

На правах рукописи



Кочкина Юлия Вячеславовна

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ  
ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО МЕГАВАЛА  
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

25.00.12 – Геология, поиски и разведка  
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Ухта – 2017

Работа выполнена в филиале Общества с ограниченной ответственностью  
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –  
Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») в г. Ухта

Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук  
Данилов Владимир Николаевич.

Официальные оппоненты:

Жемчугова Валентина Алексеевна, доктор геолого-минералогических наук,  
профессор кафедры геологии и геохимии, ФГБОУ ВО МГУ им. М.В. Ломоно-  
сова;

Соборнов Константин Олегович, доктор геолого-минералогических наук,  
главный геолог ООО «Северо-Запад».

Ведущая организация: ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический  
университет.

Защита диссертации состоится «13» декабря 2017 г. в 13 часов 30 минут на  
заседании диссертационного совета Д 511.001.01, созданного на базе ООО  
«Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, Ленинский  
район, сельское поселение Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый  
проезд № 5537, владение 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 « \_\_\_ » « \_\_\_\_\_ » 2017 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
д. г.-м. н.



Соловьев Николай Николаевич

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Южная часть Печоро-Кожвинского мегавала (ПКМ), входящего в состав Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (ТП НГБ), является одним из старейших нефтегазоносных районов, в котором ведется добыча углеводородного (УВ) сырья. В связи с тем, что разрабатываемые месторождения на сегодняшний день находятся на поздней стадии промышленного освоения, актуальной для района является проблема, восполнения ресурсной базы. Поэтому в исследуемом районе активно проводятся геолого-разведочные работы (ГРР), за последние годы здесь открыто четыре месторождения УВ-сырья, характеризующихся различным фазовым состоянием.

При прогнозе нефтегазоносности девонских отложений, содержащих основные запасы УВ, южная часть ПКМ традиционно считалась зоной нефтегазоконденсатного накопления, однако обнаруженные в 1997 и 2008 гг. нефтяные Западно-Печорогородское и Западно-Печорокожвинское месторождения, расположенные в непосредственной близости от нефтегазоконденсатных, изменили это представление. Открытие нефтяных месторождений в районе, характеризующемся преимущественной газоносностью, выявило необходимость дополнительного генетического изучения территории с помощью геохимических критериев и объяснения причин подобного распределения залежей. Предложенная автором модель формирования залежей УВ, выполненная на основе анализа накопленной геологической информации, вновь полученных геохимических данных и дополнительного изучения нефтегазоматеринских (НГМ) отложений, является актуальной для данной территории, повышает качество прогноза фазового состояния залежей и обосновывает направление проведения дальнейших поисково-разведочных работ с целью восполнения минерально-сырьевой базы УВ-сырья.

Основным **объектом исследования** являются отложения среднедевонско-франского поддоманикового нефтегазоносного комплекса (НГК), в котором сосредоточено более 96 % извлекаемых запасов УВ-сырья.

**Цель работы.** Выяснение условий формирования и закономерностей размещения залежей среднедевонско-франского НГК для оценки перспектив и раздельного прогноза нефтегазоносности южной части ПКМ.

### **Задачи исследования:**

1. Анализ физико-химических свойств и параметров индивидуального состава пластовых флюидов (нефти, конденсата), добываемых из залежей УВ.
2. Изучение термобарических условий залегания пород и пластовых флюидов.
3. Определение типа и степени катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) отложений и сопоставление результатов, полученных по различным методикам.
4. Реконструкция температурной и катагенетической зональности отложений, определение времени прохождения НГМ-породами стадий нефте- и газообразования.

5. Определение времени и условий формирования ловушек с использованием палеотектонических построений.

6. Оценка перспективности структур на основе анализа моделей генерации УВ и формирования ловушек.

7. Выделение зон различного фазового насыщения и прогноз размещения залежей.

#### **Научная новизна исследований.**

Впервые для южной части ПКМ построены совмещенные модели генерации УВ и формирования ловушек, на основе которых выполнена оценка перспективности структур.

Впервые сделано предположение о возможном формировании нефтяных залежей Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений по принципу дифференциального улавливания.

С использованием геолого-геохимических методов исследования дано комплексное обоснование степени перспективности локальных структур на основе соотнесения времени их формирования и генерации УВ-флюидов и выполнен отдельный прогноз нефтегазоносности по фазовому состоянию залежей.

**Практическая значимость.** Исследуемый район характеризуется наличием развитой инфраструктуры. Разрабатываемые месторождения, наряду с уникальным Вуктыльским нефтегазоконденсатным месторождением (НГКМ), расположены в непосредственной близости от транспортных путей и формируют сырьевую базу Сосногорского газоперерабатывающего завода (ГПЗ). Целесообразность переработки газов рассматриваемого района обусловлена высоким содержанием в них этана, пропана, бутана, а также УВ  $C_{5+}$ . Степень выработанности запасов месторождений в настоящее время составляет 57 – 86 % по газу, 32 – 75 % по конденсату, 48 – 85 % по нефти. В связи с истощением ресурсной базы данного района необходим резерв для восполнения добычи нефти и газа запасами категории  $C_1$ . Несмотря на то, что запасы разведанных, но неразрабатываемых на сегодняшний день залежей составляют 20 % по нефти и 74 % по свободному газу от начальных извлекаемых запасов разрабатываемых месторождений, его следует пополнять.

Выполненная работа обосновывает выбор приоритетного направления поисковых работ, нацеленных в первую очередь на выявление залежей нефтегазоконденсатного состава, поможет восполнить ресурсную базу Сосногорского ГПЗ.

#### **Положения, выносимые на защиту.**

1. В пределах южной части ПКМ выделены два очага генерации УВ, различающиеся типом исходного ОВ генерирующих отложений: Югидский и Печорогородский.

2. Формирование ловушек в среднедевонско-франском НГК определено с позднефранского времени и предшествует генерации УВ, начавшейся в фаменский век.

3. Нефтяные залежи Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений сформированы за счет дифференциального улавливания нефти из залежей Печорогородского и Печорокожвинского месторождений.

4. Раздельный прогноз нефтегазоносности поддоманиковых отложений, который позволит повысить эффективность ГРП на исследуемой территории.

**Фактический материал и методы исследования.** Работа написана по результатам исследований, проведенных автором за период с 1998 по 2016 гг. в Ухтинском индустриальном институте, Тимано-Печорском научно-исследовательском центре и филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Выяснение условий формирования залежей УВ выполнено на основе анализа литологических, пиролитических и палинологических исследований керна, геолого-геофизических данных (временные разрезы, структурные карты по отражающим горизонтам, диаграммы геофизических исследований скважин, данные опробования и испытания скважин), результатов исследования состава и свойств УВ-флюидов. Всего проанализировано около 100 разрезов скважин, обобщены сведения по испытаниям, замерам пластовых температур и давлений в 228 объектах, проинтерпретированы результаты исследований физико-химических свойств и индивидуального состава 309 проб жидких и 476 проб газообразных УВ. Специально для целей данной работы был проведен анализ 46 образцов керна по четырем месторождениям методом Rock-Eval и палинологическим методом, а также исследование индивидуального УВ-состава фракций выше 200 °С и НК<sup>1</sup>-150 °С пробы нефти, отобранной со скв. 10-Печорогородская. Анализ геологического строения территории и палеотектонические построения выполнены на основе данных результатов обработки и интерпретации сейсморазведочных материалов МОГТ-2D в объеме 3004 пог. км и МОГТ-3D в объеме 413 км<sup>2</sup> на территории южной части ПКМ и примыкающей части Среднепечорского поперечного поднятия (СПП), проведенных в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. В ходе работы использованы материалы фондовой и опубликованной литературы.

**Апробация работы.** Основные положения диссертации докладывались на XV и XVI Геологических съездах Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России» (Сыктывкар, 2009, 2014), международных научно-технических семинарах «Рассохинские чтения» (Ухта, 2012, 2014, 2016, 2017), на конференции, посвященной 85-летию ВНИГРИ (Санкт-Петербург, 2014).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 16 научных работ, в том числе 5 статей в научно-технических рецензируемых изданиях, входящих в «Перечень...» ВАК Минобрнауки РФ.

**Структура и объем работы.** Работа состоит из введения, семи глав и заключения общим объемом в 158 страниц. Содержит 41 рисунок и 8 таблиц, список литературы из 136 наименований.

**Благодарность.** Автор выражает большую признательность А.А. Гудельман, Т.К. Баженовой, А.В. Журавлеву и Э.А. Мартынову за помощь

---

<sup>1</sup> НК – начало кипения.

при отборе кернового материала и содействие при пиролитическом анализе образцов; И.Р. Макаровой за палинологическое исследование керна; А.Н. Волкову и Л.В. Огданец за предоставление материалов по составу и свойствам пластовых флюидов и дополнительно проведенный анализ пробы нефти скв. 10-Печорогородская.

В ходе работы над диссертацией автор пользовался ценными указаниями и советами Т.В. Антоновской, С.С. Клименко, С.В. Сенина, Ю.Б. Силантьева, И.Р. Макаровой, А.В. Мартынова, 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 Владимиру Николаевичу Данилову.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В **первой главе** кратко изложена история геолого-геофизической изученности региона. На данной территории выполнен большой объем ГРР, включающий работы от рекогносцировочных полевых наблюдений до детализированной 3D-сейморазведки. Первые сейморазведочные исследования методом отраженных волн выполнены в 1949 г. на Кыртаельском поднятии. К настоящему времени район характеризуется достаточно густой сеткой сеймопрофилей  $2,2 \text{ пог. км/км}^2$ , что почти в два раза превышает среднюю плотность на территории всего ТП НГБ.

В результате глубокого поискового бурения, проводимого в течение 1960 – 1970-х гг., залежи разной крупности обнаружены в отложениях среднедевонско-франского НГК на Печорогородском, Кыртаельском, Печорокожвинском, Южно-Кыртаельском и Югидском НГКМ. Практически сразу после открытия они были введены в опытно-промышленную эксплуатацию и к настоящему времени находятся на завершающей стадии разработки. С конца 1990-х гг. с возобновлением поисковых работ открыты нефтяные залежи на Югид-Соплесском, Западно-Печорогородском, Западно-Печорокожвинском и нефтегазоконденсатная – на Северо-Югидском месторождениях.

Для продления жизни старейшего НГР поисковое бурение необходимо продолжать. При этом оценку перспективности вводимых в бурение структур в данном тектонически сложном районе, с достаточно глубоким (более 3000 м) расположением залежей, автор проводит на основе геолого-геохимических исследований, которые дополняют наиболее часто применяемые для этих целей литологические и тектонические критерии. Изучением закономерностей распределения рассеянного ОВ (РОВ), диагностикой его типов и параметров, отражающих степень реализации генерационного потенциала НГМ-пород, определением положения главных зон нефте- и газообразования в ТП НГБ занимались и занимаются Л.А. Анищенко, Т.К. Баженова, В.И. Богацкий, В.А. Горбань, С.А. Данилевский, Д.А. Бушнев, Э.Л. Жданова, С.С. Клименко, З.М. Кузьбожева, В.М. Песецкая, З.П. Склярова, О.Н. Тимошенко и другие.

Месторождения южного окончания ПКМ и примыкающей к нему северной части СПП на протяжении более 50 лет изучаются специалистами филиала

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта совместно с ООО «Газпром переработка». Собрано огромное количество геолого-геофизических данных, в том числе по подсчету запасов УВ-сырья, авторскому надзору и контролю за разработкой месторождений, составу и свойствам добываемых УВ-флюидов, создана база данных сейсмических и геофизических материалов, проводится их обработка и интерпретация.

Высокая степень изученности и разбуренности исследуемой территории, очевидно, уменьшает вероятность обнаружения новых крупных залежей, но в тоже время положительно сказывается на качестве прогноза нефтегазоносности оставшихся неразбуренных структур.

Во **второй главе** подробно описана методика и методы исследований. Изучение территории проводилось по схеме, изложенной в работах геолого-геохимического направления О.К. Баженовой, Т.К. Баженовой, Н.Б. Вассоевича, Д. Вельте, М.В. Дахновой, С.Г. Неручева, Б. Тиссо, Дж. Ханта и других.

Определение состава, типа ОВ и степени его преобразования выполнено на основе исследований образцов кернa экспресс-методом Rock-Eval и палинологическим методом (Л.В. Ровнина, 1984, 2005). На основе анализа физико-химических свойств и индивидуального УВ-состава нефтей и конденсатов подтверждены различия в исходном типе генерирующего их ОВ. В результате исследований выделены очаги нефтегазообразования.

Возможные периоды генерации УВ определены с помощью моделей погружения и прогрева отложений, построенных по разрезам отдельных скважин выделенных очагов, и на основе реконструкции катагенетической эволюции осадочной толщи в программе Basin2. Калибровка выполненных реконструкций осуществлялась по современным температурам, плотности теплового потока на дневной поверхности и палеотемпературным градиентам, значениям отражательной способности витринита (ОСВ), приведенным в опубликованных источниках, и результатам пиролиза и оптической микроскопии образцов кернa, изученным в процессе данной работы.

Вычисленное таким образом время генерации УВ сопоставлялось с периодами формирования структур (ловушек), установленными по результатам палеорекопструкций, что дало возможность определения времени аккумуляции УВ в породах-коллекторах и образования залежей. Все факторы, влияющие на формирование и сохранение залежей, сведены в единую «диаграмму событий» («events chart» по Leslie B. Magoon, Wallace G. Dow, 1994), на которой графически отображены элементы геологической системы (НГМ-породы, породы-коллекторы, покрышки) и происходящие в ней процессы (образование ловушек, генерация УВ, их миграция и аккумуляция). Выводы о высокой перспективности локальных структур обоснованы тем, что период их формирования в качестве ловушек предшествует времени генерации УВ.

Последовательное решение перечисленных задач позволило выполнить прогноз фазового состояния УВ новых залежей и ранжировать фонд выявленных на данной территории локальных структур по степени их перспективности.

В **третьей главе** приведены краткие сведения о структурно-тектоническом районировании, литолого-стратиграфической характеристике и

нефтегазоносности территории. ПКМ представляет собой крупную инверсионную структуру, осложняющую западный борт Печоро-Колвинского авлакогена, выделяемого в центральной части ТП НГБ. Исследуемая территория включает его южное окончание, в пределах которого выделен Лыжско-Кыртаельский вал, сочленяющийся на востоке с Печорогородской ступенью. В юго-восточном направлении ПКМ плавно погружается и переходит в тектонически единую по нижним горизонтам осадочного чехла северную часть СПП. В главе дана характеристика Припечорской и Печорогородской систем разломов, ограничивающих ПКМ с запада и востока, которые имеют древнее, архейско-раннепротерозойское заложение (В.А. Дедеев, И.В. Запорожцева, 1985; Н.И. Тимонин, 1998; Н.Н. Малышев, 2002) и были активными в течение всего этапа развития территории. Показано распределение залежей УВ по площади и разрезу осадочного чехла, приведено их описание с разделением по НГК. Наибольшее количество залежей сосредоточено в среднедевонско-франском терригенном комплексе, в котором основная доля коллекторов приурочена к песчано-алевритовым толщам дзельской свиты старооскольского надгоризонта среднего девона и джьерского горизонта верхнего девона. Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются дзельские песчаники. Региональным флюидоупором служат глинисто-алевритовые образования тиманского и саргаевского горизонтов верхнего девона.

В четвертой главе описана геохимическая характеристика РОВ пород и пластовых флюидов. Приведены сводные литолого-геохимические разрезы (с учетом параметров пиролиза и каротажных диаграмм) и слайды (фотографии) палинологических образцов четырех месторождений (Югидское, Северо-Югидское, Югид-Соплесское, Западно-Печорокожвинское), построены диаграммы распределения отдельных пиролитических показателей. Также в главе дана детальная характеристика параметров физико-химических свойств и индивидуального состава флюидов. Все полученные данные, комплексированные и проанализированные автором, сведены в обобщающую таблицу.

По результатам пиролитического исследования керна автором установлено, что во вскрытом скважинами интервале разреза наибольшим УВ-потенциалом обладают отложения среднедевонско-франского и раннедевонского возраста. Они являются среднепродуктивными, характеризуются содержанием  $C_{орг}$  1 – 2 %, общим генетическим потенциалом до 3 кгУВ/т породы.

На изученной территории впервые выделены два очага нефтегазообразования с различным типом ОВ – Югидский и Печорогородский:

– Югидский очаг расположен в пределах юга Лыжско-Кыртаельского вала и сопредельной территории СПП, ОВ поддоманиковых отложений которого характеризуется преобладанием морской сапропелевой составляющей (II тип керогена). По результатам палинологических исследований данный тип ОВ подразделен на три подтипа (II-1, II-3, II-2), которые на модифицированной диаграмме ван Кревелена (Б.П. Тиссо, Д.Х. Вельте, 1981), используемой для идентификации керогена, соотносятся со всеми тремя классическими типами керогена. Для среднедевонско-нижнефранских отложений характерны невысокие значения кислородного индекса ( $OI=1 - 22$  мг  $CO_2/г C_{орг}$ ) и повышенные в



сравнении с другими образцами значения водородного индекса (HI до 300 мг УВ/г  $C_{орг}$ ). При микроскопических исследованиях выявлено, что в них преобладает мелкодисперсное ОВ с крупными фрагментами зоопланктона и растительными остатками: спорами и фитопланктоном. В зависимости от соотношения зоо- и фитоостатков ОВ подразделяется на подтипы органического вещества – II-1 и II-3, сопоставляемые на диаграмме с типами керогена I и II.

В нижнедевонских породах установлен подтип ОВ – II-2, в них обнаружено дисперсное ОВ (бактериопланктон), споры, водоросли и незначительное количество тканей растений. По результатам пиролиза значения водородного индекса характеризуются как очень низкие (HI=5,4 – 21 – 33 мг УВ/г  $C_{орг}$ ). Такие значения водородного индекса связаны с тем, что образцы пород содержат сильно преобразованное органическое вещество сапропелевого типа, в составе которого хорошо сохранились оболочки фитопланктона из водорослевой целлюлозы и хитиновые остатки зоопланктона. Это сближает ОВ на модифицированной диаграмме с III типом керогена, который характерен для гумусового вещества – остатков высших растений. Степень катагенеза старооскольско-нижнефранских отложений Югидского очага определяется на уровне градаций МК<sub>1</sub> – МК<sub>3</sub> и увеличивается в нижнедевонских образцах до градации МК<sub>4</sub>.

– Печорогородский очаг выделен на территории юга Печорогородской ступени, в составе ОВ преобладают компоненты гумусового ОВ (III тип керогена). При микроскопических исследованиях выявлено присутствие мелкого детрита, спор, гумусового ОВ. Споры присутствуют в образцах в весьма значительном количестве. Отложения среднедевонско-франского НГК характеризуются пониженными значениями водородного индекса HI (78,9 – 115,4 мгУВ/ $C_{орг}$ ) и высокими значениями кислородного индекса OI (37,8 – 138,9 мг  $CO_2$ /г  $C_{орг}$ ). На модифицированной диаграмме ван Кревелена данные породы совершенно заслуженно попадают в зону керогена III типа, соответствующего гумусовому ОВ. По цветовой шкале катагенеза микрофитофоссилий и характеристике оболочек многочисленных спор в скважинах Западно-Печорокожвинского месторождения степень катагенеза среднедевонско-франских отложений определяется более уверенно, чем в скважинах Лыжско-Кыртаельского вала, и определена на уровне градаций катагенеза МК<sub>2</sub> – МК<sub>3</sub>, ближе к МК<sub>3</sub>. Нижнедевонские отложения на территории Печорогородской ступени бурением не вскрыты.

Выделение очагов генерации с различным типом ОВ подтверждается данными физико-химических свойств и индивидуального состава пластовых флюидов. Для месторождений Лыжско-Кыртаельского вала (Югидский очаг) характерно увеличение твердых парафиновых УВ в нефтях, преобладание низкокипящих УВ ( $nC_7$ ,  $nC_6$ ,  $nC_5$ ), пятичленных цикланов в составе фракции НК-130 °С. Во фракции выше 200 °С наблюдается высокомолекулярный горб в области  $nC_{20}$ - $nC_{30}$ , более высокое процентное содержание изопреноидов.

В составе флюидов Печорогородской ступени (Печорогородский очаг) повышена доля конденсата в газе, в котором содержится более высокая доля парафинов; во фракции НК-130 °С выявлено повышенное содержание ароматических соединений при относительно меньшей доле алканов и цикланов. В рас-

пределении парафиновых УВ нормального строения наблюдается концентрационный ряд  $nC_7 > nC_8 > nC_6 > nC_5$ , среди цикланов преобладают циклогексановые структуры, а среди последних – метилциклогексан, то есть фиксируется преобладание высококипящих УВ. Во фракции выше 200 °С наблюдается доминирование нечетных изомеров  $nC_{12}$ ,  $nC_{15}$ ,  $nC_{17}$ ,  $nC_{19}$  и  $nC_{25}$ . Отмеченные особенности в составе и свойствах пластовых флюидов подтверждают вывод о том, что на территории существовали два очага нефтегазообразования с разной долей сапропелевого и гумусового ОВ в составе среднедевонско-нижнефранских отложений.

В **пятой главе** рассмотрены термобарические параметры. Проанализированы изменения величин пластовых давлений и температур, замеренных в поисковых и разведочных скважинах до введения месторождений в разработку. Построены графики изменения этих показателей с глубиной и карта распределения пластовой температуры территории ПКМ и сопредельных территорий на абсолютной отметке минус 3000 м. Установлено снижение температуры в центральной части исследуемой территории (при удалении от зон Припечорской и Печорогородской систем разломов). Четко прослеживаются различия температурных условий в зоне Западно-Печорогородского, Западно-Печорокожвинского нефтяных и Печорогородского, Печорокожвинского нефтегазоконденсатных месторождений. Температурные градиенты в пределах нефтяных залежей составляют 1,89 – 1,92 °С/100 м, в зоне расположения нефтегазоконденсатных – повышаются до 1,94 – 2,03 °С/100 м. В целом для территории юга Печорогородской ступени на отметке минус 3000 м величины пластовых температур изменяются от 60 до 65 °С. Южное окончание Лыжско-Кыртаельского вала (Югидское месторождение) и область примыкающего к нему СПП (Югид-Соплесское, Западно-Соплесское месторождения) характеризуются повышенным фоном пластовых температур. Температурный градиент здесь увеличен до 2,12 °С/100 м, величины пластовых температур на отметке минус 3000 м достигают 70 – 73 °С.

Выявленные геотермические закономерности нивелируются на графиках зависимости давления от глубины замера. Величины пластовых давлений увеличиваются практически пропорционально росту глубин залегания пластов-коллекторов и превышают гидростатическое давление менее чем на 30 %. Градиент изменения пластового давления по разрезу месторождений составляет 1,07 – 1,08 МПа/100 м. Установленные закономерности современной термобарической обстановки, влияющие на фазовое состояние залежей, использованы для отдельного прогноза нефтегазоносности.

В **шестой главе** приведена реконструкция условий формирования залежей УВ ПКМ с учетом результатов геолого-геохимических исследований автора. Геологическая эволюция южной части ПКМ иллюстрируется серией современных и палеотектонических профилей, построенных в крест простирания Северо-Югидской – Припечорской – Печорогородской, Кыртаельской – Западно-Печорогородской – Печорогородской, Западно-Печорокожвинской – Печорокожвинской структур.

В раннем палеозое, в позднем и среднем девоне осадконакопление на территории Печорогородской ступени было менее интенсивным, чем на Лыжско-Кыртаельском валу. На основе выполненных палеорекопструкций установлено, что основное количество структур нижнего осадочного этажа сформировано в результате позднедевонских тектонических движений. В последующем эти структуры оказались «законсервированными», несмотря на смену геодинамических режимов и широкое развитие процессов инверсии. Современные Печорокожвинская, Печорогородская и Западно-Печорогородская структуры наметились, начиная с джьерского времени, и их рост продолжался вплоть до триасового периода. Формирование ловушек на месте Южно-Искавожских и Западно-Печорокожвинской приразломных структур по результатам палеопостроений окончательно завершилось к концу каменноугольно-пермского времени. Развитие Северо-Югидской структуры происходило аналогично Кыртаельской: на обеих структурах в среднедевонскую эпоху зафиксированы палеопрогибы, которые к началу доманикового века трансформировались в палеоподнятия. На Югидской структуре конседиментационные поднятия зародились в среднедевонско-раннефранское время и сохранились до настоящего времени. Формирование современной Пурганюрской приразломной структуры началось с фаменского времени.

В инверсионный период максимальному подъему подверглась наиболее погруженная в ранне-среднедевонское время территория Лыжско-Кыртаельского вала, осадконакопление на которой в каменноугольно-пермское время было частичным и сопровождалось частыми формационными перерывами, а начиная с постпермского времени и вовсе прекратилось. Не исключено, что относительно увеличенным масштабам инверсии подверглись также узкие краевые блоки вблизи Печорогородской зоны нарушений, что явилось результатом выдавливания этих блоков под воздействием тангенциальных сил сжатия со стороны уралид (Н.И. Тимонин, 1998; Н.Н. Малышев, 2002).

С целью определения времени генерации УВ на исследуемой территории проведена реконструкция истории осадконакопления и тепловой эволюции отложений. Установлено, что к началу каменноугольного периода процессы нефтеобразования затронули разрез отложений от подошвы среднедевонских до нижней части фаменских отложений. Нижнедевонские и более глубокозалегающие породы к этому времени достигли стадий газообразования. В течение каменноугольного и пермского периодов интенсивное осадконакопление на территории Печорогородской ступени привело к тому, что среднедевонские отложения погрузились здесь на глубины более 3000 м, что способствовало их катагенетическому преобразованию и началу генерации газообразных УВ. Режим седиментации на территории Лыжско-Кыртаельского вала в течение карбона – перми был незначительным, в результате чего только нижняя часть среднедевонских (эйфельских) образований достигла глубин, в которых могли происходить процессы газогенерации. Авлакогеновый период развития территории (до позднего триаса включительно) был временем максимального прогрева отложений, палеотермический градиент в это время составлял 5 °С/100 м. В триасовый период произошло остывание территории (палеотемпературный градиент в

юре и в мелу снизился до 3 °С/100 м), что привело сначала к замедлению, а затем и к полному прекращению процессов генерации УВ. Такой тип зональности катагенеза назван как сокращенный или «субдонецкий» (Т.К. Баженова и др., 2008).

Начало фазы нефтегенерации в среднедевонских отложениях, фиксируемое в фаменский век, является и временем активной первичной эмиграции нефти, которая осуществлялась из нефтематеринских толщ в наиболее приподнятые участки вверх по восстанию слоев, и заполнения нефтью Югидской, Печорокожвинской, Западно-Печорогородской, Печорогородской структур, уже сформировавшихся к этому времени. Вступление ниже- и среднедевонских отложений в фазу газообразования различается по времени: генерация газовых УВ в нижедевонских отложениях зафиксирована, начиная с раннекаменноугольной эпохи, в среднедевонских – на 50 – 70 млн лет позже, т.е. в позднепермскую эпоху. Вновь образующиеся газовые УВ поступали в уже имевшиеся нефтяные залежи, растворяли нефть и образовывали вторичные нефтегазоконденсатные системы в среднедевонских отложениях (Л.А. Анищенко, 1994; С.А. Данилевский, З.П. Складорова, Ю.М. Трифачев, 2003).

Разница в исходном типе ОВ, зафиксированная в выделенных очагах нефтегазообразования, нивелируется за счет разной степени его преобразования. НГМ-отложения Югидского очага характеризуются повышенным содержанием сапропелевой составляющей в составе исходного ОВ, увеличенными толщинами и вследствие их более сильного погружения в фаменский век имеют степень катагенеза до МК<sub>4</sub>. Таким образом, для старооскольско-франских отложений этого очага характерна генерация УВ в основном нефтяного ряда, а генерация газа происходила в нижележащих эйфельско-нижедевонских отложениях. Поступление газообразных УВ происходило также в результате латеральной миграции из НГМ-отложений территории СПП, поскольку там процессы газообразования в старооскольско-франских отложениях происходили гораздо активнее вследствие более сильного их погружения и прогрева до стадий МК<sub>4</sub> – МК<sub>5</sub>.

В НГМ-отложениях среднедевонско-раннефранского возраста Печорогородского очага зафиксировано более высокое содержание гумуса в исходном ОВ, за счет чего для них даже на стадии катагенеза МК<sub>3</sub>, зафиксированной в изученных образцах керна, генерация газовых УВ характерна в большей степени, чем на юге Лыжско-Кыртаельского вала. Установлено, что коэффициент заполнения структур Печорогородской ступени близок к единице, а открытые месторождения характеризуются более значительными, чем на Лыжско-Кыртаельском валу, запасами газа и повышенным содержанием растворенного газа на нефтяных месторождениях, что подтверждает сделанный вывод.

Отдельно в шестой главе рассмотрены условия формирования нефтяных залежей Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений. Предполагается, что их формирование произошло по принципу дифференциального улавливания и связано с вытеснением нефти газом из нефтегазоконденсатных залежей Печорогородского и Печорокожвинского месторождений, расположенных в 1 – 5 км восточнее нефтяных.

Заполнение Западно-Печорогородской ловушки происходило в несколько этапов. Эта структура – одна из древних, ее образование по результатам палеопостроений зафиксировано уже к концу фаменского времени, когда шли активные процессы нефтегенерации, поэтому первоначально произошло ее заполнение сингенетичной нефтью средней плотности, с повышенным содержанием смолисто-асфальтовых компонентов, выявленной скв. 10. В дальнейшем, вследствие генерации и подтока газа и/или его расширения во время инверсионных движений вытесненная с соседнего Печорогородского месторождения газонасыщенная нефть в результате латеральной миграции попала в Западно-Печорогородскую ловушку с образованием залежи легкой нефти, вскрытой скв. 23. Формирование Западно-Печорокожвинской приразломной структуры по результатам палеопостроений произошло к началу триаса, поэтому ее заполнение связывается только с нефтью, вытесненной из Печорокожвинского месторождения.

В пользу данного предположения свидетельствуют: во-первых, само расположение нефтяных залежей в одинаковом направлении к западу от нефтегазоконденсатных. Для Печорской синеклизы на всем доорогенном и орогенном этапах развития был характерен региональный наклон фундамента в сторону Уральского палеоокеана (Н.И. Тимонин, 1998; Н.Н. Малышев, 2002), что определяет направление перемещения вытесненных нефтяных УВ вверх по восстанию пласта в противоположном от Урала направлении. Во-вторых, состав нефтей всех этих месторождений идентичен (плотность 0,82 – 0,83 г/см<sup>3</sup>, объемное содержание бензинов 20 – 30 %, высокое газосодержание порядка 290 – 300 м<sup>3</sup>/т). В то время как сингенетичные нефти, вскрытые на месторождениях в северной части ПКМ (Южно-Лиственичное, Южно-Лыжское, Северо-Кожвинское), отличаются повышенной плотностью 0,84 – 0,85 г/см<sup>3</sup> и низкой газонасыщенностью в пределах 100 – 120 м<sup>3</sup>/т. В-третьих, коэффициент заполнения ловушек на Печорогородском и Печорокожвинском месторождениях равен единице, а залежи являются предельно насыщенными. Установленные различия в составе исходного ОВ, а также условия прогрева отложений свидетельствуют о том, что на Печорогородской ступени генерация газовых УВ происходила в массовом масштабе, что и могло привести к переполнению ловушек и вытеснению из них жидких УВ.

В **седьмой главе** с учетом предложенных автором представлений о процессах нефтегазогенерации и формирования скоплений УВ приведена оценка ресурсного потенциала среднедевонско-франского терригенного НГК пород, и дан прогноз поисков скоплений разного фазового состояния УВ в южной части ПКМ. Оценка ресурсов УВ выполнена в соответствии с классификацией, введенной в действие с 2016 г., по категориям D<sub>0</sub> и D<sub>л</sub>.

Прогноз фазового состояния УВ произведен на основе различий выделенных очагов нефтегазообразования, особенностей в распределении пластовых флюидов открытых залежей и современной термобарической обстановки. Составленная карта перспектив среднедевонско-франского НГК представлена на рисунке 1. В центральной части исследуемой территории предполагается зона развития залежей сингенетичных нефтей, ограниченная линиями тектониче-

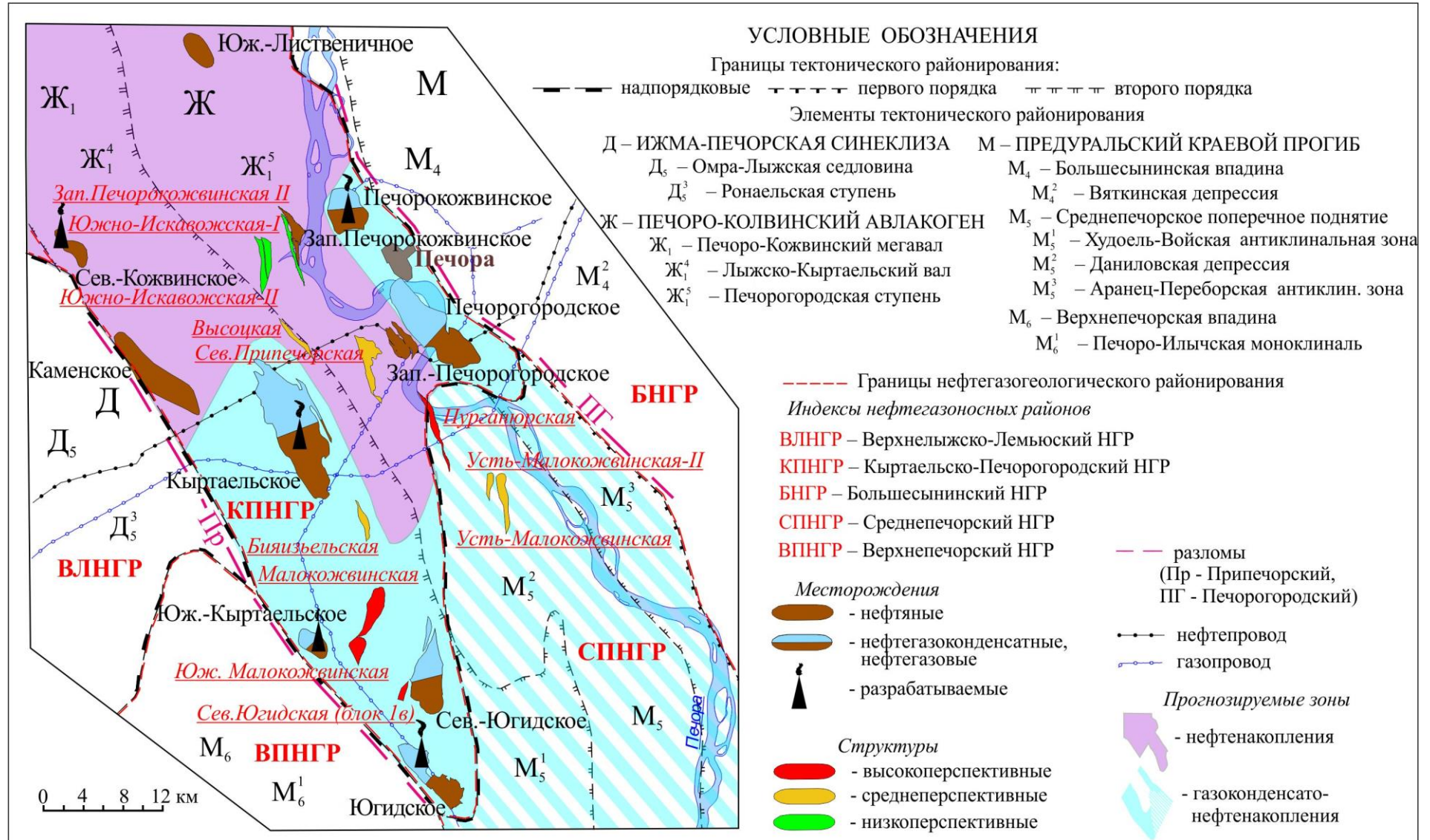


Рисунок 1 – Карта перспектив нефтегазоносности среднедевонско-франского терригенного НГК



ских нарушений. В прибортовых частях мегавала до широты Кыртаельского – Печорокожвинского месторождений прогнозируются зоны двухфазного газоконденсатнонефтяного накопления, связанные с Припечорским и Печорогородским разломами, являющимися основными путями, проводящими УВ. Эти тектонические нарушения и оперяющие их разломы способствовали вертикальной и латеральной миграции газовых УВ из очагов генерации, связанных с разновозрастными и нижележащими отложениями на территории южной части ПКМ, а также прилегающей территории СПП, создавая возможность образования вторичных газоконденсатнонефтяных систем в палеозалежах нефти.

Анализ распределения пластовых температур и давлений подтверждает прогнозируемую фазовую зональность и свидетельствует, что на современном этапе более жесткие термобарические условия существуют на юге Лыжско-Кыртаельского вала (Югидское месторождение) и в прилегающей области СПП (Югид-Соплесское, Западно-Соплесское месторождения). Повышение пластовых температур зафиксировано также в зоне Печорогородского разлома (Печорогородское и Печорокожвинское месторождения), которые уменьшаются при удалении от разломной зоны к центральной области (Западно-Печорогородское и Западно-Печорокожвинское месторождения).

В границах исследуемой территории выявлены и подготовлены к бурению по данным сейсморазведочных и тематических работ 12 структур. Согласно выполненной оценке суммарное количество извлекаемых ресурсов составляют 25 – 30 % от начальных извлекаемых запасов разрабатываемых на сегодняшний день месторождений.

Перспективность структур оценена автором в результате анализа совмещенных моделей формирования ловушек и генерации УВ. Для каждой структуры проанализировано время образования ловушки и, если оно предшествует периоду генерации УВ, то сделан вывод о ее перспективности (таблица 1).

Таблица 1 – Прогнозируемое фазовое состояние УВ и степень перспективности локальных структур

Локальная структура	Степень подготовленности структуры	Время заложения ловушки	Время генерации УВ	Прогнозируемое фазовое состояние УВ	Степень перспективности структуры
Северо-Югидская (блок 1в)	Подготовленная	D <sub>3</sub> f	D <sub>3</sub> fm-T	ГКН	Высокая
Малокожвинская	Подготовленная	D <sub>3</sub> f	D <sub>3</sub> fm-T	ГКН	Высокая
Южно-Малокожвинская	Подготовленная	D <sub>3</sub> f-fm	D <sub>3</sub> fm-T	ГКН	Высокая
Высоцкая	Подготовленная	D <sub>3</sub> -P	D <sub>3</sub> fm-T	Н	Средняя
Северо-Припечорская	Подготовленная	D <sub>3</sub> -P	D <sub>3</sub> fm-T	Н	Средняя
Южно-Искавожская-I	Подготовленная	С-P	D <sub>3</sub> fm-T	Н	Низкая
Южно-Искавожская-II	Подготовленная	С-P	D <sub>3</sub> fm-T	Н	Низкая
Западно-Печорокожвинская-II	Подготовленная	С-P	D <sub>3</sub> fm-T	Н	Низкая
Пурганюрская	Выявленная	D <sub>3</sub> fm	D <sub>3</sub> fm-T	ГКН	Высокая
Бияизьельская	Выявленная	D <sub>3</sub> -P	D <sub>3</sub> fm-T	ГКН	Средняя
Усть-Малокожвинская-I	Выявленная	D <sub>3</sub> -P	D <sub>3</sub> fm-T	ГКН	Средняя
Усть-Малокожвинская-II	Выявленная	D <sub>3</sub> -P	D <sub>3</sub> fm-T	ГКН	Средняя

Примечание – ГКН – газоконденсатнонефтяное; Н – нефтяное.

**В заключении** изложены полученные результаты:

1. На территории южной части ПКМ выделены два очага генерации УВ с различным типом ОБ. В Югидском очаге установлено преимущественно сапропелевое ОБ (II тип керогена). Для старооскольско-франских отложений этого очага была свойственна генерация в основном УВ нефтяного ряда, генерация газа происходила в верхнеэйфельских и нижнедевонских отложениях. НГМ-породы Печорогородского очага характеризуются широким развитием гумусового ОБ (III тип керогена), являющегося источником генерации газообразных УВ в среднедевонско-нижне-среднефранских отложениях.

Поступление газообразных УВ связывается также с латеральной миграцией из НГМ-отложений территории СПП, поскольку в них в результате более сильного погружения и катагенеза процессы газогенерации происходили гораздо активнее.

2. В результате восстановления геотермической истории определены основные периоды генерации УВ. Начало фазы нефтегенерации в нижне-среднедевонских отложениях приходится на фаменский век, генерация газовых УВ в нижнедевонских отложениях зафиксирована, начиная с раннекаменноугольной эпохи, в среднедевонских – на 50 – 70 млн лет позже, в позднепермскую эпоху. К концу триасового периода процессы генерации прекратились.

3. Палеотектоническая реконструкция истории развития территории показала, что морфология практически всех структур, выделенных в среднедевонско-франских отложениях в настоящее время, заложена в течение позднедевонской эпохи. Установлено, что на месте большинства структур, в которых в настоящее время открыты залежи УВ (Печорогородская, Западно-Печорогородская, Печорокожвинская, Северо-Югидская, Югидская, Кыртаельская), а также на месте структур, в которых наличие залежей пока только предполагается (Северо-Югидская (блок 1в), Малокожвинская, Высоцкая), были развиты палеоподнятия. Приразломные структуры (например, Западно-Печорокожвинские-I и II, Южно-Искавожские-I и II) приобрели современную морфологию к концу пермской эпохи.

4. Детально восстановлен процесс образования нефтяных залежей Западно-Печорогородского и Западно-Печорокожвинского месторождений. Установлено, что заполнение этих ловушек согласуется с принципом дифференциального улавливания флюидов и связано с перераспределением нефти из залежей Печорогородского и Печорокожвинского месторождений. Поскольку в Печорогородском очаге генерация газа происходила в большом объеме, то поступивший в ловушки газ переполнил их, а нерастворившуюся избыточную по объему нефть вытеснил за ее пределы. При этом на Западно-Печорогородском месторождении выявлены как залежи сингенетичной нефти средней плотности (скв. 10), так и более легкой газонасыщенной нефти, вытесненной из соседнего Печорогородского месторождения (скв. 23).

5. Выделение двух очагов нефтегазогенерации, изучение особенностей свойств флюидов в уже открытых залежах и анализ современных термобарических условий позволили выполнить отдельный прогноз нефтегазоносности ПКМ. В отложениях среднедевонско-франского поддоманикового НГК в цен-



тральной части территории прогнозируются сингенетичные нефтяные залежи. В прибортовых структурах вблизи Печорогородской и Припечорской систем разломов, а также в зоне сочленения с Даниловской депрессией СПП предполагается наличие нефтегазоконденсатных залежей. С породами ордовикско-нижнедевонского НГК связывается развитие газовых и газоконденсатных залежей, так как они преобразованы до стадий газообразования.

6. На исследуемой территории по результатам сейсморазведочных работ выявлено 12 структур. Выводы об их перспективности сделаны на основе анализа совмещенных моделей формирования ловушек и генерации УВ. Для каждой структуры проанализировано время образования ловушки и, если оно опережает период генерации УВ, то структура оценивается как перспективная. На данной территории наиболее перспективными являются Северо-Югидская (блок 1в), Малокожвинская, Южно-Малокожвинская и Пурганюрская структуры.

Список работ, опубликованных в реферируемых изданиях:

1. Антоновская Т.В., **Кочкина Ю.В.** Литотипы пород среднедевонско-франского терригенного комплекса отложений южной части Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорской провинции // Вестник ИГ КНЦ УрО РАН. – Сыктывкар: 2012. – № 5. – С. 2 – 5.

2. Данилов В.Н., **Кочкина Ю.В.** Геохимические и тектонические условия формирования ловушек и залежей углеводородов юга Печоро-Кожвинского мегавала // Геология нефти и газа. – М.: 2016. – № 1. – С. 77 – 85.

3. Данилов В.Н., Макарова И.Р., **Кочкина Ю.В.** Характеристика рассеянного органического вещества пород южной части Печоро-Кожвинского мегавала // Вести газовой науки. – М.: 2016. – № 1 (25). – С. 175 – 188.

4. Данилов В.Н., Мартынов А.В., **Кочкина Ю.В.** Геологическое строение и история развития территории южного окончания Печоро-Кожвинского мегавала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – № 2. – [http://www.ngtp.ru./rub/4/24\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru./rub/4/24_2016.pdf).

5. **Кочкина Ю.В.** Перспективы нефтегазоносности южной части Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИГАЗ, 2017. – № 3 (31). – С. 133 – 140.

Список работ, опубликованных в прочих изданиях:

1. **Кочкина Ю.В.** Характеристика физико-химических свойств и индивидуального состава низкокипящих углеводородов конденсатов и нефтей Шапкино-Юрьяхинского вала // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Северо-Уральского сегмента: материалы VI науч. конф. молодых ученых. – Сыктывкар: Геопринт, 1997. – С. 82 – 84.

2. **Кочкина Ю.В.** Характеристика индивидуального состава низкокипящих углеводородов флюидов Колвинского мегавала // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Северо-Уральского сегмента: материалы VII науч. конф. молодых ученых. – Сыктывкар: Геопринт, 1998. – С. 91 – 92.

3. **Кочкина Ю.В.** Применение анализа геохимических данных при построении геологических моделей на примере Югидского НГКМ // *Материалы XV Геологического съезда Республики Коми 13 – 16 апреля 2009 г. (том III)*. – Сыктывкар, 2009. – С. 73 – 77.

4. **Кочкина Ю.В.** Использование метода наименьших квадратов в нефтегазопромысловый геологии // *Севергеоэкотех-2010: материалы XI международной молодежной науч. конференции (17 – 19 марта 2010 г.)*. В 5 ч. Ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 22 – 29.

5. **Кочкина Ю.В.**, Кудашкина Е.А. История формирования среднедевонско-нижнефранских отложений южной части Печоро-Кожвинского мегавала на примере Югидской складки // *Рассохинские чтения: материалы межрегион. сем. (Ухта, 3 – 4 февраля 2012 г.)*. В 2 ч. Ч. 1. / Под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2012. – С. 117 – 120.

6. **Кочкина Ю.В.** Влияние термобарических условий на свойства природных углеводородных систем в толще земной коры // *Рассохинские чтения: материалы междунар. сем. (6 – 7 февр. 2014 г.)*. В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2014. – С. 64 – 68.

7. **Кочкина Ю.В.** Особенности строения среднедевонско-франского природного резервуара Югид-Соплесской площади // *Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: материалы XVI Геологического съезда Республики Коми (15 – 17 апреля 2014 г.)*. В 4 т. Т. 3. – Сыктывкар, 2014. – С. 48 – 50.

8. **Кочкина Ю.В.**, Огданец Л.В. Анализ и сравнительная характеристика флюидов среднедевонско-нижнефранского НГК южной части Печоро-Кожвинского мегавала // *Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях: материалы юбилейной конференции, посвященной 85-летию ВНИГРИ (23 – 24 октября 2014)*. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – (1 CD-R).

9. **Кочкина Ю.В.** Изучение нефтегазоматеринских отложений и их связь с распределением нефтегазоносности на территории южной части Печоро-Кожвинского мегавала / *Инновации в нефтегазовой области: науч.-техн. сб. Ч. 1. Геология и геофизика. Строительство скважин*. Ухта, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. – Ухта, 2015. – С. 67 – 79.

10. Данилов В.Н., **Кочкина Ю.В.** Условия формирования залежей углеводородов южной части Печоро-Кожвинского мегавала и перспективы нефтегазоносности // *Рассохинские чтения: материалы междунар. семинара (4 – 5 февраля 2016 г.)*. В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта, 2016. – Ч. 1. – С. 75 – 80.

11. **Кочкина Ю.В.** Построение моделей прогрева отложений и определение времени генерации углеводородов в южной части Печоро-Кожвинского мегавала // *Рассохинские чтения: материалы междунар. конференции (2 – 3 февраля 2017 г.)*. – В 2 ч. – Ч. 1. – С. 95 – 99.

Подписано к печати «    » октября 2017 г.

Заказ №

Тираж 130 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

По адресу: 142717, Московская область,

Ленинский район,

сельское поселение Развилковское, пос. Развилка,

Проектируемый проезд № 5537,

владение 15, строение 1,

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»