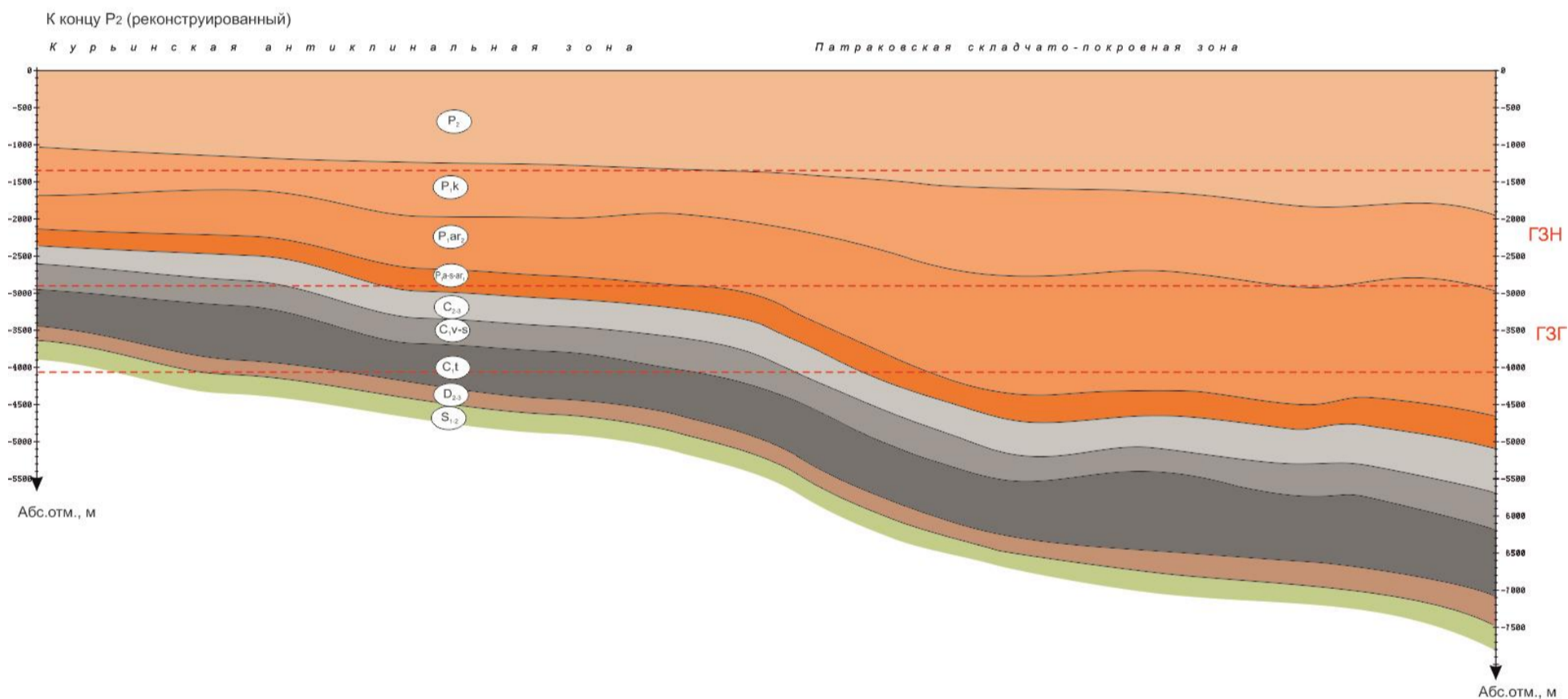
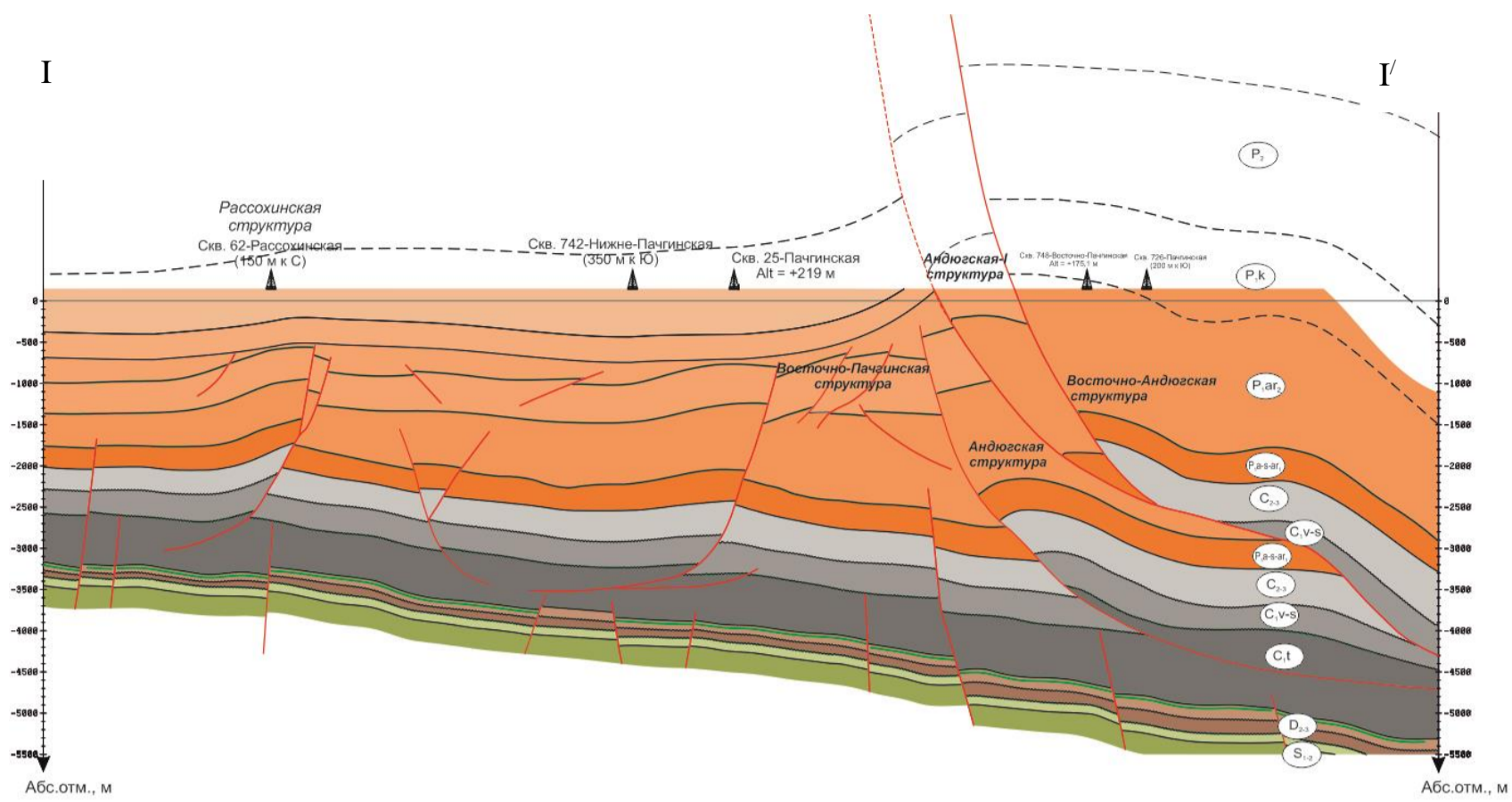
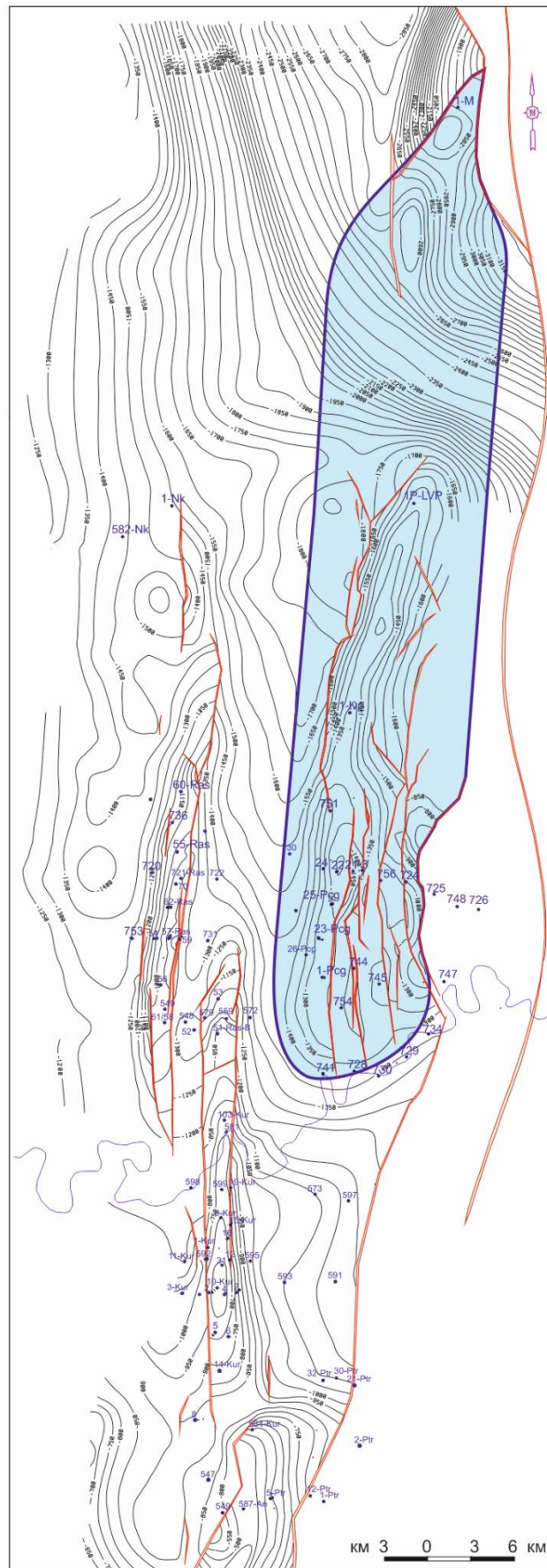


Рисунок 5.2 – Палеотектонический разрез осадочного чехла [64]
по линии скв. 62-Рассохинская – 25-Пачгинская – 726-Пачгинская (I – I')



Условные обозначения:

- очаг газогенерации

Рисунок 5.3 – Очаг генерации в отложениях верхнеартинской молассы [64]

Таблица 5.1 – Распределение $S_{орг}$ в нижнепермских отложениях терригенной молассы ВПВ (по данным ТП НИЦ)

Скважина	Номер образца	Глубина отбора, м	Расстояние от верха керна, м	Порода	Нерас-творимый остаток, %	$S_{орг}$, масс. %	Пач-ка
3-Курьинская	-	1551,0	0,0	Алевролит	69,16	1,05	V
3-Курьинская	-	1725,0	0,0	Аргиллит	74,33	1,59	IV
3-Курьинская	-	1804,0	0,0	Аргиллит	70,34	1,16	IV
31-Курьинская	10/1А	844,6	0,5	Песчаник	84,00	0,94	VII
31-Курьинская	13/1	861,3	0,7	Известняк	6,84	0,08	VII
31-Курьинская	26/7	989,1	3,6	Аргиллит	73,64	0,76	V
31-Курьинская	28/7	1027,3	3,6	Алевролит	74,00	1,10	V
31-Курьинская	34/4	1148,8	2,1	Аргиллит	76,38	1,10	IV
31-Курьинская	41/4	1237,7	4,1	Алевролит	67,65	0,15	IV
32-Патраковская	-	1500,0	0,0	Глина	73,55	1,46	VI
32-Патраковская	-	1845,0	0,0	Глина	76,78	1,10	IV
21-Пачгинская	-	1690,0	0,0	Известняк глинистый	36,67	0,65	VII
21-Пачгинская	-	1740,0	0,0	Глина алевритистая	75,00	1,51	VI
21-Пачгинская	-	2038,0	0,0	Известняк	8,83	0,21	V
21-Пачгинская	-	2550,0	0,0	Аргиллит	54,83	1,31	II
23-Пачгинская	-	1482,1	3,6	Известняк глинистый	69,78	2,31	VII
23-Пачгинская	-	1592,2	0,2	Аргиллит известковистый	73,40	2,18	VI
23-Пачгинская	-	1595,7	3,7	Песчаник известковистый	71,40	0,52	VI
23-Пачгинская	-	1597,8	5,8	Песчаник известковистый	68,60	0,45	VI
23-Пачгинская	-	1592,0	0,0	Глина известковистая	80,28	3,66	VI

Таблица 5.2 – Результаты определения нерастворимого остатка пород (НОП) и содержания $C_{орг}$ в образцах керна (по данным филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Скважина	Но- мер обра- зца	Пач- ка	Долб- ление	Привязка образца, м	Глубина отбора образца, м	Выход НОП, %	Массовая доля $C_{орг}$ в НОП, %	Массовая доля $C_{орг}$ в пробе, %
59-Рассохинская	1	III	6	Конец к.	1937,50	75	1,79	1,338
	2	II	8	0,25 н.к.	1982,35	78	2,25	1,756
	3	I	10	0,2 н.к.	2003,60	76	2,30	1,748
51-Рассохинская	4	V	3	0,9 н.к.	1342,60	77	1,74	1,348
	5	IV	4	1,6 н.к.	1388,90	73	2,22	1,629
	6	III	7	1,0 н.к.	1563,20	76	1,67	1,263
	7	II	9	0,6 н.к.	1645,70	74	1,55	1,153
54-Рассохинская	8	VII	4	0,5 н.к.	1310,0	98	1,77	1,729
	9	VI	14	Конец к.	1381,5	80	1,66	1,321
	10	V	16	Н.к.	1387,0	74	2,27	1,687
	11	III	17	Н.к.	1660,8	73	1,74	1,269
	12	II	18	Конец к.	1723,3	78	1,53	1,191
	13	I	19	0,02 н.к.	1777,42	78	2,04	1,585
55-Рассохинская	40	VII	8	0,6 н.к.	1239,1	78	2,14	1,659
	41	V	11	0,25 н.к.	1361,25	80	1,63	1,303
1-Курьинская	15	VII	9	0,1 н.к.	981,10	82	2,90	2,363
	16	VI	11	0,55 н.к.	1056,95	76	2,11	1,595
	17	V	18	0,45 н.к.	1231,45	78	2,29	1,796
	18	IV	19	0,65 н.к.	1310,25	79	1,69	1,334
8-Курьинская	19	VI	1	0,05 н.к.	1198,05	69	1,97	1,366
	20	V	6	2,55 н.к.	1445,95	75	0,871	0,649
	21	IV	10	0,3 н.к.	1640,70	75	1,63	1,225
	22	III	12	0,35 н.к.	1731,05	79	1,93	1,518
	23	II	13	1,25 н.к.	1843,55	74	2,03	1,506
	24	I	14	2,3 н.к.	1895,60	77	1,32	1,015
14-Курьинская	25	VII	7	Н.к.	982,50	82	1,77	1,447
	26	VI	18.	0,65 н.к.	1108,2	78	1,87	1,455
	27	V	20.	0,6 н.к.	1202,60	77	1,17	0,907
	28	IV	23	1,5 н.к.	1299,90	78	1,39	1,079
	29	III	27	0,75 н.к.	1489,55	79	0,72	0,565
	30	II	29	1,95 н.к.	1602,75	78	1,53	1,201
	31	I	31	Н.к.	1714,00	75	1,83	1,367
1-Северо- Курьинская	32	VII	2	1,35 н.к.	1730,85	83	1,46	1,215
	33	VI	3	1,95 н.к.	1779,95	65	1,66	1,087
	34	V	5	1,0 н.к.	1857,80	65	0,60	0,393
	35	IV	7	0,85 н.к.	1947,25	76	2,39	1,807
	36	III	9 д.	0,2 н.к.	2032,10	75	1,62	1,212
	37	II	10	0,45 н.к.	2082,05	73	1,16	0,844
	38	I	11	1,2 н.к.	2124,50	77	1,32	1,016

Из распределения содержания $C_{орг}$ по глубине на площади исследования с учетом всех определений (рисунок 5.4) следует, что содержание $C_{орг}$ не зависит от глубины залегания отложений и на всех рассматриваемых площадях варьирует в одних пределах. Исключение составляет Пачгинское месторождение, к которому приурочены максимальные значения $C_{орг}$ (2,18 % – 3,33 %, VI – VII пачки).

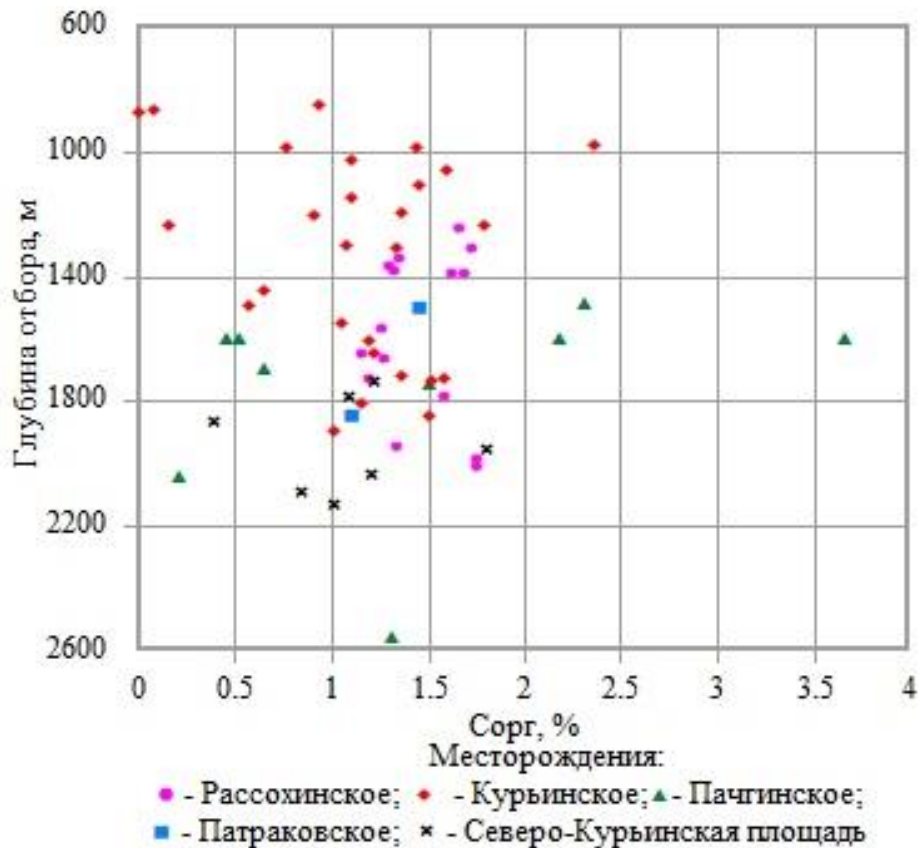


Рисунок 5.4– Распределение содержания $C_{орг}$ по глубине

В результате моделирования прогрева отложений установлено, что к началу триасового периода отложения молассы были затронуты процессами газообразования (уровень катагенеза $МК_{4.5}$) в восточной части исследуемой территории в районе Мартюской, Луньвожпальской и Пачгинской площадей при глубине погружения 3 – 4 км. На западе территории в районе Курьинской и Рассохинской площадей рассматриваемые верхнеартинские отложения согласно выполненным палеорекострукциям залегали на более высоких глубинах 2 – 3 км, вследствие чего были менее прогреты и уровень катагенетического преобразования

РОВ в них остался на стадии МК₃ – начало МК₄. В настоящее время на территории ВПВ согласно современным замерам пластовой температуры зафиксирован невысокий температурный градиент 2,0 – 2,5 °С/100 м.

Таким образом, терригенные верхнеартинские отложения молассы несомненно обладают газоматеринскими свойствами. Они характеризуются высокой продуктивностью за счет высоких концентраций рассеянного ОВ ($C_{орг} = 0,7 - 3,6 \%$) с преимущественно гумусовой составляющей, высоких стадий катагенеза (до МК_{4.5}), значительной толщины накопления (до 1 км и более). Затрудненная возможность эмиграции газа из газоматеринской толщи в связи с низкой пористостью и проницаемостью пластов-коллекторов способствует накоплению его непосредственно в самой газоматеринской толще. Реализация генерационного потенциала рассеянного ОВ возможна также в виде эпигенетических газовых скоплений, сформированных за счет латеральной и вертикальной миграции по восстанию пластов [83].

Масштабы генерации газа и газовый потенциал отложений молассы рассчитаны эволюционно-катагенетическим методом (А.И. Дьяконов и др.) и количественным математическим моделированием (С.Г. Неручев и др.).

Расчет ресурсов газа в отложениях нижнепермской терригенной молассы эволюционно-катагенетическим методом

Сущность эволюционно-катагенетического метода [22] заключается в последовательной ретроспективной фиксации степени катагенеза ОВ с момента зарождения осадочного бассейна до превращения его в нефтегазоносный. Достоинство метода заключается в относительно простом и полном учете масштабов генерации и аккумуляции УВ нефтегазоматеринскими и нефтегазовмещающими породами от раннего протокатагенеза до позднего апокатагенеза ОВ с расчетом начальных потенциальных ресурсов УВ. Более высокая достоверность оценки обеспечивается не только конкретизацией ретроспективных значений палеотемператур, степени катагенеза, типа и содержания рассеянного ОВ по стадиям его изменения, но и расчетных

коэффициентов генерации, эмиграции и аккумуляции УВ.

Оценка нефтегазового потенциала на основе эволюционно-катагенетического метода отдельного прогноза нефтегазоносности состоит из нескольких этапов:

- реконструкция катагенетической эволюции осадочного нефтегазоносного бассейна с использованием уточненных катагенетических характеристик;

- изучение типа, содержания и распределения ОВ в основных нефтегазогенерирующих комплексах НГБ; одновременно с реконструкцией катагенетической эволюции для каждого из выделенных осадочных комплексов рассчитываются: мощность, плотность, объем и масса глинистых и карбонатных нефтегазоматеринских отложений к началу соответствующего этапа катагенеза;

- проведение на основе этих данных, с учетом соответствующих коэффициентов и поправок, расчета масштабов генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов УВ различного фазового состава.

Общая формула расчета масштабов генерации ($Q_{\text{ген}}$) от начала катагенеза до данной стадии имеет вид:

$$Q_{\text{ген}} = V \cdot \rho \cdot C_{\text{орг}} \cdot K_{\text{ген}} \cdot t, \quad (5.1)$$

где V – объем глинисто-карбонатных нефтегазоматеринских пород, км³;

ρ – плотность НГМП, г/см³;

$C_{\text{орг}}$ – содержание органического вещества в изучаемом комплексе, г/кг;

$K_{\text{ген}}$ – коэффициент генерации углеводородов;

t – коэффициент, корректирующий масштабы газообразования в осадочно-породном бассейне в зависимости от тектонодинамических условий.

Дальнейшая оценка масштабов аккумуляции ($Q_{\text{ак}}$) газообразных УВ рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ак}} = Q_{\text{ген}} \cdot K_{\text{эм}} \cdot K_{\text{ак}}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{эм}}$ – коэффициент эмиграции газа;

$K_{\text{ак}}$ – коэффициент аккумуляции.

Значение коэффициентов эмиграции, наибольшее на этапах ГЗН и ГЗГ,

уменьшается пропорционально сокращению общей площади контакта нефтегазоматеринских свит и пород-коллекторов в разрезе, а также при уменьшении объема НГМП (менее 50 % мощности толщи).

На величину коэффициента аккумуляции определяющее влияние оказывают масштабы генерации и емкостные свойства природного резервуара, с увеличением которых значение коэффициента возрастает.

Прямых данных о величине коэффициентов эмиграции ($K_{эм}$) и аккумуляции ($K_{ак}$) газа и нефти нет [35]. По данным В.Д. Наливкина, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, С.П. Тюнегина наиболее обоснованы следующие значения коэффициентов для ТП НГБ: эмиграции газа – от 0,80 до 0,95 (чаще 0,9); аккумуляции – от 0,01 – 0,10.

Начальные потенциальные ресурсы ($Q_{нп}$) газа территории определяются по формуле

$$Q_{нп} = Q_{ак} \cdot K_p, \quad (5.3)$$

где K_p – коэффициент рассеяния УВ, показывающий степень сохранности залежей в процессе миграции флюидов.

Коэффициент рассеяния (K_p) зависит от возраста отложений, тектонотипа бассейна, времени проявления главной фазы нефте- и газообразования, времени образования ловушек, гидрогеологического режима бассейна, но главное – от интенсивности тектонических движений и их направленности на современном этапе. Сравнительные данные по многим нефтегазоносным областям России [34] показывают величину рассеяния газообразных УВ от 0,4 до 0,8 доли ед., а в бассейнах с малой интенсивностью инверсионных движений K_p может быть принят равным 1.

В результате выполненных палеопостроений максимально благоприятные условия для генерации газа выявлены в очаге генерации в пределах Луньвожпальской, Пачгинской и Мартюской площадей (см. рисунок 5.3).

Исходные данные для расчетов приведены в таблицах 5.3, 5.4.

Таблица 5.3 – Суммарные толщины газоматеринских пород и средние значения $S_{орг}$

(для пород с $C_{орг} > 0,6 \%$)

Скважины в очаге генерации	$\Sigma H_{гмп}, м$	$C_{орг}, \%$
1-Луньвожпальская	658,3	1,8
1-Пачгинская	741,5	2,1
3-Пачгинская	1005,2	2,0
22-Пачгинская	710,3	2,1
23-Пачгинская	637,7	2,0
25-Пачгинская	576,5	2,6
1-Мартюская	899,5	2,1
Средние значения	747,0	2,1

Таблица 5.4 – Коэффициенты генерации газообразных УВ в процессе катагенеза ОВ

Газообразные УВ, г/г, ОВ данного этапа	Значение коэффициента генерации от начала катагенеза до данной стадии									
	ПК ₃	МК ₁	МК ₁ - МК ₂	МК ₂	МК ₃	МК ₄	МК ₅	АК ₁	АК ₂	АК ₃
Гумусовое	0,0049	0,0096	0,022	0,0253	0,0317	0,0545	0,0545	0,0803	0,1126	0,1501
Гумусово- сапропелевое	0,0074	0,011	0,0195	0,0255	0,035	0,060	0,090	0,1220	0,179	0,2285
Сапропелевое	0,01	0,013	0,017	0,0257	0,0383	0,0648	0,1142	0,1630	0,2465	0,2950

Площадь очага газогенерации составила 695 км², установлена по карте очага генерации (см. рисунок 5.3). Средняя толщина газоматеринских пород, рассчитанная по скважинам, расположенным в выделенном очаге генерации, составила 747 м (см. таблицу 5.3). Среднее содержание $C_{орг}$ в породе принято равным 2,1 % (или 2100 г/кг) (см. таблицу 5.3). Плотность газоматеринских пород – 2,6 г/см³ (средняя величина между объемной плотностью, полученной по данным керна (611 образцов, $\rho^{кern} = 2,57$ г/см³) и данным ГИС (скв. 1-Луньвожпальская, скв. 1 и 3-Пачгинские, $\rho^{ГГК-П} = 2,63$ г/см³). Коэффициент генерации газообразных УВ для стадии катагенеза МК₄-МК₅ принят 0,075 как среднее значение между МК₄ и МК₅ (см. таблицу 5.4) [21].

При принятых параметрах масштаб генерации газа в выделенном очаге генерации и рассчитанный по формуле (5.1) составил 2,13 трлн м³ (таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Основные параметры для расчета масштаба газогенерации

Площадь НГМП (S), км ²	Толщина НГМП (h), км	Объем НГМП (V), км ³	Плотность НГМП (ρ), г/см ³	Среднее содержание C _{орг} в НГМП (C _{орг}), %	Коэффициент генерации для МК ₄ -МК ₅ , доли ед.	Масштаб генерации, Q _{ген} , трлн м ³
695	0,747	0,519	2,6	2,1	0,075	2,13

Оценка масштабов аккумуляции газообразных УВ рассчитывалась по формуле (5.2).

Значения коэффициентов эмиграции и аккумуляции в соответствии с работой [22] приняты $K_{эм} = 0,9$; $K_{ак} = 0,1$.

При принятых параметрах масштаб аккумуляции газа, образованного в выделенном очаге генерации ($Q_{ак}$), составил $2130 \cdot 0,9 \cdot 0,1 = 192$ млрд м³.

При расчете начальных потенциальных ресурсов газа по формуле (5.3) значение коэффициента рассеяния УВ (K_p), в соответствии с работой [34], принят равным 0,8.

Результаты расчетов масштабов генерации, аккумуляции и НПР газа приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Распределение масштабов генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов газа

Масштабы генерации (Q _{ген}), трлн м ³	Масштабы аккумуляции (Q _{ак}), млрд м ³	Начальные потенциальные ресурсы (Q _{нп}), млрд м ³
2,13	192	154

Таким образом, НПР отложений верхнеартинской молассы рассматриваемой территории, рассчитанные на основе эволюционно-катагенетической модели, составляют 154 млрд м³ газа.

Метод оценки газового потенциала по С.Г. Неручеву

С.Г. Неручевым с соавторами [46, 56] разработана методика оценки ресурсов УВ на основе количественного математического моделирования процессов генерации нефти и газа и формирования их месторождений в соответствии с основными положениями осадочно-миграционной теории образования нефти и

газа. При создании методики решен ряд задач нефтегазовой геологии и геохимии. В области генерации УВ – создание качественных эмпирических моделей нефтегазообразования в процессе катагенеза органического вещества пород; балансовых уравнений для количественной оценки генерации нефти и газа; количественных моделей генерации нефти и газа для основных генетических типов ОВ материнских пород; методов расчета плотностей генерации и эмиграции нефти и газасуммарных количеств генерированных и эмигрировавших из материнских пород УВ. В области изучения миграции УВ и формирования месторождений – определение механизма, путей и направлений миграции нефти и газа, скоростей миграции УВ, максимальных расстояний миграции и т.д.

Основой для проведения работ по оценке потенциальных ресурсов УВ является комплект карт, отражающих структуру изучаемого объекта, распространение в нем и толщина выявленных газоматеринских толщ, распространение и толщина коллекторов; содержание и тип исходного для генерации УВ, степень зрелости ОВ .

Количественные модели генерации нефти и газа для основных генетических типов ОВ (сапропелевого и гумусового) приведены в таблицах 5.7 и 5.8.

Таблица 5.7 – Генерация нефти, углеводородного газа и других летучих продуктов сапропелевым органическим веществом [56]

Катагенез		С _г , %	М _{ост} , %	Генерация, % масс. от исходной массы ОВ						
R ₀ , %	Начало градации			нефть	УВ газ	CO ₂	H ₂ S	NH ₃ -N ₂	H ₂ O	Σпр.ген.+ М _{ост}
до 0,5	ПК	58,9	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100
0,5-0,65	МК ₁	71,0	69,09	0,0	0,91	24,35	0,35	4,21	1,10	100,01
0,65-0,83	МК ₂	76,5	54,0	8,2	0,91	29,60	1,45	4,60	1,25	100,01
0,83-1,12	МК ₃	78,6	32,5	28,24	1,33	29,60	2,25	4,60	1,50	100,02
1,12-1,51	МК ₄	82,2	27,0	28,24	4,00	31,80	2,55	4,80	1,70	100,09
1,51-1,98	МК ₅	81,5	25,5	28,24	4,50	32,70	2,60	4,80	1,70	100,04
1,98-2,45	АК ₁	81,3	24,3	28,24	4,80	33,30	2,65	4,91	1,80	100,00
2,45-5,5	АК ₂	84,3	22,0	28,24	6,30	33,45	2,95	4,95	2,10	99,99
	АК ₃	88,2	20,5	28,24	6,70	34,15	3,25	5,00	2,20	100,04
5,5-11,0	АК ₄	94,5	19,0	28,24	7,20	34,50	3,40	5,00	2,65	99,99
Графит		100	17,52	28,24	7,55	34,95	3,50	5,10	3,15	100,01

Таблица 5.8 – Генерация нефти, углеводородного газа и других летучих продуктов гумусовым органическим веществом [56]

Катагенез		C _г , %	M _{ост} , %	Генерация, % масс от исходной массы ОВ						
R ₀ , %	Начало градации			нефть	УВ газ	CO ₂	H ₂ S	NH ₃ -N ₂	H ₂ O	Σпр.ген.+ M _{ост}
до 0,5	ПК	58,9	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100
0,5-0,65	МК ₁	76,0	78,45	0,60	1,55	16,15	0,80	0,15	2,30	100
0,65-0,83	МК ₂	79,4	71,36	1,64	2,35	20,00	0,85	0,30	3,50	100
0,83-1,12	МК ₃	84,8	63,41	1,64	3,03	25,80	1,52	0,35	4,25	100
1,12-1,51	МК ₄	88,3	60,26	1,64	4,15	26,40	1,65	0,40	5,50	100
1,51-1,98	МК ₅	90,0	58,36	1,64	4,85	26,40	1,65	0,68	6,49	100,07
1,98-2,45	АК ₁	90,6	57,16	1,64	5,70	26,40	1,65	0,70	6,65	100
2,45-5,5	АК ₂	91,6	55,21	1,64	7,75	26,40	1,65	0,70	6,65	100,00
	АК ₃	93,5	52,76	1,64	8,85	27,20	1,80	1,00	6,75	100,00
5,5-11,0	АК ₄	94,8	50,41	1,64	10,50	27,50	2,00	1,10	6,95	100,00
Графит		100	44,17	1,64	15,27	27,50	2,54	1,75	7,12	99,99

Плотность генерации углеводородного газа $q_{Г}^{ген}$ (м³/км²) рассчитывается как:

$$q_{Г}^{ген} = \frac{C_{орг} \cdot \rho_{мп} \cdot h_{мп} \cdot K_{Г}^{ген} \cdot 10^9}{C_{Г} \cdot M_{ост}}, \quad (5.4)$$

где $C_{орг}$ – содержание углерода в породе, %;

$\rho_{мп}$ – плотность материнских пород, г/см³;

$h_{мп}$ – мощность материнских пород, м;

$K_{Г}^{ген}$ – коэффициент генерации углеводородного газа, %;

$C_{Г}$ – содержание углерода в ОВ на данной стадии катагенеза, %;

$M_{ост}$ – остаточная масса ОВ, %.

Если в материнских породах содержатся смешанные формы сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого ОВ, то используя данные обеих таблиц можно рассчитать для ОВ смешанного состава количество образующихся УВ в зависимости от количества сапропелевых и гумусовых компонентов.

Суммарное количество углеводородного газа $Q_{Г}^{ген}$ (млрд м³), образовавшегося в газоматеринских отложениях, определяется как:

$$Q_{Г}^{ген} = q_{Г}^{ген} \cdot S_{ГМП}, \quad (5.5)$$

где $q_{Г}^{ген}$ – плотность генерации УВ газа, м³/км²;

$S_{ГМП}$ – площадь распространения газоматеринских пород, км².

Для оценки потенциальных ресурсов газа ($Q_{Г}^{пот}$, млрд м³) в оцениваемой

площади геологического объекта, которые рассчитываются по методике С.Г. Неручева по формуле (5.6), необходимо рассчитать плотность аккумуляции газа в расчете на 1 км² ($q_{\Gamma}^{\text{ак}}$, м³/км²):

$$Q_{\Gamma}^{\text{пот}} = S_{\text{уч}} \cdot q_{\Gamma}^{\text{ак}}, \quad (5.6)$$

где $S_{\text{уч}}$ – площадь подсчетного участка, км².

Плотность аккумуляции УВ газа определяется как:

$$q_{\Gamma}^{\text{ак}} = q_{\Gamma}^{\text{эм}} - q_{\Gamma\text{п}}^{\text{рн}} - q_{\Gamma\text{п}}^{\text{рв}} - q_{\Gamma\text{п}}^{\text{верт}} - q_{\Gamma\text{п}}^{\text{лат}}, \quad (5.7)$$

где $q_{\Gamma}^{\text{эм}}$ – плотность эмиграции газа, млрд м³/км²;

$q_{\Gamma\text{п}}^{\text{рн}}$ – плотность потерь УВ газа при растворении в нефти, млрд м³/км²;

$q_{\Gamma\text{п}}^{\text{рв}}$ – плотность потерь УВ газа при растворении в пластовой воде, млрд м³/км²;

$q_{\Gamma\text{п}}^{\text{верт}}$ – плотность потерь УВ газа при вертикальной миграции его по системе субвертикальных трещино-поровых каналов пород до кровли аккумулирующих коллекторов, млрд м³/км²;

$q_{\Gamma\text{п}}^{\text{лат}}$ – плотность потерь УВ газа при восходящей латеральной миграции на образование остаточной газонасыщенности в прикровельной зоне коллекторов, млрд м³/км².

В связи с тем, что в рассматриваемой газоматеринской толще нефти- и водонасыщенные породы отсутствуют, формула (5.7) упрощается и принимает вид

$$q_{\Gamma}^{\text{ак}} = q_{\Gamma}^{\text{эм}} - q_{\Gamma\text{п}}^{\text{верт}} - q_{\Gamma\text{п}}^{\text{лат}}, \quad (5.8)$$

Плотность эмиграции газа ($q_{\Gamma}^{\text{эм}}$) рассчитывается по формуле

$$q_{\Gamma}^{\text{эм}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}} \cdot K_{\Gamma}^{\text{гн}} \cdot K_{\Gamma}^{\text{эм}} \cdot 10^9}{C_{\Gamma} \cdot M_{\text{ост}}}, \quad (5.9)$$

где $K_{\Gamma}^{\text{эм}}$ – коэффициент эмиграции углеводородного газа, %.

Потери газа при вертикальной миграции к кровле коллекторов можно оценить как:

$$q_{\Gamma}^{\text{верт}} = m_{\text{тр}} \cdot K_{\Gamma\text{н}}^{\text{ост}} \cdot h_{\text{мигр}} \cdot \rho_{\Gamma}^{\text{пл}} \cdot 10^9, \quad (5.10)$$

где $m_{\text{тр}}$ – трещинная пористость, доли ед.;

$K_{\Gamma\text{н}}^{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности пород в трещинно-

поровых каналах миграции, доли ед.;

$h_{\text{мигр}}$ – расстояние вертикальной миграции, м;

$\rho_{\text{Г}}^{\text{пл}}$ – плотность газа при давлении и температуре, г/см³.

Плотность УВ газа, скопившегося в прикровельной зоне коллекторов в расчете на 1 км² ($q_{\text{Г}}^{\text{кр}}$), рассчитывается по формуле

$$q_{\text{Г}}^{\text{кр}} = q_{\text{Г}}^{\text{эм}} - q_{\text{Г}}^{\text{верт}}. \quad (5.11)$$

Толщина прикровельной зоны газонасыщения ($h_{\text{ГН}}^{\text{кр}}$) определяется как:

$$h_{\text{Г}}^{\text{эм}} = \frac{q_{\text{Г}}^{\text{кр}}}{\rho_{\text{Г}}^{\text{пл}} \cdot m_{\text{к}} \cdot K_{\text{ГН}} \cdot 10^9}, \quad (5.12)$$

где $m_{\text{к}}$ – пористость коллектора, доли ед.;

$K_{\text{ГН}}$ – коэффициент газонасыщенности коллекторов, доли ед.

Скопившейся в свободной фазе газ испытывает латеральную восходящую миграцию вверх по восстанию пластов по направлению к ловушке. Потери УВ-газа в процессе латеральной миграции можно определить по формуле

$$q_{\text{Г}}^{\text{лат}} = m_{\text{к}} \cdot K_{\text{ГН}}^{\text{ост}} \cdot K_{\text{ГН}}^{\text{ост}} \cdot K_{\text{ГН}}^{\text{ост}} \cdot K_{\text{ГН}}^{\text{ост}}, \quad (5.13)$$

где $q_{\text{Г}}^{\text{лат}}$ – плотность потерь УВ газа при латеральной миграции, г/см³;

$K_{\text{ГН}}^{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной газонасыщенности, доли ед.

Плотность аккумуляции УВ газа в расчете на км² рассчитывается по формуле

$$q_{\text{Г}}^{\text{ак}} = q_{\text{Г}}^{\text{кр}} - q_{\text{Г}}^{\text{лат}}. \quad (5.14)$$

Коэффициент аккумуляции газа рассчитывается так:

$$K_{\text{Г}}^{\text{ак}} = \frac{q_{\text{Г}}^{\text{ак}}}{q_{\text{Г}}^{\text{эм}}} \cdot 100. \quad (5.15)$$

Ресурсы газа, аккумулярованные на рассматриваемый период времени формирования месторождения, определяются по формуле

$$Q_{\text{Г}}^{\text{л}} = S_{\text{л}} \cdot q_{\text{Г}}^{\text{ак}}, \quad (5.16)$$

где $Q_{\text{Г}}^{\text{л}}$ – ресурсы газа на данный этап времени формирования месторождения, млрд м³;

$S_{\text{л}}$ – площадь замкнутой ловушки, км².

Расчет ресурсов газа в отложениях нижнепермской терригенной молассы по С.Г. Неручеву проводился по формуле (5.16). Все промежуточные расчетные величины находились по формулам (5.4) – (5.14). Исходные данные для расчетов приведены в таблице 5.9, рассчитанные параметры – в таблице 5.10.

Таблица 5.9 – Исходные данные для расчета масштабов генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов газа

Параметр	Значение параметра
Среднее содержание органического вещества в НГМП ($C_{орг}$), %	2,1
Плотность НГМП ($\rho_{мп}$), г/см ³	2,6
Мощность НГМП ($h_{мп}$), м	747
Коэффициент генерации для МК ₄ ($K_{г}^{ген}$), %	4,1
Содержание углерода в ОВ для МК ₄ ($C_{г}$), %	87,1
Остаточная масса ОВ ($M_{ост}$), %	53,6
Коэффициент эмиграции $C_{орг}$ ($K^{эм}$), доли ед.	0,8
Пористость трещинная ($m_{тр}$), доли ед.	0,01
Остаточная газонасыщенность в трещинно-поровых каналах ($K_{гн}^{ост}$), доли ед.	0,2
Расстояние вертикальной миграции ($h_{мигр}$), м	883
Плотность газа в пластовых условиях ($\rho_{г}^{пл}$), г/см ³	0,19
Пористость коллектора ($m_{к}$), доли ед.	0,07
Остаточная газонасыщенность ($K_{гн}$), доли ед.	0,31
Толщина прикровельной зоны газонасыщения ($h_{гп}^{кр}$), м	40,8
Площадь НГМП ($S_{гмп}$), км ²	695

Таблица 5.10 – Результаты расчета масштабов генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов газа

Параметр	Значение параметра
Плотность генерации ($q_{г}^{ген}$), млрд м ³ /км ²	3,582
Плотность эмиграции ($q_{г}^{эм}$), млрд м ³ /км ²	2,865
Плотность в прикровельной части ($q_{г}^{кр}$), млрд м ³ /км ²	2,529
Потери газа при вертикальной миграции ($q_{г}^{верт}$), млрд м ³	0,335
Потери газа при латеральной миграции ($q_{г}^{лат}$), млрд м ³	2,302
Коэффициент аккумуляции ($K_{гак}$), доли ед.	0,08
Плотность аккумуляции ($q_{г}^{ак}$), млрд м ³ /км ²	0,228
Начальные потенциальные ресурсы ($Q_{нп}$), млрд м ³	158

Такие исходные параметры, как пористость коллекторов, коэффициенты газонасыщенности, толщина коллекторов, приняты по данным ГИС, значение плотности газа в пластовых условиях рассчитано для условий залегания (давление и температура) Пачгинского месторождения, плотность НГМП рассчитано по керну.

НПР отложений верхнеартинской молассы рассматриваемой территории, рассчитанные на основе количественного математического моделирования, составляют 158 млрд м³ газа.

Таким образом, значения начальных потенциальных ресурсов газа, рассчитанные двумя методами (эволюционно-катагенетическим и по С.Г. Неручеву), характеризуются близкими величинами: 154 и 158 млрд м³ соответственно [83, 85].

5.2. Предложения по составу рационального комплекса ГРП

На сегодняшний день комплекс ГРП в большинстве случаев сводится к проведению сейсморазведочных работ МОГТ-3D и бурению поисковых скважин. В задачу сейсмики при этом входит не только определение структурно-тектонических критериев выявления ловушки, но и определение плотностных характеристик разреза, атрибутный анализ состава флюида и даже определение положения флюидальных контактов. При этом основной задачей, как и ранее, все-таки остается структурно-тектоническое определение возможности аккумуляции углеводородов.

В случае проведения ГРП с целью оценки нетрадиционных ресурсов структурный фактор не только уходит на второй план, а практически вообще не имеет сколько-нибудь значимого значения. В этом случае комплекс ГРП априори не может быть излишним и в каждом конкретном случае только практическое применение тех или иных методов на практике показывает их состоятельность.

Для изучения такого сложного объекта, как сложнопостроенная терригенная нижнепермская моласса, необходимо привлечение максимально возможного, но при этом наиболее эффективного и рационального комплекса

исследований: дистанционные (детальная высокоточная гравиразведка и сейсморазведка), поисковое бурение с максимальным комплексом исследований (ГТИ, керн, ГИС, гидроразрыв пласта).

Гравиразведочные работы

Гравиразведка – это геофизический метод исследования строения литосферы, поисков и разведки полезных ископаемых, базирующийся на изучении гравитационного поля Земли. Основным измеряемым параметром этого метода является ускорение свободного падения.

Как замечено многими исследователями, месторождения углеводородов отображаются в поле силы тяжести локальными минимумами с амплитудой 0,10 – 0,15 мГал. Это обусловлено тем, что замещение в проницаемом коллекторе пластовых вод на углеводороды вызывает уменьшение плотности. Но необходимо обращать внимание на тот факт, что локальные минимумы могут быть обусловлены и другими причинами (карст, мелкие разрывные нарушения осадочного чехла).

При съемке используются гравиметры CG-5 №№ 840 и 1136 (или аналог), которые перед началом работ проходят метрологическую подготовку в отряде полигонно-профильных исследований. По результатам метрологических исследований устанавливают, что все гравиметры соответствуют требованиям проекта и «Инструкции по гравиразведке», призванным обеспечить необходимое качество работ на объекте.

В процессе производства полевых работ ежедневно перед рейсом производятся необходимые подготовительные работы: настройка диапазона гравиметров, проверка настройки уровней на минимум чувствительности к наклону, ввод гравиметров в температурный режим и режим транспортировки, о чем делаются соответствующие записи в полевой документации.

Рядовая гравиметрическая съемка выполняется с опорой на сеть созданных опорных гравиметрических пунктов шагом 50 м с 1 гравиметром в рейсе по методике однократных наблюдений при пешем передвижении. Контрольных наблюдений не должно быть менее 5 %.

Опорные гравиметрические пункты закрепляются на местности столбами и обозначаются металлическими табличками. На каждый пункт составляется абрис.

Топографо-геодезические работы выполняются с целью планового и высотного обеспечения профильной гравиметрической съёмки с расстоянием между пунктами 50 м. Определяются высоты и координаты пунктов по линиям, разбивка пикетажа по которым выполняется 20-м стальной лентой с введением поправок за наклон линий измерения.

Определение высот гравиметрических пунктов выполняется высотными ходами по методике горизонтального нивелирования с использованием нивелиров В 40 (или аналог). Исходными пунктами служат пункты государственной геодезической сети.

Основной задачей камеральной обработки гравиметрических материалов является получение достоверных графиков и гравиметрических карт. Решение этой задачи выполняется на основе автоматизированной системы обработки данных.

Обработка материалов гравиметрической съёмки по профилям производится с целью оперативного получения результатов гравиметрической съёмки согласно «Инструкции по гравirazведке».

В процессе обработки решаются следующие задачи:

- обработка полевых наблюдений, выполненных в гравиметрических рейсах и рейсах технического нивелирования, оценка точности измерений;
- вычисление поправки за рельеф местности, оценка точности вычисления поправок;
- вычисление значения аномалий силы тяжести, составление каталога опорных и рядовых пунктов;
- построение карт графиков аномалий силы тяжести в редукции Буге (с учетом поправки за рельеф местности), сводные гравиметрические карты в редукции Буге без учета поправки за рельеф и с учётом поправки за рельеф;
- построение схемы увязки опорной сети и геодезического обеспечения работ;
- построение карт земного рельефа изучаемой площади. Использование

данных технического нивелирования по профилям; значения высот, определенные при среднемасштабных съемках; данные оцифровки топокарт масштаба 1:50 000;

– оценка точности съемки.

Обработка гравиметрических рейсов и рейсов технического нивелирования выполняется по специальным программам на персональных компьютерах.

Расчет поправок за влияние рельефа местности осуществляется в модуле «Gravity» – «Terrain Correction» программного пакета GEOSOFT (или аналог).

Для оценки точности нахождения поправок за влияние рельефа местности вычисляется средняя квадратическая погрешность по результатам повторных вычислений поправок при другом расположении узлов цифровой модели местности.

Каталог опорных и рядовых гравиметрических пунктов составляется в соответствии с требованиями «Инструкции по гравиразведке» (1980 г.). Вычисляются аномалии в редукции Буге с двумя стандартными плотностями промежуточного слоя и с дополнительной плотностью (а также аномалии в свободном воздухе).

Построение карты графиков аномалий силы тяжести в редукции Буге с плотностью промежуточного слоя производится с использованием комплекса программ Oasis, ArcView Gis 3.2 и CorelDRAW (или аналог). В процессе камеральных работ составляются электронные схемы создания опорной гравиметрической сети и геодезического обеспечения профильных работ. Критерием точности вычисления аномалий силы тяжести в редукции Буге служит среднеквадратическая погрешность.

Сейсморазведочные работы МОГТ-3D

Полевые сейсморазведочные работы методом МОГТ-3D и последующие камеральные работы по обработке и интерпретации сейсморазведочных данных, выполненные на современном техническом и методическом уровне, позволят получить геологическую модель осадочного чехла площади работ повышенной

точности, которая будет включать картирование зон трещиноватости и прогноз емкостных свойств низкопроницаемых коллекторов, что позволит снизить геологические риски при последующем эксплуатационном бурении.

Перед началом основных производственных работ методом МОГТ-3D необходимо провести опытные исследования для определения оптимальной массы заряда и глубины его погружения. В местах, где невозможно выполнить бурение одиночной взрывной скважины, предусмотреть группирование мелких взрывных скважин. Для определения скоростей распространения упругих колебаний с целью выбора наиболее оптимальных условий возбуждения и расчета статических поправок рекомендуется проведение исследований верхней части разреза методом МСК на выбранных пунктах возбуждения. Обработку и интерпретацию материалов МСК необходимо выполнять с использованием современных программных средств. По данным предыдущих исследований строение зоны малых скоростей на изучаемой территории весьма изменчиво. Мощность зоны малых скоростей может изменяться от 2 до 17 м. Желательно равномерное расположение точек МСК в пределах площади, по возможности сгущая их в местах изменчивости верхней части разреза.

Производственные работы МОГТ-3D должны осуществляться с полноазимутальной системой наблюдения, при этом должны выполняться следующие условия:

- максимально равномерное по всем азимутальным направлениям получение сейсмической информации;
- достаточно высокая кратность накапливания для обеспечения необходимого подавления помех;
- максимизация расстояния взрыв-прибор при соблюдении полной азимутальности;
- минимальный уровень следов расстановки;
- равномерность расстояний взрыв-прибор в каждой азимутальной выборке.

5.3. Методы исследования в процессе бурения скважин

В процессе проходки скважины необходимо проведение следующих работ:

- ГТИ (в соответствии с РД 153-39, 0109-01), с целью решения геологических и технологических задач (например, наблюдение за нефте- и газопроявлениями, контроль гидродинамических давлений в скважине, определение и прогноз пластового и порового давления, полное исследование шлама, бурового раствора и др.);

- газовый каротаж для выявления зон с повышенным газосодержанием;

- сплошной отбор керна из верхних, наиболее песчаных пачек (VII, VI) с целью установления ФЕС и наличия традиционных ловушек;

- отбор образцов керна из пластов-покрышек (10 м) с целью изучения экранирующих свойств;

- отбор образцов керна из нижележащих глинистых пачек с целью оценки ФЕС и геохимических свойств (по 15 – 20 м из каждой пачки), проведение пиролиза (Rock-Eval) и определение $C_{орг}$;

- парафинирование образцов керна с целью оценки естественной насыщенности образцов.

Установлено [24], что при проведении исследований в сланцевых толщах, как правило, недостатком является малый отбор керна и шлама. Это затрудняет увязку полученных данных по ГИС с параметрами, полученными при лабораторных исследованиях керна, а также усложняет настройку данных ГИС и создание петрофизической модели для интерпретации.

Геофизические методы исследования в открытом стволе скважин

После завершения проходки в скважине рекомендуется провести:

- стандартный каротаж 1:500 для расчленения разреза и привязки сейсмических отражающих горизонтов;

- геофизические исследования скважин.

Комплекс методов ГИС, применяемый для детального изучения отложений молассы, должен включать электрические, радиоактивные, акустические и специальные методы.

Рекомендуемый комплекс ГИС в изучаемых интервалах проводится в масштабе 1:200 и включает:

- а) электрические виды каротажа (ЭК):
 - стандартный каротаж сопротивлений (кровельный и подошвенный градиент-зонды (ГЗ), потенциал-зонд (ПЗ));
 - боковое каротажное зондирование (БКЗ);
 - микрокаротажное зондирование (МКЗ);
 - микробоковой каротаж (МБК);
 - индукционный каротаж (ИК);
 - ЭК-сканер;
- б) радиоактивные виды каротажа (РК):
 - гамма-каротаж (ГК);
 - нейтронный гамма-метод (НГМ);
 - нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННКнт);
 - гамма-гамма-плотностной каротаж (ГГК-П);
 - импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК);
 - спектрометрический гамма-каротаж (СГК);
- в) акустический каротаж (АК) с определением амплитудных и временных параметров;
- г) кавернометрия;
- д) инклинометрия;
- е) термометрия в выстоявшейся скважине;
- ж) контроль качества цементажа скважины.

Краткая характеристика вышеперечисленных методов ГИС с учетом особенностей изучения сложнопостроенных отложений терригенной нижнепермской молассы приводится ниже.

Радиоактивные методы (ГК, НГК, ГГК-П, СГК). Для сланцевых нефтегазоносных отложений характерна повышенная гамма-активность глинистых пород. Это обусловлено как глинистостью, так и высоким содержанием ОВ газоматеринских пород, которое способствует осаждению радиоактивных минералов (кероген в восстановительной среде аккумулирует уран).

Спектральный гамма-каротаж проводится для оценки содержания U, Th, K, а также применяется для оценки глинистости песчаников.

Косвенным показателем нефтегазоносности глин является пониженная плотность, определяемая по ГГК-П. Снижение плотности может быть связано с наличием ОВ, плотность которого ниже плотности чистых глин [11].

Электрические методы (БКЗ, МКЗ, МБК, ИК). Косвенный признак газоносности – повышенное значение УЭС из-за наличия ОВ и газа в породе. Сопротивление пород при одном и том же содержании ОВ может меняться из-за влияния минерализации пластовых вод, типа глин, содержания кремнистых включений, поэтому нет четких количественных критериев для уверенного применения этого признака.

Акустический каротаж (АК). Наличие УВ в сланцевых породах характеризуется пониженными значениями скорости продольных и поперечных волн. Механические свойства пород (коэффициент Пуассона, модуль Юнга, азимутальное направление), регистрируемые по данным АКШ, позволяют оценить хрупкость и пластичность пород. Эти параметры важны при рекомендации гидроразрыва пласта.

Трещиноватость пород-коллекторов не всегда удается установить по керну, поэтому полученные по АКШ амплитудные и временные параметры позволяют установить зоны трещиноватых пород.

При выделении сложнопостроенных коллекторов, характерных для нижнепермской молассы, рекомендуется применять комплекс *специальных методов ГИС* [47], приведенный в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Комплекс специальных методов ГИС для изучения коллекторов смешанного типа

Методы		Решаемая задача	Примечание
Электрические	БК-С	Оценка электрической анизотропии пород и характера насыщенности	Радиальная глубина исследования 0,33 – 1,10 м
	FMI	Выделение трещинных интервалов, определение параметров трещиноватости	Выделение на развертке ствола скважины макротрещин раскрытостью менее 1000 мкм, определение направлений трещин
	MCI	Определение раскрытости, проницаемости, плотности трещин	Позволяет выделять пласты, тонкие пропластки, крупные каверны и макротрещины (открытость 500 – 1000 мкм) с разрешением по глубине 5 мм, Обработка данных позволяет вычислить ориентацию пластов и трещин
Акустические	ВАК-Д	Выделение трещинных интервалов, определение степени анизотропии	Работает на 3-х частотах в монополюсном режиме и частоте 4 кГц в кроссдипольном режиме
	Sonic Scanner	Выделение трещинных интервалов	Визуальное наблюдение стенки скважины (трещины, каверны, глинистые прослои, вертикальные и спиральные желоба), Применяется в комплексе с FMI
Гидродинамические	ГДК	Определение характера насыщенности пластов и $r_{пл}$	Определение коэффициента проницаемости и пластового давления по стволу скважины, Разрешающая способность по вертикали 0,5-1,0 м
Дополнительные	ВСП	Определение направления трещин в околоскважинном пространстве	Рекомендуется для определения доминирующего направления трещиноватости в радиусе до 100 м от устья скважины
	ГГК-ЛП	Определение плотности пород-коллекторов, литологического состава	Эффективен при интерпретации ГИС в сложных по литологическому составу породах
	СНГК	Определение типа и объема минералов, составляющих глины	Не реагирует на элементы, входящие в органику, Оценка содержания кремния (повышенное содержание характерно для хрупких пород) важна при гидроразрыве пласта
	ЯМК	Оценка ФЕС разреза, остаточной нефтенасыщенности	–

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследованы сложнопостроенные низкопроницаемые отложения нижнепермской терригенной молассы, выявленные на территории Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба.

Собрана и проанализирована геологическая информация ранее выполненных на территории работ исследований, создана единая геолого-геофизическая база данных, объединяющая информацию по 116 скважинам и сейсмическим данным 2D в объеме 1600 км погонной длины. Сформирована цифровая база данных скважинной и сейсмической информации (OpenWorks LANDMARK, GeoOffice Solver). Оцифрованы каротажные диаграммы по 75 скважинам общим объемом 447,6 тыс. м. Сформирована база данных исследований кернового материала, включающая петрофизические и физико-литологические свойства пород.

На основе комплексного анализа результатов интерпретации сейсмического материала прошлых лет и привлечением дополнительной информации по скв. 1, 3-Пачгинские, 103-Курьинская, 1-Луньвожпальская впервые построены обобщенные структурные карты по ОГ Iar и Ik₁ в пределах региона исследования. Установлено, что вследствие повсеместной сильной дислоцированности и значительных углов наклона слоев на части площади исследования карты толщин не всегда отражают седиментационные толщины.

Выполнено секвенс-стратиграфическое расчленение разреза и выделены угловые несогласия, представляющие интерес для поисков нефти и газа. Для определения положения верхнеуртинских отложений в структуре секвенции III порядка для Курьино-Патраковского сегмента Верхнепечорской впадины была предпринята попытка диагностики в разрезе основных хроностратиграфических поверхностей – границ секвенций, трансгрессивных поверхностей и поверхностей максимального затопления, фиксирующих смену условий накопления, регулируемых изменениями ОУМ. Представлена секвенс-стратиграфическая модель нижнепермских отложений по линии скв. 103-

Курьинская, 21-Пачгинская, 8-Курьинская, 1-Луньвожпальская, 31-Курьинская. В отложениях молассы выделено семь литологических пачек. Главным критерием проведения границ литофациальных зон с прогнозом в их разрезах песчаных тел – потенциальных коллекторов служили выявленные закономерности изменения толщин пачек и особенности их литологического наполнения, фиксируемые по имеющимся описаниям керна и прогнозируемые по результатам литолого-петрофизической интерпретации данных ГИС. Разработана принципиальная литолого-фациальная модель развития позднеартинского морского бассейна в пределах Курьино-Патраковского сегмента Верхнепечорской впадины и выполнен прогноз распространения в разрезе верхнего арта песчаных тел (потенциальных коллекторов).

Проведена детальная корреляция разрезов скважин по основным направлениям в отложениях верхнепермской терригенной молассы. Установлено, что в пределах исследуемой территории верхнеартинские отложения характеризуются значительным увеличением толщины в восточном направлении, почти в два раза превышающим увеличение мощности нижележащих отложений (от 400 до 1400 м и более).

Создана петрофизическая модель коллекторов нижнепермской терригенной молассы, описывающая закономерности изменения эффективных толщин выделенных пластов-коллекторов в пределах выявленных палеорусловых образований и зоны распространения коллекторов с максимальными толщинами; карты эффективных толщин построены для литологических пачек III – VII и суммарно по всем пачкам.

Дана характеристика нижнепермских отложений по керну. На рассматриваемой территории с отбором керна пройдена 61 скважина. Общая проходка с отбором керна в отложениях $P_{1a}r_2$ составила 2039,3 м, вынос керна – 915,7 м, или 44,9 % от проходки или 3,2 % от всей вскрытой толщи. Всего по отложениям $P_{1a}r_2$ исследовано 1160 образцов, из них для определения пористости – 1160, проницаемости – 775, остаточной водонасыщенности – 102, гранулометрии – 126. По данным керна приведена литолого-петрофизическая

характеристика и характеристика по ФЕС. Пористость отложений изменяется в широких пределах – от 0,1 до 23,4 % при невысоких средних значениях, проницаемость, в основном, низкая. Единичные образцы с максимальными значениями $K_{пр}$ ($23,8 - 30 \cdot 10^{-3}$ мкм²), так же как и высокие значения $K_{п}$, связаны с отложениями пачки VII. Коллекторы могут быть представлены всеми литологическими разностями (песчаниками, алевролитами и аргиллитами), которые по керну характеризуются близкими ФЕС. Выполнен анализ распределения пористости по глубине отбора керна. Установлено, что наиболее пористые разности приурочены к верхним трем пачкам (VII, VI и V) независимо от того, находятся скважины в купольных частях структур или на периферийных участках.

Установлена модель порового пространства и типы коллекторов. По результатам комплексного анализа лабораторных исследований керна и данных ГИС все предполагаемые коллекторы верхнеартинской залежи разделены на четыре типа:

1) преимущественно поровые (с $K_{пр} > K_{пр}^{гран}$ и $K_{п} > K_{п}^{гран}$), емкостью в них являются поры, фильтрация осуществляется тоже, преимущественно, по порам (по классификации А.А. Ханина относятся к слабопроницаемым – V и VI классам);

2) трещинные (кавернозно-трещинные) низкочемкие ($K_{п} < K_{п}^{гран}$ и $K_{пр} > K_{пр}^{гран}$), традиционные по проницаемости: емкостью являются каверны и трещины, фильтрация – по трещинам;

3) нетрадиционные предельно низкопроницаемые ($K_{пр} < K_{пр}^{гран}$) с закрытыми порами ($K_{п} > K_{п}^{гран}$), фильтрация газа в которых может осуществляться по искусственно созданным трещинам;

4) весьма низкопроницаемые ($K_{пр} < K_{пр}^{гран}$) с закрытыми порами ($K_{п} > K_{п}^{гран}$), фильтрация газа в которых может осуществляться по искусственно созданным трещинам (например, в виде ГРП). Вовлечение в разработку низкопроницаемых коллекторов требует особого подхода к первичному и вторичному вскрытиям пласта, его опробованию и разработке технологии

по интенсификации притока, в том числе применение многостадийного ГРП.

В соответствии с принятой международной классификацией по проницаемости отложения нижнепермской молассы содержат как традиционные (содержащие подвижный в пластовых условиях газ), так и нетрадиционные (предельно низкопроницаемые $K_{пр} < 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, газ в которых находится в заземленном состоянии) резервуары. Нетрадиционными коллекторами в молассовой формации ВПВ могут выступать нижние сланцевые толщи (IV – I пачки), а комбинированными (традиционный – нетрадиционный) – коллекторы верхних песчано-алевролитовых пачек (VII – V).

Установлено, что отложения молассы являются газоматеринскими и характеризуются высокой продуктивностью за счет высоких концентраций рассеянного ОВ ($C_{орг} = 0,7 - 3,6 \%$) с преимущественно гумусовой составляющей, высоких стадий катагенеза (до МК₄₋₅), значительной толщины накопления (до 1 км и более). Затрудненная возможность эмиграции газа из газоматеринской толщи в связи с низкой пористостью и проницаемостью пластов-коллекторов способствует накоплению его непосредственно в самой газоматеринской толще. Реализация генерационного потенциала ОВ возможна также в виде эпигенетичных газовых скоплений, сформированных за счет латеральной и вертикальной миграции по восстанию пластов.

Предложены виды рационального комплекса ГРР.

Выполненная работа позволяет сделать заключение о положительной оценке перспектив газоносности терригенной нижнепермской молассы. Газовые залежи в нижнепермских терригенных отложениях представляют собой уникальный самогенерирующий, сам внутри себя создающий емкость, самоаккумулирующий и трудно расстающийся с углеводородами резервуар. Представляется, что в процессе его развития сформированы ловушки жильного класса, для поисков залежей в которых необходимы новые подходы к выявлению, оконтуриванию, способу вскрытия, методикам ГИС и др. Максимальное развитие трещинной емкости связано с зонами надвигов

и оперяющих их дизъюнктивов, особенно сближенных с основным во фронтальной зоне. Жильные ловушки будут сопутствовать, вероятно, любому разлому, а масштаб формирующегося емкостного пространства соизмерим с масштабом тектонического нарушения. Для поисков залежей в таких неантиклинальных ловушках, кроме выявления зон дислокаций, необходима разработка алгоритма подготовки жильных ловушек под глубокое бурение.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящей работе применяют следующие сокращения и обозначения:

$\rho^{\text{кern}}$, г/см ³	– плотность газоматеринских пород, полученная по данным керна
$\rho^{\text{ГГК-П}}$, г/см ³	– плотность газоматеринских пород, полученная по данным ГГК-П
R_o , %	– показатель отражающей способности витринита
C_r , %	– содержание углерода в ОВ на данной стадии катагенеза
$C_{\text{орг}}$, %, доли ед.	– содержание органического вещества
K_r , доли ед., %	– коэффициент газонасыщенности
$K_{\text{гл}}$, доли ед., %	– коэффициент глинистости
$K_{\text{гл}}^{\text{гран}}$, доли ед., %	– граничное значение коэффициента глинистости
K_p , доли ед., %	– коэффициент пористости
K_p^{AK} , %	– коэффициент пористости по АК
$K_p^{\text{ГГК}}$, %	– коэффициент пористости по ГГК-П
$K_p^{\text{гран}}$, доли ед., %	– граничное значение коэффициента пористости
$K_{\text{п.н}}^{\text{гран}}$, доли ед., %	– граничное значение коэффициента пористости низкочастотных коллекторов
$K_{\text{п.исп}}$, доли ед., %	– исправленное значение коэффициента пористости
$K_p^{\text{НГМ}}$, %	– коэффициент пористости по НГМ
$K_p^{\text{НК}}$, %	– коэффициент пористости по НК
$K_p^{\text{кern}}$, %	– коэффициент пористости по керну
$K_{\text{пр}}$, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	– коэффициент проницаемости
$K_{\text{пр}}^{\text{гран}}$, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	– граничное значение коэффициента проницаемости
$K_{\text{прин}}$, %	– коэффициент пористости принятый
$K_{\text{эм}}$, %	– коэффициент эмиграции
$K_{\text{п.эф}}$, %	– коэффициент эффективной пористости
$M_{\text{ост}}$, %	– остаточная масса ОВ

АК	– акустический каротаж
АКШ	– акустический каротаж широкополосный
БК-С	– боковой каротаж, средний зонд
БКЗ	– боковое зондирование
ВАК-Д	– волновой акустический каротаж дипольный
ВСП	– вертикальное сейсмопрофилирование
ВПВ	– Верхнепечорская впадина
ВЭЗ	– вертикальное электрическое зондирование
ГВК	– газоводяной контакт
ГГК-ЛП	– гамма-гамма-литолого-плотностной каротаж
ГГК-П	– гамма-гамма-плотностной каротаж
ГДК	– гидродинамический каротаж
ГЗГ	– главная зона газонакопления
ГЗН	– главная зона нефтенакопления
ГИС	– геофизические исследования скважин
ГК, мкР/ч, АРІ	– гамма-каротаж
ГРП	– гидроразрыв пласта
ГРР	– геологоразведочные работы
ГТИ	– геолого-технологические исследования
ЗГН	– зона газонакопления
ИК	– индукционный каротаж
КМПВ	– корреляционный метод преломленных волн
ЛУ	– лицензионный участок
МБК	– микробоковой каротаж
МК	– мезокатагенез
МКЗ	– микрозондирование
МОВ	– метод отраженных волн
МОГТ	– метод общей глубинной точки
МСК	– микросейсмокаротаж

НГК	– нефтегазоносный комплекс
НГМ	– нейтронный гамма-метод
НГМП	– нефтегазоматеринские породы
НГО	– нефтегазоносная область
НГР	– нефтегазоносный район
НК	– нейтронный каротаж
НОП	– нерастворимый остаток пород
НПР	– начальные потенциальные ресурсы
ОВ	– органическое вещество
ОГ	– отражающий горизонт
ОУМ	– относительный уровень моря
РК	– радиоактивный каротаж
РОВ	– рассеянное органическое вещество
СГК	– спектрометрический гамма-каротаж
СНГК	– спектронейтронный гамма-каротаж
с/п	– сейсмическая партия
т/п	– тематическая партия
ТПП	– Тимано-Печорская провинция
ТП НГБ	– Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн
ТП НИЦ	– Тимано-Печорский научно-исследовательский центр
УВ	– углеводороды
УНГГ	– Ухтанефтегазгеология
УЭС	– удельное электрическое сопротивление
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
ЯМК	– ядерно-магнитный каротаж
FMI	– азимутальный электрический микроимиджер
MSI	– электрический микроимиджер проводимости
Sonic Scanner	– 3D акустическое зондирование

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.10. – С.-Пб: ФГУП «ВНИГРИ». – 2015. – 226 с.
2. Аксельрод С.М. Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати) // Каротажник. – 2011. – № 1. – С. 85 – 88.
3. Антошкина А.И., Салдин В.А., Сандула А.Н. Верхнепалеозойские отложения Приполярного Урала // Материалы полевой экскурсии. – Сыктывкар, 2010. – 27 с.
4. Баринаева Е.М. Сейсморазведочные работы на Андюгской площади. Отчёт Андюгской сейсмопартии № 396 о результатах поисково-детальных работ масштаба 1:50000 в 1995-1996 гг. ОАО «Севергеофизика». – Ухта, 1997. – 101 с.
5. Богацкий В.И., Борисов А.В., Верниковский И.И. Отчет о результатах структурно-поискового бурения на Курьинской, Патраковской и Анельской площадях в 1961-1962 гг. / УТГУ, 1962. – 235 с.
6. Богацкий В.И., Гуревич Ю.М., Матвиенко А.И. Отчет о работах Верхне-Березовской, Колво-Еловской, Дозмерской и Пожегской, Курьинской и Северо-Курьинской геолого-поисковых партий 1957-1960 гг. / УТГУ: Вой-Вож, 1960. – 255 с.
7. Богацкий В.И., Джанибекова Г.А. Отчет о результатах обработки материалов поисково-оценочной скважины Лунь-Вож-Пал 1 / УТЭ УТГУ: Ухта, 1964. – Библиотека ТП НИЦ.
8. Богацкий В.И., Горнович Б.Н., Теплов Е.Л. Газоносность плотных коллекторов в орогенных формациях нижней перми северной части Предуральского прогиба // Материалы конференции, посвященной 45-летию «СеверНИПИГаз», Ч. 1. – Ухта, 2006. – С. 77 – 90.
9. Важенин Г.В., Коваленко В.С., Некрасов Л.А. Геолого-геофизический прогноз газоносности нижнепермских терригенных отложений южной части Верхнепечорской впадины. – Ухта, 1991.

10. Верниковский И.И., Константинович Е.М. Отчет о работах Курьинской геолого-поисковой партии 1960-1961 гг. (структурно-поисковое бурение) / УТГУ: Вой-Вож, 1961.
11. Верниковский И.И. Отчет о результатах структурно-поискового бурения на Боровской площади в 1962-1963 гг. / УТГУ: Вой-Вож, 1963.
12. Верниковский И.И., Нефедов И.Ф. Отчет о результатах структурно-поискового бурения на Андюгской площади в 1962-1963 гг. / УТГУ: Вой-Вож, 1963. – Библиотека ТП НИЦ.
13. Верниковский И.И., Скирневский Ю.Ф. О результатах структурно-поискового бурения в юго-восточной части Верхне-Печорской впадины в 1962-1964 гг. / УТГУ: Печора, 1964. – Библиотека ТП НИЦ.
14. Вишератина Н.П. Петрофизическая модель сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуралья Краевого прогиба / Н.П. Вишератина, Т.Н. Куницына, М.В. Швецов, Ю.В. Кочкина, Л.В. Мелькова // Газовая промышленность. – М., 2022. – № 3 (830). – С. 30 – 43.
15. Вишератина Н.П. Апробация методик оценки содержания органического вещества в низкопроницаемых нефтегазоматеринских породах по данным ГИС (на примере верхнеартинской терригенной молассы Верхнепечорской впадины) / Н.П. Вишератина, Т.Н. Куницына, О.В. Ефимова, Ю.В. Кочкина // Рассохинские чтения: мат-лы междунар. конф. (2 – 3 февраля 2023 г.). Ухта, УГТУ, 2023. – С. 18 – 23.
16. Газовые и газоконденсатные месторождения Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / В.Н. Данилов и др. – Сп-б.: «Реноме», 2018. – 264 с.
17. Горнович Б.Н. Программа по оценке продуктивности газоносных пермско-каменноугольных толщ юга Верхнепечорской впадины. – Ухта, 2000. – 255 с.
18. Гринько Т.Г., Потешкина Л.И. Оперативное обобщение материалов поисково-разведочных работ (глубокое и структурное бурение) на территории деятельности Вуктыльского управления буровых работ и подсчет запасов по Рассохинскому месторождению. – Вуктыл, 1973.

19. Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. – Ухта, 2003. – 298 с.
20. Джанибекова Г.А., Еременко В.И., Свиридов В.И. Комплексная обработка материалов параметрического бурения в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности слабо изученных районов Тимано-Печорской провинции. Параметрическая скважина Северная Курья – 1 / УТЭ УТГУ: Ухта, 1965.
21. Дьяконов А.И., Зыков В.А., Гейро С.С. Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных зон Тимано-Печорской провинции с целью выбора первоочередных объектов поисково-разведочных работ на газ на площадях ПО «Севергазпром»: отчет по теме № 8635 / УИИ. – Ухта, 1990. – 229 с.
22. Дьяконов А.И., Цхадая Н.Д., Овчарова Т.А. Современный эволюционно-динамический метод прогноза нефтегазоносности геолого-экологических регионов особо сложного строения (на примере Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции). – Монография / УТГУ, 2002. – 88 с. [электронный ресурс]. Режим доступа: [lib.ugtu.net / system / files / books / 2002 / !poz_012/pdf](http://lib.ugtu.net/system/files/books/2002/!poz_012/pdf) (проверено 22.07.2023).
23. Елохин В.П. Ресурсная оценка нефтегазовых объектов юга Республики Коми и севера Пермского края с целью выбора перспективных направлений поиска и разведки углеводородов». – Ухта, 2008.
24. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. – М: Изд-во РГУ нефти и газа, 2014. – 297 с.
25. Жемчугова В.А. Седиментационная модель верхнеартинских отложений Курьино-Патраковского участка Верхнепечорской впадины (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн) / В.А. Жемчугова, М.В. Швецов, Ю.А. Журавлева, В.А. Лебедько // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2023 – № 1-С. – С. 23 – 30.
26. Зоны нефтегазонакопления – главные объекты поисков / В.В. Самсонов, Б.А. Лебедев, Б.Г. Пирятинский // Зоны нефтегазонакопления – главные объекты поисков. Л., 1986. – С. 6 – 17.

27. Иванов А.А. Анализ геологической изученности территории деятельности предприятия «Севергазпром», прогноз перспектив газонефтеносности с целью выбора первоочередных объектов для постановки геологоразведочных работ и подсчёт запасов УВ-сырья: отчет: этап 8.1.1.2: Оперативный подсчёт запасов газа в нижнепермско-каменноугольных отложениях Анельского ГМ по состоянию на 01.01.1999 г. / Филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз». – Ухта, 1998. – 50 с.
28. Иванов А.А. Провести обработку материалов параметрического бурения на территории ПГО «Ухтанефтегазгеология». Параметрические скважины: 1 Новая, 1 Диньюская, 1 Мартыюская. – Ухта, 1991.
29. Каравай Е.Г. Сейсморазведочные работы на Рассохинской площади. Отчёт Рассохинской сейсмопартии 10395 о результатах поисково-детальных работ масштаба 1:50000 в 1994-1995 гг. ОАО «Севергеофизика». – Ухта, 1996. – 119 с.
30. Каравай Е.Г. Переинтерпретация данных сейсморазведочных работ 2D прошлых лет на Курьино-Патраковском ЛУ. – Ухта, 2013. – 246 с.
31. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 157 с.
32. Клейносов Ю.Ф. Подсчет запасов газа по Курьинскому месторождению (предварительные результаты по разделу 7 темы 88 ВНИГРИ). – Л., 1966. – 175 с.
33. Колчанова Р.Н. Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-2D на Курьино-Патраковской площади. – Пермь, М., 2014. – 289 с.
34. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтепродуцирующих породах. – М., Недра, 1983. – 222 с.
35. Критерии и методы количественной оценки слабоизученных крупных территорий. / В.Д. Наливкин и др. // Советская геология. – № 12. – 1976.
36. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М.: Недра, 1983. – 190 с.
37. Ласкин В.М. Анализ геологического строения складчатых зон Тимано-Печорской провинции с целью уточнения перспектив нефтегазоносности и разработка рекомендаций по направлениям поисковых работ. – Ухта, 2000. – 179 с.
38. Лисицын А.П. Лавинная седиментация, изменения уровня моря, перерывы и

пелагическое осадконакопление – глобальные закономерности // Палеоокеанология. – 1984. – С. 9 – 20.

39. Лукин А.Е. Природа сланцевого газа в контексте проблем нефтегазовой литологии // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2011. – № 3. – 186 с.

40. Малышев Н.А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочный бассейнов европейского севера России. – Екатеринбург, 2002. – 268 с.

41. Матюхина З.И., Гринько Т.Г. Оперативное обобщение материалов поисково-разведочных работ (глубокое и структурное бурение) на территории деятельности Вуктыльского управления буровых работ и подсчет запасов по Рассохинскому месторождению. – Вуктыл, 1972.

42. Мизенс Г.А. Верхнепалеозойский флиш Западного Урала. – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 1997. – 230 с.

43. Мизенс Г.А. Верхнепалеозойские осадочные комплексы на Среднем Урале. Некоторые черты литологии и палеогеографии // 12 Уральское литологическое совещание. – 2018. – С. 222 – 228.

44. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа / ВНИГРИ. – Л., 1989. – 102 с.

45. Нетрадиционные источники углеводородного сырья в Республике Коми / О.М. Прищепа и др. // Горный журнал, 2013. – № 9. – С. 53 – 56.

46. Нефтегазообразование в отложениях доманикоидного типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А. Зеличенко и др. // Недра. – 1986. – 235 с.

47. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа и др. – С.-Пб: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.

48. Нижнепермские карбонатные холмы Тимано-Печорского бассейна как основные объекты поиска скоплений углеводородов / Жемчугова В.А., Евдокимов Н.В., Poort J., Ахманов Г.Г. // Литология и полезные ископаемые. – 2020. – № 4. – С. 291 – 308.

49. Никонов Н.И. Обобщение геолого-геофизических данных и оценка перспектив нефтегазоносности юга внутренней части Верхнепечорской впадины и примыкающей к ней Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны. – Ухта: ТП НИЦ, 1999. – 96 с.
50. Никонов Н.И., Горнович Б.Н. Обоснование проведения оценочного бурения на Курьинском газовом месторождении / ТП НИЦ. – Ухта, 1999.
51. Никонов Н.И., Куранов А.В. Перспективные направления геолого-разведочных работ на нефть и газ в Предуральском прогибе. Актуальные проблемы нефти и газа. – Вып. 4 (19), 2017 [электронный ресурс]. Режим доступа: [Http://oilgasjournal.ru](http://oilgasjournal.ru) (проверено 22.07.2023).
52. Никонов Н.И., Теплов Е.Л., Прищепя О.М. Направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Республике Коми. – Электрон. науч. журнал. – СПб.: ВНИГРИ. – Т. 8. – № 3 [электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.ngtr.ru / rub / 6 / 38_2013.pdf](http://www.ngtr.ru/rub/6/38_2013.pdf) (проверено 22.07.2023).
53. Новиков Н.К., Скирневский Ю.Ф. О результатах структурно-поискового бурения в юго-восточной части Верхнепечорской впадины в 1964-1966 гг. / УТГУ: Печора, 1966. – Библиотека ТП НИЦ.
54. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральского прогиба. / Анищенко Л.А. и др. – С.-Пб.: Наука, 2004. – 214 с.
55. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева и др. – С-Пб.: «ВНИГРИ», 2008. – 164 с.
56. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов и др. – С-Пб.: Недра, 2006. – 364 с.
57. Павловская С.В. Геологический отчет о результатах бурения разведочной скважины № 70 Рассохинская в пределах Курьино-Патраковского лицензионного участка / ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Пермь, 2016. – 169 с.
58. Петрова И.В., Сурков М.В. Отчет о проведении работ по обработке и интерпретации детализационных сейсморазведочных работ МОГТ 3D на Курьино-Рассохинской площади. – М., 2014.

59. Позаментьер Г.В., Аллен Дж.П. Секвенсная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 436 с.
60. Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008. – 31 с.
61. Провал «сланцевой революции» в Китае и Польше: состоится ли Газовый век. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.odnako.org/blogs/show_29802/ (проверено 20.07.2023).
62. Прогноз создания новой сырьевой базы газодобычи в Верхнепечорской впадине Предуральского краевого прогиба на основе вовлечения в разработку сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы. Этап 1. Систематизация и многофакторный анализ геолого-геофизической информации о строении нижнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба: отчет о НИР: 7582-307-20-9-РВ / филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; М.В. Швецов, Л.В. Мелькова, Н.П. Вишератина. – Ухта, 2020. – 205 с.
63. Прогноз создания новой сырьевой базы газодобычи в Верхнепечорской впадине Предуральского краевого прогиба на основе вовлечения в разработку сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы. Этап 2. Создание структурно-тектонической и петрофизической моделей строения сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба: отчет о НИР: 7582-307-20-9-РВ / филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; М.В. Швецов, Л.В. Мелькова, А.С. Могутов. – Ухта, 2021. – 278 с.
64. Прогноз создания новой сырьевой базы газодобычи в Верхнепечорской впадине Предуральского краевого прогиба на основе вовлечения в разработку сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы. Этап 3. Оценка ресурсов и рекомендации по проведению геологоразведочных работ на основе выполненной ресурсной оценки

перспективных участков нижнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба: отчет о НИР: 7582-307-20-9-РВ / филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; М.В. Швецов, Л.В. Мелькова, Н.П. Вишератина. – Ухта, 2022. – 230 с.

65. Пучков В.Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с.

66. Региональные несогласия и хроностратиграфия палеозойских отложений Печорского бассейна / Е.О. Малышева, В.А. Жемчугова, Н.Н. Рябинкина и др. // Геология горючих ископаемых европейского севера России. – 1998. – С. 37 – 43.

67. Родыгин В.Р., Солнцев О.А. Детальная характеристика и оценка запасов газа Курьинского месторождения Коми АССР. – Ухта, 1969. – 227 с.

68. Романовский С.И. Динамические режимы осадконакопления. – Л.:Недра, 1988. – 240 с.

69. Салдин В.А. Осадконакопление в позднем палеозое на севере Урала и Пай-Хоя // 12 Уральское литологическое совещание. – 2018. – С. 306 – 311.

70. Семенов Ю.В. Анализ и пути совершенствования технологии испытания глубоких необсаженных скважин в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Бурение и испытание поисковых и разведочных скважин. – 1982. – С. 33 – 146 с.

71. Состояние и прогноз развития сырьевой базы углеводородного сырья, обоснование направлений и объемов геологоразведочных работ, новые технологии и методики поиска, разведки, освоения месторождений углеводородов в целях обеспечения устойчивого развития газовой отрасли. Этап 3.3. Оперативный подсчет запасов УВ сырья, Курьинское и Мишпарминское месторождения: отчет о НИР: 0212-02-2 / филиал ООО «ВНИИГАЗ» - «Севернипигаз»; рук. Данилов В.Н. – Ухта, 2002. – 131 с.

72. Стоу Д. Морские глубоководные терригенные отложения. В 2 Т. Т 2. Обстановки осадконакопления и фации. – М.: Мир, 1990. – С. 141 – 194.

73. Структура платформенного чехла Европейского Севера СССР / В.А. Дедеев, Г.Д. Удот и др. – Л.: Наука, 1982. – 200 с.
74. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических) / Н.И. Никонов, В.И. Богацкий, А.В. Мартынов и др. – Ухта: Тимано-Печорский научно-исследовательский центр, 2000.
75. Титова Г.И., Белецкая Г.П. О возможностях добычи сланцевого газа на территории Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2014. – № 2. – С. 33 – 39.
76. Тюрина А.М. Итоги изучения литофизических характеристик нижнепермских флишоидов юга предуральяского прогиба по результатам комплекса ГРП с целью оценки перспектив их нефтегазоносности: отчет: 1484-05 / ООО «ВолгоУралНИПИгаз» – Оренбург, 2016. – Кн. 1 – 275 с., кн. 2 – 289 с., кн. 3 – 247 с., кн. 4 – 256 с., кн. 5 – 118 с., кн. 6 – 172 с.
77. Уткина О.Л. Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных материалов прошлых лет (2D) с целью создания цифровой геологической модели внутреннего борта юга Верхнепечорской впадины: отчет: 1.01.08-02. – Ухта, 2002.
78. Ходневич О.Л. Сейсморазведочные работы на Верхнепальюской площади. Отчет Верхнепальюской сейсмопартии 11293 о результатах поисковых работ масштаба 1:50000 в 1992-1993 гг. – Ухта, 1994.
79. Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л. Сланцевые углеводороды (Библиографический обзор) – Ярославль, ОАО «НПЦ «Недра», 2012 [электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.nedra.ru / rus / activity / archive / publications / hydrocarbons.pdf](http://www.nedra.ru/rus/activity/archive/publications/hydrocarbons.pdf) (проверено 22.09.2022).
80. Чемяков В.А., Шагиахметов А.М. Многостадийный ГРП горизонтальных скважин на Федоровском нефтяном месторождении // Материалы международной научной конференции «Высокие технологии и инновации в науке». – СПб.: Нацразвитие, 2020. – с.228 – 236 с. [электронный ресурс]. Режим доступа: <https://elibrary.ru>.

81. Чувашов Б.И., Дюпина Г.В. Верхнепалеозойские терригенные отложения западного склона Среднего Урала. – М.: Наука, 1973. – 210 с.
82. Швецов М.В. Перспективные направления развития ресурсного потенциала Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Швецов М.В., Северинова Л.Н. // Рассохинские чтения: мат-лы междунар. конф. (3 – 4 февраля 2022 г.). Ухта, УГТУ, 2022. – С. 12 – 16.
83. Швецов М.В., Кочкина Ю.В., Вишератина Н.П. Газовый потенциал терригенных молассовых отложений Верхнепечорской впадины // Вести газовой науки. – М., 2023. – № 4. – С. 20 – 31.
84. Швецов М.В. Этапы изучения «сланцевых толщ» нижнепермской терригенной молассы юга Верхнепечорской впадины / М.В. Швецов, Л.В. Мелькова, Н.П. Вишератина, Ю.В. Кочкина // Рассохинские чтения: мат-лы междунар. конф. (3 – 4 февраля 2022 г.). Ухта, УГТУ, 2022. – С. 121 – 126.
85. Швецов М.В., Мелькова Л.В., Кочкина Ю.В. Ресурсный потенциал верхнеартинской терригенной молассы южной части Верхнепечорской впадины /Мат-лы научн.-практич. конф. «Тимано-Печорский и прилегающие нефтегазоносные бассейны: геологическое строение и новые направления геолого-поисковых работ на нефть и газ для наращивания минерально-сырьевой базы» (Ухта, 13 – 14 сентября 2023 г.) – Ухта: ООО «ТП НИЦ», 2023. – С. 15 – 22.
86. Шмелев В.А., Сердобинцев Ю.П., Антошкин П.Н., Интенсификация притока нефти при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Neftegaz. – 2015, № 6.
87. Щербенев А.В. Оперативный подсчет запасов свободного газа Пачгинского газового месторождения Республики Коми / ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», 2016. – 71 с.
88. Юнусов Р.Ю. Перспективы наращивания сырьевой базы и развития объектов добычи углеводородного сырья в Северо-Западном регионе РФ / Р.Ю. Юнусов, М.В. Швецов // Вести газовой науки. Актуальные вопросы комплексного изучения и освоения месторождений Европейского Севера России, 2020, Спецвыпуск. – М., 2020. – С. 3 – 11.

89. Юнусов Р.Ю. Перспективы наращивания сырьевой базы в Северо-Западном регионе РФ / Р.Ю. Юнусов, М.В. Швецов // Рассохинские чтения: мат-лы междунар. конф. (6–7 февраля 2020 г.). В 2 ч. Ч. 1. – Ухта, УГТУ, 2020. – С. 8–13.
90. Bakken Oil Formation [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://www.energyandcapital.com/resources/bakken-oil-field> (проверено 15.08.2023).
91. Buller D., Hughes S., Market J., Spain D., Odumosu T. Petrophysical Evaluation for Enhancing Hydraulic Stimulation in Horizontal Shale Gas Wells. SPE 132990. – 2010. – P. 1–21.
92. Crain E.R. Crain's Petrophysical Handbook: Total Organic Carbon (TOC), URL: <http://spec2000.net/1-vshtoc.htm> (проверено 22.09.2022).
93. Issler D.R., Hu K., Bloch J.D., Katsube T.J. Organic carbon content determined from well logs: examples from Cretaceous sediments of western Canada GSC Open File 4362 / 2002, URL: <http://geogratias.gc.ca/api/en/nrcan-rncan/ess-sst/d9a3707d-03aa-542e-974e-0e45aa19e964.html> (проверено 22.07.2023).
94. Passey Q.R., Creaney S., Kulla J.B. et al. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs // The AAPG Bulletin, 1990. – V. 74. – № 17. – P. 1777 – 1794.
95. Rickman R., Mullen M., Petre E., Grieser B., Kundert D. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. SPE 115258. – 2008. – 11 p.
96. Schmoker J.W., Hester T.C. Organic Carbon in Bakken Formation, United States Portion of Williston Basin, AAPG Bulletin. V. 67. – № 12. – 1983. – P. 2165 – 2174.