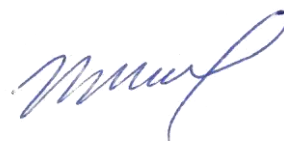


На правах рукописи



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

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Ухта, 2023

Работа выполнена в Филиале общества с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Научный руководитель:

Ростовщиков Владимир Борисович, заведующий кафедрой поисков и разведки месторождений полезных ископаемых ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», кандидат геолого-минералогических наук, доцент.

Официальные оппоненты:

Прищепа Олег Михайлович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II».

Соборнов Константин Олегович, доктор геолого-минералогических наук, главный геолог ФГБУ «ВНИГНИ».

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский центр «Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук»

Защита диссертации состоится «20» марта 2024 г. в 15 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 75.1.011.02, созданного на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, г.о. Ленинский пос. Развилка, улица Газовиков, здание 15, строение 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и на сайте: [http:// www.vniigaz.gazprom.ru](http://www.vniigaz.gazprom.ru)

Автореферат разослан «__» «_____» 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д-р техн. наук



Самсоненко Наталья
Владимировна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 (ГРР), 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 нефтегазо-конденсатным 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_{org}) 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

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 керна).

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 модели 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.

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 нефтегазные 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 нефтегазоаккумуляции).

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав и заключения общим объемом в 161 страниц. 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.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первой главе кратко изложена история геолого-геофизической изученности района и объекта исследований. Исследуемая территория южной части ВПВ общей площадью около 4150 км² является одним из старейших регионов нашей страны по времени изучения его геологического строения. На данной территории выполнен большой объем ГРП, включающий работы от рекогносцировочных полевых наблюдений до детализированной 3D-сейсморазведки. Первые геофизические работы начались в 1947 г., первые сейсморазведочные исследования методом отраженных волн выполнены в 1961 г. на Курьинской площади.

В результате глубокого поискового бурения, проводимого в течение 1960 – 1980-х гг., залежи газа в нижнепермских отложениях подтверждены на Курьинском, Рассохинском, Анельском, Пачгинском и Патраковском ГКМ. Месторождения в промышленную разработку не вводились. С начала 2000-х гг. с возобновлением геологоразведочных работ на исследуемой территории пробурены 6 поисково-оценочных скважин, на Курьино-Патраковском лицензионном участке проведены сейсморазведочные работы 3D, охватывающие его южную и западную часть и сейсморазведочные работы 2D в северо-восточной части участка. Таким образом, участок работ характеризуется достаточно большой плотностью проведенных работ, как бурения, так и сейсморазведки. Однако основной объем бурения скважин выполнен в 60 – 80-е годы прошлого столетия и охарактеризован ограниченным комплексом геофизических исследований скважин (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.

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 117 скважин, из них 3 параметрических, 63 структурно-поисковых, 27 поисково-оценочных и 24 разведочных.

История исследования изучаемого района, как и всего региона, была направлена на поиск структурных ловушек антиклинального типа и подтверждение их нефтегазоносности. Поставленная таким образом задача была успешно решена, на территории исследования открыт ряд мелких газовых месторождений, приуроченных к антиклинальным поднятиям.

Во **второй главе** подробно описаны особенности геологического строения южной части Верхнепечорской впадины и дана характеристика газоносности нижнепечорского терригенного комплекса. 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.

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.

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

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.

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.

С позиции тектонического районирования территория исследования расположена в пределах Верхнепечорской впадины – тектонического элемента I порядка, расположенного в южной части северного сегмента Предуральского краевого прогиба Тимано-Печорской плиты. На этой территории выделены тектонические эле-

менты II порядка: Курьинская антиклинальная зона и Патраковская складчато-покровная зона.

Верхнеартинские отложения сформированы по современным представлениям 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.

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.

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.

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.

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.

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 литологиче-

ского выклинивания в западном направлении, в сторону платформы, обусловило его накопление непосредственно в самой толще. Оценка запасов газа Курьинского месторождения различными авторами давала очень различные величины: от 0,84 до 95 млрд м³. Это связано, в основном, с различной оценкой фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и принятием положения ГВК (от минус 850 до минус 1200 м).

В третьей главе приведены сведения об условиях формирования и закономерности размещения природных резервуаров в нижнепермском терригенном комплексе южной части Верхнепечорской впадины. Анализ условий формирования пород нижнепермского терригенного комплекса и разработка секвенс-стратиграфической модели верхнеартинских отложений невозможны без понимания региональной палеогеографической ситуации, свойственной позднепалеозойской истории развития Западного Урала и прилегающих территорий.

С точки зрения «уральских» геологов, нижнепермские обломочные отложения впадин Предуралья краевого прогиба представляют собой классические глубоководные образования, выделяемые как флишевая формация. Для определения положения верхнеартинских отложений в структуре секвенции III порядка для Курьино-Патраковского сегмента ВПВ были пересмотрены имеющиеся описания керна, 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 относительного уровня моря (ОУМ). 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.

На основании имеющегося материала отложения рассматриваемой молассы верхнеартинского подъяруса по минералогическому составу и по структуре порового пространства относятся к категории «сложнопостроенных». На данной стадии изученности разрезов скважин ВПВ стандартным комплексом методов ГИС, с использованием методики выделения коллекторов по граничным значениям пористости K_p и глинистости $K_{гл}$ (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). 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 $K_p > K_p^{гран}$.

В соответствии с принятой классификацией по проницаемости для традиционных и нетрадиционных коллекторов (таблица 1) и разработанной моделью поро-

вого пространства в рассматриваемых отложениях по данным керна можно выделить две группы коллекторов: традиционные низкопроницаемые (от малопроницаемых до крайне низкопроницаемых) и нетрадиционные (предельно низкопроницаемые). Преобладают в разрезе последние. На рисунке 1 приведено сопоставление пористости и проницаемости по данным керна.

Как следует из рисунка, 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).

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 (зона I). По ФЕС относятся к слабопроницаемым.

2. Трещинные (кавернозно-трещинные) низкоемкие (зона III), традиционные по проницаемости: емкостью являются каверны и трещины, фильтрация – по трещинам.

Таблица 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. | | | | |

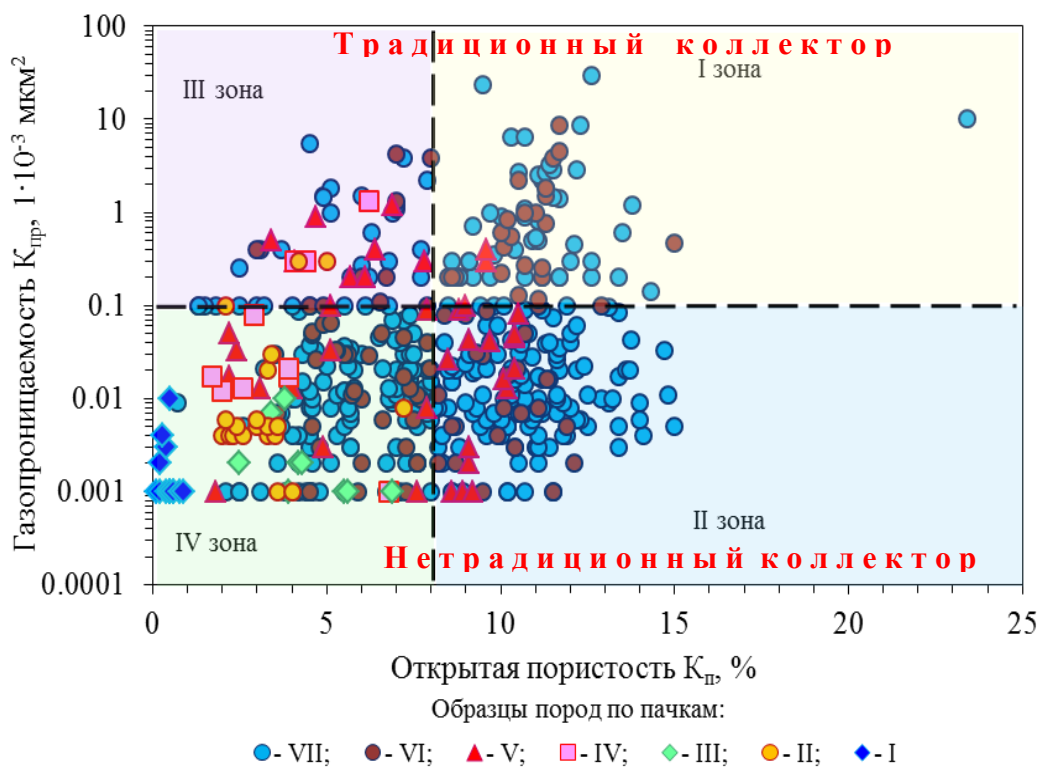


Рисунок 1 – Сопоставление газопроницаемости и открытой пористости терригенных пород отложений P_{1a2} по пачкам

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 (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 (зона IV).

Преимущественно поровые коллекторы (I зона) более всего развиты в верхних частях разреза, в наиболее песчаных пачках. 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. Именно такие коллекторы содержат подвижные в пластовых условиях УВ (газ) и способны отдавать их при испытании объекта традиционным способом, что подтверждается результатами опробования скважин на уже открытых залежах.

Наибольший же интерес с точки зрения объемов УВ представляют нетрадиционные коллекторы (зоны II и IV). Именно эти породы могут являться и являются одновременно газоматеринскими и газосодержащими. С точки зрения правильности применения формулировок, именно здесь мы имеем дело с месторождением газа, то есть с местом, где газ «родился» и там же и сгенерировался в залежь.

В четвертой главе проведены исследования, направленные на создание петрофизической модели терригенных отложений нижнепермского комплекса южной части ВПВ. Построение полноценной петрофизической модели в сложнопостроенных низкопроницаемых породах из-за специфики строения залежей УВ и сложности выделения в них коллекторов с помощью традиционных методов существенно затруднено. Усугубляет это положение недостаточность имеющейся информации, характеризующей строение данной территории (скудное обеспечение верхнеартинских отложений керновым материалом, низкая освещенность скважин геофизическими исследованиями, ограниченность комплекса ГИС).

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.

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.

Литологическая пачка IV, расположенная выше по разрезу, отмечается увеличением обломочной примеси как алевролитовой, так и песчаной размерности, что подтверждается и данными керна и данными ГИС. Пачка представлена чередованием или переслаиванием аргиллитов (слабоизвестковистых, алевролитистых) 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 относительного уровня моря. 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.

Для литологической пачки V 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.

Литологическая пачка VI также различается как по литологическому составу, так и по фациальной принадлежности. Однако область развития песчаных пород в пределах пачки занимает все большую территорию, смещается на запад полигона исследований, отражая продвижение береговой линии и последовательное заполнение мелеющей 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.

Отложения пачки VII, так же, как и предыдущей VI, в основном, представлены чередованием алевrolита (полимиктового, неравномерно-глинистого, 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 $30 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

В **пятой главе** рассмотрен газовый потенциал нижнепермской молассы и предложен состав рационального комплекса ГРП.

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.

При подсчете запасов залежей УВ 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, выде-

ленного по ГИС. Оба эти фактора не работают и не имеют решающего значения в том случае, когда речь идет о нетрадиционном коллекторе.

Вопрос об источнике газа в верхнепермских молассовых (флишоидных) отложениях в пределах ВПВ до настоящего времени является спорным. Существует три основные гипотезы:

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 флюидопорами.

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.

В пользу гипотезы о газоматеринских свойствах глинисто-карбонатных отложений артинского яруса Верхнепечорской молассы свидетельствуют результаты геохимических исследований керна, основанные на определении отражающей способности витринита, согласно которым верхнеартинские отложения преобразованы до стадии катагенеза МК₄₋₅ и обладают газоматеринскими свойствами. Тип органического вещества (ОВ) можно только предположить, исходя из условий осадконакопления отложений, – смешанный, со значительной долей гумусовой составляющей.

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

Определение содержания $C_{орг}$ выполнено, как специалистами ТП НИЦ, так и в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. При этом использованы как результаты определения по керну, так и по данным ГИС.

Изучаемый 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 МК₄₋₅) и реализовали свой генерационный потенциал к концу поздней перми – триаса. Содержащееся в них ОВ со значительной долей гумусовой составляющей способствовало преимущественной генерации УВ-газов.

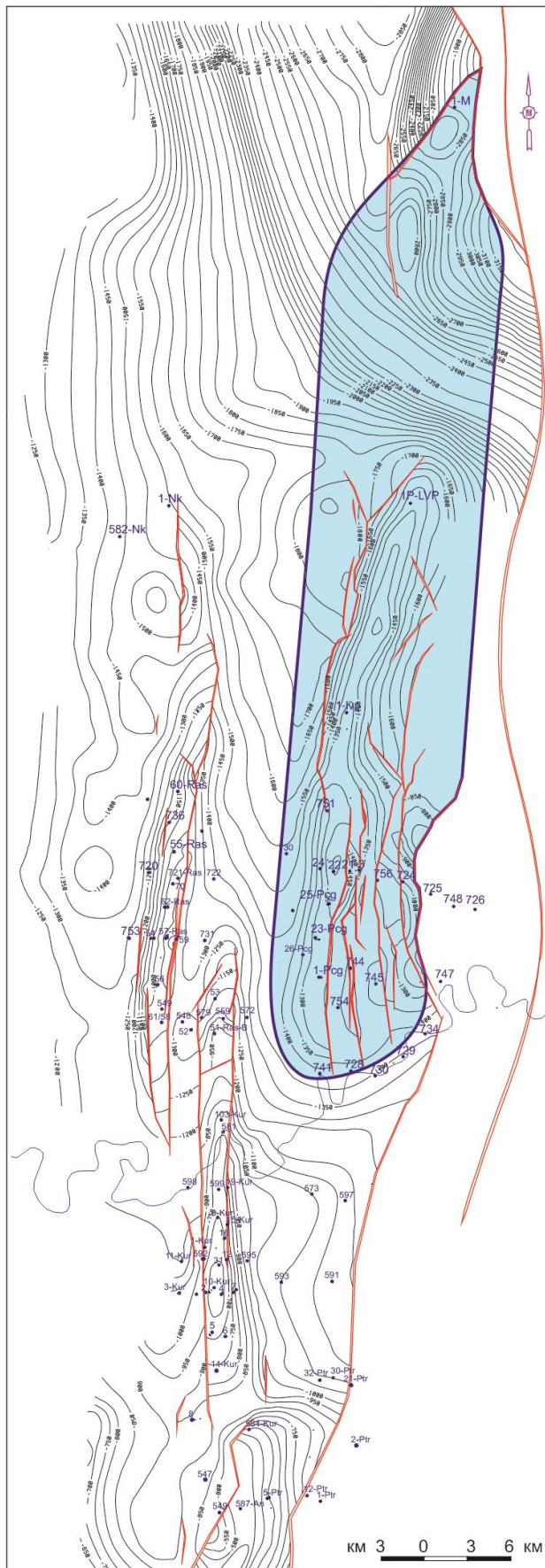
Палеотектонические реконструкции, выполненные на рассматриваемой территории, показали, что очаг газообразования в сланцевых отложениях молассы может быть оконтурен в области их максимального погружения в районе Мартъюской, Луньвожпальской и Пачгинской структур (рисунок 2).

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. В соответствии с классификацией Е.С. Ларской, 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).

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 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 рассеянного ОВ возможна также в виде эпигенетических газовых скоплений, сформированных за счет латеральной и вертикальной миграции по восстанию пластов.

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.).



Условные обозначения:

- очаг газогенерации

Рисунок 2 – Очаг генерации в отложениях верхнеартинской молассы

Результаты расчетов масштабов генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов газа, рассчитанные эволюционно-катагенетическим методом, приведены в таблице 2.

Таблица 2 – 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 |

Исходные данные для расчетов ресурсов газа в отложениях нижепермской терригенной молассы по С.Г. Неручеву приведены в таблице 3, рассчитанные параметры – в таблице 4.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета масштабов генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов газа

| Параметр | Значение параметра |
|---|--------------------|
| Среднее содержание ОВ в нефтегазоматеринских породах (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 ($K_{ген}$), % | 4,1 |
| Содержание углерода в ОВ для МК ₄ (C_G), % | 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 ($\rho_{гпл}$), г/см ³ | 0,19 |
| Пористость коллектора (m_k), доли ед. | 0,07 |
| Остаточная газонасыщенность ($K_{гн}$), доли ед. | 0,31 |
| Толщина прикровельной зоны газонасыщения ($h_{гл}^{кп}$), м | 40,8 |
| Площадь НГМП ($S_{гмп}$), км ² | 695 |

Таблица 4 – 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 ($Q_{пп}$), 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 – по керну.

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.

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, атрибутивный анализ состава флюида и даже определение положения флюидалных 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 ис-

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

Особое значение при опoисковании таких объектов следует уделить прямым методам исследования в процессе бурения скважин. Комплекс ГТИ должен быть максимально эффективным и способным реагировать на малейшие изменения параметров бурения. В состав бурового инструмента необходимо включить комплекс ГИС в процессе бурения, состоящий как минимум из радиоактивного каротажа, замера давления и температуры на забое скважины. Интервалы отбора керна, особенно в первых скважинах, должны охватывать не только всю молассу, но и породы-покрышки. При исследовании кернового материала особое внимание следует уделить изучению трещиноватости и свойств низкопроницаемых, в том числе глинистых коллекторов.

В заключении изложены полученные результаты:

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

2. 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.

3. На основе комплексного анализа результатов интерпретации сейсмического материала прошлых лет с привлечением дополнительной информации по скв. 1, 3-Пачгинские, 103-Курьинская, 1-Луньвожпальская впервые построены обобщенные структурные карты по отражающим горизонтам Iag и Iк₁ 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.

4. Выполнено секвенс-стратиграфическое расчленение разреза. Для определения положения верхнеартинских 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.

5. 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).

6. 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.

7. 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:

- преимущественно поровые ($K_{пр} > K_{пр}^{гран}$ 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);

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

- 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;

- 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 гидроразрыва пласта (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.

8. 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).

9. 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.

10. Предложены виды рационального комплекса ГРП.

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 работ, опубликованных в рецензируемых изданиях:

1. Вишератина Н.П. Петрофизическая модель сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба / Н.П. Вишератина,

Т.Н. Куницына, **М.В. Швецов**, Ю.В. Кочкина, Л.В. Мелькова // Газовая промышленность. 2022. – № 3 (830). – С. 30 – 43. Журнал категории К2

2. 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. – 2023 – № 1. – С. 23 – 30. Журнал входит в международную базу данных – GeoRef.

3. 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. (43). – С. 3 – 11. Журнал категории К1.

Список работ, опубликованных в прочих изданиях:

4. **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: материалы международной конференции (3 – 4 февраля 2022 г.). В 2 ч. Ч. 1. – Ухта, 2022. – С. 121 – 126.

5. **Швецов М.В.** Перспективные направления развития ресурсного потенциала Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Швецов М.В., Северинова Л.Н. // Рассохинские чтения: материалы международной конференции (3 – 4 февраля 2022 г.). В 2 ч. Ч. 1. – Ухта, 2022. – С. 12 – 16.

6. Юнусов Р.Ю. Перспективы наращивания сырьевой базы в Северо-Западном регионе РФ / Р.Ю. Юнусов, **М.В. Швецов** // Рассохинские чтения: материалы международной конференции (6 – 7 февраля 2020 г.). В 2 ч. Ч. 1. – Ухта, 2020. –

С. 8 – 13.