

БОТАЛОВ АНДРЕЙ НИКОЛАЕВИЧ

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ВЫЧЕГОДСКОГО ПРОГИБА В СВЯЗИ С
ОБОСНОВАНИЕМ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ
РАБОТ**

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

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный руководитель: **Кривошеков Сергей Николаевич**, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры «Геология нефти и газа» Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», г. Пермь

Официальные оппоненты: **Мальшев Николай Александрович**, доктор геолого-минералогических наук, заместитель директора Департамента геологоразведочных работ Публичного акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть», г. Москва

Смирнов Олег Аркадьевич, доктор геолого-минералогических наук, главный геолог Общества с ограниченной ответственностью «ИНГЕОСЕРВИС», г. Тюмень

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский центр «Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук» (ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), г. Сыктывкар

Защита диссертации состоится 24 июня 2026 г. в 15:00 часов на заседании диссертационного совета 24.1.100.01 при Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) по адресу: 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3, аудитория 703.

С диссертацией можно ознакомиться у ученого секретаря диссертационного совета 24.1.100.01 при ИПНГ РАН и на сайте: <https://www.ipng.ru/upload/iblock/a52/azw7hecqreztnoc32wg3o3b3mngi2tee.pdf>

Автореферат разослан « ____ » _____ 2026 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук

Кишанков А.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследования. К списку наиболее изученных в геолого-геофизическом отношении регионов Российской Федерации (РФ) относится Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (НГБ), на территории которого большинство месторождений нефти и газа было открыто в прошлом веке. В настоящее время существенный фонд месторождений нефти и газа находится на завершающих стадиях разработки, что приводит к постепенному снижению добычи углеводородов (УВ), при этом поиски новых залежей УВ с каждым годом усложняются. В связи с этим в практике геологоразведочных работ возрастает значение менее изученных структур Волго-Уральского НГБ, перспективных для поисков залежей УВ. Геолого-геофизические и геохимические материалы, накопленные за многие годы исследований, а также современные методы прогнозирования углеводородного потенциала позволяют по-новому оценить перспективы нефтегазоносности данных структур, к числу которых относится Вычегодский прогиб. В административном положении он занимает территорию двух субъектов РФ – Пермского края и Республики Коми.

Начиная с 40-х годов XX века неоднократные поисковые мероприятия, направленные на установление промышленной нефтегазоносности Вычегодского прогиба, не дали однозначных положительных результатов. При бурении скважин встречены многочисленные по характеру битумо- и нефтепроявления в широком интервале разреза от верхнерифейских до пермских отложений включительно. Вероятно, отсутствие притоков УВ объясняется как сложным геологическим строением территории, так и методическими факторами. Поисково-разведочные работы проводились, основываясь на структурных признаках изучаемого объекта, что наряду с его неравномерной изученностью и отсутствием системности геолого-геофизических материалов затрудняют комплексную оценку перспектив углеводородного потенциала. Вследствие этого изучение и уточнение геологического строения, этапов геологического развития, а также особенностей нефтегазообразования и нефтегазонакопления Вычегодского прогиба с применением современных методов и технологий прогнозирования углеводородного потенциала, являются весьма актуальными.

Степень разработанности темы. Вопросы геологического строения и нефтегазоносности Вычегодского прогиба на протяжении более восьми десятилетий является объектом научного интереса ученых-геологов вследствие его специфического геоструктурного положения в зоне сочленения двух крупных НГБ – Волго-Уральского и Тимано-Печорского. В силу обнаружения в Вычегодском прогибе во второй половине XX века прямых признаков нефтегазоносности в докембрийском и палеозойском комплексах основной виток научных работ был посвящен анализу перспектив поиска скоплений УВ, определению нефтегазоматеринских пород (НГМП) и изучению структурно-формационной зональности, палеотектонического

развития, вещественного состава осадочного выполнения объекта, проявлений соляной и разломной тектоники. Результаты этих исследований отражены в трудах: А.А. Алабушина, А.И. Антошкиной, С.В. Аплонова, Т.А. Бабушкина, О.К. Баженовой, Т.К. Баженовой, С.Е. Башковой, Л.Л. Благиных, В.И. Богацкого, Б.П. Богданова, М.Г. Вахнина, В.Г. Гецена (Оловянишникова), В.А. Дедеева, Т.В. Карасевой, В.А. Конюховой, Д.А. Кузьмина, В.М. Ласкина, А.В. Лобусева, Н.А. Малышева, А.В. Маслова, Н.И. Никонова, Б.А. Пименова, В.М. Проворова, В.Н. Пучкова, Н.Н. Ростовцева, К.О. Соборнова, В.В. Удоратина, Н.К. Фортунатовой, Н.П. Юшкина и многих др. Несмотря на огромный вклад ученых, многие проблемные вопросы геологии этого района остаются нерешенными. В связи с чем изучение проблемы поиска УВ в Вычегодском прогибе с использованием комплекса исторических и современных геолого-геофизических материалов и применением передовых технологий прогнозирования нефтегазоносности является ключевой и актуальной задачей. Именно это определило выбор темы диссертационного исследования.

Объектом исследования является осадочный чехол северной части Волго-Уральского НГБ, в частности Вычегодского прогиба и сопряженных структур Волго-Уральской антеклизы, Предуральского краевого прогиба и Тиманского складчатого сооружения.

Цель исследования. Целью диссертационной работы является изучение особенностей формирования углеводородного потенциала и оценка перспектив нефтегазоносности осадочного выполнения Вычегодского прогиба в связи с обоснованием первоочередных направлений геологоразведочных работ (ГРР) на основе комплексного анализа геолого-геофизических и геохимических материалов исследований, а также результатов бассейнового моделирования и вероятностной оценки ресурсов УВ.

Для достижения данной цели были поставлены следующие **задачи исследования:**

1. Провести анализ геолого-геофизической изученности и обобщить особенности геологического строения и нефтегазоносности, а также выполнить палеотектонические и палеогеографические реконструкции ключевых этапов геологического развития Вычегодского прогиба, необходимые для построения его региональной модели;

2. Уточнить НГМП, опираясь на оценку их остаточных и начальных генерационных характеристик органического вещества (ОВ), а также проанализировать характер катагенетической зональности осадочного чехла на основе геохимических данных ОВ пород;

3. Выполнить пространственно-временное моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а также уточнить потенциальные углеводородные системы (УВ-системы) осадочного выполнения Вычегодского прогиба;

4. Выполнить качественный и количественный прогноз нефтегазоносности изучаемого объекта с учетом анализа геологических неопределенностей и обосновать первоочередные направления нефтегазопоисковых работ.

Научная новизна:

1. Реконструирована история тектонического развития Вычегодского прогиба, позволившая уточнить ключевые геологические этапы накопления отложений с благоприятными условиями для нефтегазообразования и нефтегазонакопления, соответствующие позднему рифею, интервалам поздний венд-ранний кембрий и поздний девон-триас;

2. Восстановлены исходные геохимические характеристики (ТОС^0 , НН^0) и уточнен начальный генерационный потенциал (S_2^0) ОБ рифей-вендских и палеозойских НГМП согласно историческим данным геохимических исследований горных пород;

3. Впервые выполнена оценка влияния эрозионных процессов, связанных с мезокайнозойскими тектоническими движениями, на процессы нефтегазообразования в пределах Вычегодского прогиба и сопряженных структур, основанная на определении мощности размывтых палеозойских и мезозойских отложений и построении соответствующей карты эрозионного среза;

4. Уточнены глубины залегания главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и газообразования (ГЗГ), а также построены схемы катагенетической зрелости ОБ пород по подошве пезской свиты, сафоновской серии, усть-пинежской свиты и доманикового горизонта Вычегодского прогиба;

5. Впервые по результатам трехмерного бассейнового моделирования получены пространственно-временные модели эволюции нефтегазообразования и нефтегазонакопления осадочного чехла Вычегодского прогиба, а также уточнено положение рифей-вендской и девонско-пермской УВ-систем и построены для них диаграммы геологических событий;

6. Впервые на основе бассейнового моделирования выполнена вероятностная оценка начальных геологических ресурсов УВ территории Вычегодского прогиба и сопряженных структур, а также установлено, что оценки ресурсов по уровням вероятности составляют: минимальные (P90) – 866 млн. тонн условного топлива (УТ), оптимальные (P50) – 1165 млн. тонн УТ и максимальные (P10) – 1448 млн. тонн УТ;

7. Определены наиболее перспективные районы поисков УВ (Кельтменский, Сереговско-Сторожевский и Большепорожско-Нившерский), в пределах которых выделены приоритетные структуры с высокой плотностью начальных геологических ресурсов УВ.

Теоретическая и практическая значимость работы. Диссертационная работа имеет практическую ценность, поскольку ее результаты позволили ранжировать объект исследования с точки зрения перспектив поиска скоплений УВ. Это дало возможность выделить потенциальные нефтегазоносные районы (ПНГР), обладающие более высоким ресурсным углеводородным потенциалом, в частности, Кельтменский, Сереговско-Сторожевский и Большепорожско-Нившерский, а также отметить в их составе структуры, рекомендованные в качестве первоочередных направлений для дальнейших нефтегазопроисловых работ, такие как

Пивью-Кельтменская ступень, Кельтменский вал, Сторожевское поднятие, Юромская ступень, Лопьюская впадина, Нившерский и Синдорско-Большепорожский валы.

Полученные выводы могут послужить основой для постановки ГРП на территории Вычегодского прогиба. Результаты и рекомендации будут полезны государственным геологоразведочным организациям, научно-исследовательским институтам, высшим учебным заведениям и ведущим недропользователям РФ.

Методы исследования. Для достижения цели и задач исследования в работе применен комплекс современных методик по прогнозированию и оценке перспектив нефтегазоносности:

1. *Палеотектонические реконструкции*, выполненные с использованием двух подходов: моделирование методом «backstripping» по композитному региональному профилю и анализ карт мощностей методом треугольника;

2. *Палеогеографические реконструкции*, проведенные на основе обобщения опубликованной литературы, посвященной формированию Восточно-Европейской платформы, Тимано-Печорской плиты и Уральской складчатой системы, а также комплексного анализа фаций и их мощностей, вещественного состава отложений и региональных несогласий согласно скважинным данным;

3. *Петрофизические исследования*. Обобщение исторических данных изучения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород – пористости и проницаемости;

4. *Геохимические исследования*. Анализ исторических данных геохимических исследований пород с целью изучения фациально-генетического типа ОВ пород, уточнения НГМП путем оценки их остаточных и начальных генерационных свойств, а также рассмотрения характера и особенностей формирования катагенетической зональности ОВ пород. Проведение лабораторных экспериментов по получению кинетических спектров деструкции керогена;

5. *Бассейновое моделирование*, примененное в качестве основного инструмента для восстановления истории нефтегазообразования и нефтегазонакопления;

6. *Вероятностное моделирование методом Монте-Карло*, использованное для оценки начальных геологических ресурсов УВ и их плотности, а также ранжирования объекта исследования по степени его перспективности поиска УВ с учетом анализа геологических неопределенностей.

Фактический материал. В ходе подготовки диссертационной работы был использован комплекс геолого-геофизической информации об объекте исследования: изученность территории геофизическими методами, бурением (Интерактивная карта изученности ФГБУ «Росгеолфонд»; ГИС-Атлас «Недра России»; Информационно-аналитическая среда Керн ВНИГНИ) и геологической съемкой (Геологические карты листов Р-40, Q-38), литолого-стратиграфическая характеристика разреза (ООО «ТП НИЦ»; объяснительные записки к

Геологическим картам Р-40, Q-38 и научные публикации), сейсморазведочные профили в интерпретации ОАО «ВНИИГеофизика» - «Спецгеофизика», ПАО «Пермнефтегеофизика» и др., карты тектонического районирования (ООО «ТП НИЦ»), литолого-фациальные и литолого-палеогеографические схемы (ООО «ТП НИЦ»; АО «КамНИИКИГС»; Камский филиал ВНИГНИ; Атлас литолого-палеографических карт СССР; научные публикации), структурные карты (ООО «ТП НИЦ»; ФГБУ «ВНИГНИ»), карты нефтегазогеологического районирования (ГИС-Атлас «Недра России»; ООО «ТП НИЦ»; ФГБУ «ВНИГНИ»), схемы зональности катагенеза (ВНИГРИ), фондовые и литературные данные о нефтегазоносных комплексах (НГК) и проявлениях УВ, данные петрофизических свойств горных пород (1998 образцов) в 64 скважинах (ФБУ «ТФГИ по ПФО», Пермский филиал; ОАО «ПермНИПИнефть»; ВНИГРИ и др.), литературные данные теплового потока, стратиграфические отбивки в 94 скважинах, ГИС 16 скважин, замеры пластовых температур и давлений в 22 скважинах, замеры отражательной способности витринита в 5 скважинах, данные геохимических исследований ОВ горных пород 6 обнажений и 57 скважин (АО «КамНИИКИГС»; Институт геологии Коми научного центра УрО РАН, ФБУ «ТФГИ по ПФО», Пермский филиал; ОАО «ПермНИПИнефть» и научные публикации) в количестве (шт.): ТОС – 573, Б_{хл} – 2066, пиролитические параметры – 359, элементный состав ОВ – 21, а также 38 определений содержания и состава углеводородных биомаркеров и 56 замеров форм серы (S) и железа (Fe) в породах, результаты ранее проведенных исследований методом бассейнового моделирования, а также данные о кинетических спектрах деструкции керогена доманиковых отложений, полученные автором совместно с коллегами Центра лабораторно-исследовательских работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Пермь).

Основные защищаемые положения:

1. В осадочном чехле Вычегодского прогиба к нефтегазопроизводившим толщам относятся глинистые отложения пезской свиты среднего рифея (RF_{2pz}), оменской (RF_{3om}) и няфтинской (RF_{3nf}) свит верхнего рифея и усть-пинезской свиты верхнего венда (V_{2up}), преимущественно характеризовавшиеся удовлетворительным начальным генерационным потенциалом. Верхнедевонско-среднекаменноугольные высокоуглеродистые отложения (D_{3f}-C_{1v} и C_{2m}) в зависимости от их местоположения являются как нефтегазопроизводившими, так и потенциальными нефтегазоматеринскими толщами, которые обладали на момент начала нефтеобразования генерационным потенциалом от удовлетворительного до превосходного;

2. Установлено, что ОВ со сходной степенью катагенетической зрелости на ряде структур Вычегодского прогиба характеризуется неоднородной зональностью, обусловленной дифференцированным региональным подъемом и последующим размывом отложений объекта исследования в результате позднегерцинско-киммерийских и альпийских тектонических движений;

3. Углеводородный потенциал Вычегодского прогиба сформировался в ходе трех крупных геологических этапов, характеризующихся благоприятным сочетанием палеогеографических и палеотектонических условий, которые способствовали возникновению очагов нефтегазогенерации и формированию зон нефтегазонакопления: средне-позднерифейского, поздневендско-раннекембрийского и позднедевонско-триасового. В результате чего сложился значительный ресурсный углеводородный потенциал, оценки которого по различным уровням вероятности составляют: P90 – 866 млн. тонн УТ, P50 – 1165 млн. тонн УТ, P10 – 1448 млн. тонн УТ.

Степень достоверности результатов. Достоверность результатов исследования обеспечена использованием комплекса исторических и современных геолого-геофизических, петрофизических и геохимических данных. Результаты диссертационной работы получены путем использования передового программного обеспечения и лабораторного оборудования.

Личный вклад автора:

1. Автором проведена реконструкция истории геологического развития Вычегодского прогиба с помощью палеотектонического моделирования, охватывающего временной интервал от среднего рифея по настоящее время;

2. Автором восстановлены начальные генерационные характеристики ОБ НГМП Вычегодского прогиба рифейского, вендского, позднедевонского и каменноугольного возраста;

3. Автором проведены отбор, пробоподготовка, литологическое описание кернового материала для выполнения серии лабораторных экспериментов по получению кинетических спектров ОБ нефтематеринских пород доманикового горизонта, а также интерпретация полученных результатов;

4. Автором описана эволюция нефтегазообразования и нефтегазонакопления и выполнено уточнение рифей-вендской и девонско-пермской УВ-систем осадочного чехла Вычегодского прогиба с помощью технологии бассейнового моделирования;

5. Автором проанализированы геологические неопределенности: тепловой поток, палеотемпература земной поверхности, мощность эрозионных срезов, исходное содержание органического углерода (ТОС) и значение водородного индекса (НИ) ОБ НГМП; с учетом данных неопределенностей проведен расчет сценариев бассейновой модели Вычегодского прогиба, что позволило получить минимальные (P90), оптимальные (P50) и максимальные (P10) вероятностные оценки начальных геологических ресурсов УВ, на основе чего определены наиболее перспективные участки для дальнейших нефтегазопроисловых исследований.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы опубликованы автором в 17 научных публикациях, включая 4 статьи, входящие в перечень журналов ВАК РФ, а также 3 статьи, относящиеся к научным изданиям, индексируемые Web of Science и Scopus.

Результаты диссертационного исследования докладывались и обсуждались на 9 международных и всероссийских научных конференциях в Москве, Перми, Тюмени, Геленджике, Сыктывкаре в 2021-2025 гг.

Структура и объем работы. Диссертационная работа объемом 219 страниц включает введение, 5 глав и заключение. В работе представлено 108 рисунков и 14 таблиц. Библиографический список насчитывает 292 наименования.

Благодарности. Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю, кандидату технических наук, доценту Кривошекову Сергею Николаевичу за неоценимую помощь, полезные советы и содействие на всех этапах подготовки диссертации.

Автор благодарит коллектив кафедры «Геология нефти и газа» ПНИПУ и Центра лабораторно-исследовательских работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Пермь), а также особую благодарность выражает кандидату технических наук Мелкишеву Олегу Александровичу, кандидату геолого-минералогических наук Кожанову Дмитрию Дмитриевичу и кандидату геолого-минералогических наук Большаковой Марии Александровне.

Также автор глубоко признателен своей семье и близким за понимание, терпение и поддержку.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (проект № FSNM-2026-0005).

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Геолого-геофизическая изученность и особенности геологического строения

Вычегодский прогиб расположен на северо-востоке Европейской части РФ и является одной из потенциальных областей с точки зрения поиска залежей УВ. В административном положении он занимает территорию двух субъектов РФ – Республики Коми и Пермского края.

В тектоническом плане Вычегодский прогиб входит в состав Предтиманского краевого прогиба и является структурой рифейского заложения. Границами служат глубинные разломы, по которым Вычегодский прогиб сочленяется с Мезенской синеклизой, Волго-Уральской антеклизой, Предуральским краевым прогибом и Тиманской грядой. Регион характеризуется сложным строением, обусловленным мощным осадочным чехлом, литолого-фациальной изменчивостью и различной стратиграфической полнотой разреза, а также несоответствием структурных планов, развитием дизъюнктивной и соляной тектоники. Фундаментом служат архей-нижнепротерозойские образования, по которым прогиб осложнен поднятиями, валами и ступенями, а также серией крупных дизъюнктивных депрессий. Большую часть разреза составляют рифейские карбонатно-терригенные (30-11000 м) и вендские терригенные (0-4300 м) отложения, меньшую – терригенно-карбонатные породы верхнего палеозоя (0-2250 м) и терригенные мезокайнозоя (30-400 м).

Сложность строения Вычегодского прогиба определена его историей геологического развития, которая включает ряд этапов: рифтовый (начало RF₂), пострифтовый (RF₂-RF₃) и ортоплатформенный, который делится на синеклизный (V₁₋₂-D₂) и плитный (D₃-Q) подэтапы (Krivoshchekov, Botalov, 2024). На каждом из этапов выделяются геологические отрезки времени, сопровождавшиеся максимальным увеличением мощности осадочного чехла: позднерифейский, поздневендско-раннекембрийский и пермско-триасовый. В ходе первых двух могли формироваться оптимальные условия для развития рифей-вендских очагов генерации УВ. Пермско-триасовый период мог отвечать за активизацию палеозойских очагов нефтеобразования.

Глава 2. Нефтегазоносность района исследования

В главе изучена фактическая нефтегазоносность Вычегодского прогиба. Подробно рассмотрено строение потенциальных НГК, в том числе проведен анализ НГМП, пород-коллекторов и покрышек, перспективных ловушек и признаков нефтегазоносности.

Вычегодский прогиб является окраинно-платформенной потенциальной нефтегазоносной областью (ПНГО), входящая в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Ряд ученых, включая А.П. Боровских (2005) и Н.А. Малышева (2000), ранее отмечали, что Вычегодский прогиб относится к тем окраинно-платформенным ПНГО, которые являются наиболее перспективными для поиска УВ на севере Европейской части РФ.

Несмотря на отсутствие в Вычегодском прогибе открытых промышленных скоплений УВ, в нем зафиксированы положительные признаки нефтегазоносности – многочисленные битумо- и нефтепроявления, примазки и выпоты нефти по керну верхнепалеозойских отложений. В рифей-вендском комплексе получены в основном притоки пластовой воды, часто с растворенным углеводородным газом, а также обнаружены прослои пород верхнего рифея и венда, насыщенные битумом. Кроме того, в сопряженных районах Соликамской депрессии открыт ряд нефтяных месторождений с залежами в девонских и каменноугольных отложениях: Верх-Сыпанское, Водораздельное, Дружинское, Лесорубное, Люльвинское, Томиловское и Чердынское.

Глава 3. Геохимическая характеристика разреза

В данной главе приведены результаты анализа остаточного генерационного потенциала ОВ отложений Вычегодского прогиба. Кроме этого, представлены результаты уточнения НГМП, основанные на реконструкции их исходных генерационных характеристик ОВ, и рассмотрены характер и особенности формирования катагенетической зональности осадочного чехла.

В рифей-вендских отложениях НГМП сложены ОВ, сформировавшимся в диагенезе в мелководно-морских условиях и восстановительных обстановках осадконакопления.

Самыми древними породами, имеющими признаки нефтегазоматеринских отложений, являются темно-коричневые, почти черные аргиллиты верхней половины разреза пезской свиты

среднего рифея (RF_{2pz}) (Krivoshchekov, Botalov, 2024). Суммарная толщина НГМП около 30 м с тенденцией к увеличению до 200 м в крупных депрессиях и впадинах. Породы характеризуются низкими остаточными геохимическими характеристиками: ТОС (0,02-0,46 %), S₁+S₂ (0,15-0,54 мг УВ/г породы), НІ (48-208 мг УВ/г ТОС). Аргиллиты пезской свиты до начала генерации УВ содержали ТОС⁰ = 0,24-0,87 %. Исходный водородный индекс варьировался от 225 до 500 мг УВ/г ТОС⁰. Начальный потенциал S₂⁰ составлял 0,76-2,27 мг УВ/г породы, что соответствует классу удовлетворительных НГМП.

Выше по разрезу возможными источниками УВ являются темно-серые, черные глинистые разности оменской (RF_{3om}) и няфтинской (RF_{3nf}) свит сафоновской серии (RF_{3sf}) верхнего рифея (Кожанов и др., 2025). Совокупная мощность НГМП сафоновской серии равна 40-200 м и более в крупных рифейских депрессиях и впадинах. Породы обладают невысокими остаточными геохимическими показателями: ТОС (0,10-0,70 %), S₁+S₂ (0,35-0,72 мг УВ/г породы), НІ (71-270 мг УВ/г ТОС). Глинистые отложения сафоновской серии имели исходные концентрации ТОС⁰ в диапазоне 0,19-1,32 % и значения НІ⁰ от 236 до 550 мг УВ/г ТОС⁰. Начальный генерационный потенциал этих пород был удовлетворительным и хорошим (S₂⁰ = 1,04-3,16 мг УВ/г породы).

Чертами нефтегазоматеринских отложений обладают аргиллиты усть-пинежской свиты верхнего венда (V_{2up}) (Krivoshchekov, Botalov, 2024). Толщины НГМП достигают 15-60 м. ОВ пород характеризуется невысокими остаточными геохимическими показателями: ТОС (0,13-0,82, редко до 1,42 %), S₁+S₂ (0,17-0,95 мг УВ/г породы), НІ (37-364 мг УВ/г ТОС). НГМП до начала нефтеобразования содержали ОВ в количестве от 0,13 до 1,49 %. Значения НІ⁰ изменялись в широком диапазоне от 37 до 470 мг УВ/г ТОС⁰. Исходный генерационный потенциал ОВ пород свойствен удовлетворительному классу (S₂⁰ = 0,13-1,91 мг УВ/г породы).

В палеозойских отложениях фоссилизация ОВ происходила в широком диапазоне фациальных условий – от прибрежных до мелководно- и глубоководно-морских, в слабо-, умеренно- и резковосстановительных обстановках осадконакопления. В разрезах скважин выявлены интервалы отложений с признаками нефтегазоматеринских пород, которые приурочены к тиманскому и саргаевскому горизонтам, к доманиковой высокоуглеродистой формации и отложениям тульского и верейского горизонтов. В качестве ключевых НГМП выступают битуминозные глинисто-карбонатные породы доманиковой формации (Botalov et al., 2026), обладающие следующими остаточными геохимическими характеристиками: ТОС (0,14-11,69 %), S₁+S₂ (0,18-94,49 мг УВ/г породы) и НІ = 122-787 мг УВ/г ТОС. Толщины НГМП колеблются от 5 до 25 м. Породам доманиковой формации соответствуют следующие исходные геохимические параметры ОВ: ТОС⁰ (0,14-11,81 %), НІ⁰ (180-787 мг УВ/ТОС⁰). НГМП характеризуются начальным генерационным потенциалом от хорошего до превосходного (S₂⁰ = 0,39-94,49 мг УВ/г породы). Характеристика других НГМП представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Статистические данные геохимических характеристик ОВ НГМП осадочного чехла Вычегодского прогиба

НГМП	Литология	Мощность, м	Тип ОВ	Остаточный генерационный потенциал												Исходный генерационный потенциал											
				ТОС, %				НI, мг УВ/г ТОС				S ₂ , мг УВ/г породы				ТОС ⁰ , %				НI ⁰ , мг УВ/г ТОС				S ₂ ⁰ , мг УВ/г породы			
				min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md
C _{2vr}	Аргиллиты	5-20	II/III, III	0,14	2,91	0,64	0,3	52	279	153	97	0,14	2,64	0,74	0,64	0,19	3	0,79	0,61	70	457	231	225	0,23	3,22	1,53	1,17
C _{1tl}	Аргиллиты, часто углистые	5-10	II/III, III	0,18	17,21	2,99	0,77	13	331	108	110	0,1	13,74	1,91	0,75	0,26	18,81	3,33	0,88	22	430	155	129	0,13	14,73	2,92	1,37
D _{3f3-fm}	Аргиллиты и глинистые известняки	5-25	II, II/III	0,10	1,24	0,59	0,57	122	390	213	193	0,14	1,95	1,03	0,95	0,14	1,63	0,88	0,85	180	490	319	318	0,39	5,37	2,49	1,75
D _{3dm}	Кремнисто-глинисто-карбонатные породы	5-15	II, II/III	0,23	11,69	3,8	1,84	170	787	424	384	0,51	92	21,46	7,06	0,32	11,81	4,17	1,86	305	787	482	430	1,36	92,92	23,21	7,13
D _{3sr}	Глинистые известняки	5-10	II/III	0,08	0,18	0,15	0,17	100	400	242	235	0,08	0,68	0,4	0,42	0,1	0,25	0,18	0,19	175	410	306	320	0,24	1,03	0,58	0,52
D _{3tm}	Аргиллиты	2,50-7	II/III	0,19	0,69	0,36	0,34	59	321	191	214	0,32	1,09	0,61	0,55	0,23	0,78	0,5	0,49	90	465	293	325	0,65	3,07	1,43	1,01
V _{2up}	Аргиллиты	15-60	II	0,11	1,42	0,36	0,22	37	364	158	145	0,12	0,85	0,38	0,36	0,13	1,49	0,45	0,32	37	430	217	225	0,13	1,91	0,74	0,67
RF _{3sf} RF _{3om}	Аргиллиты, глинистые известняки и доломиты, мергели, углеродистые сланцы	40-200 и более	II	0,1	0,7	0,38	0,37	71	270	138	92	0,27	0,5	0,38	0,34	0,19	1,32	0,72	0,7	236	550	364	350	1,04	3,16	2,11	2,45
RF _{2pz}	Аргиллиты, углеродистые сланцы	до 200	II	0,14	0,46	0,24	0,23	48	208	119	122	0,12	0,5	0,27	0,25	0,24	0,87	0,46	0,43	225	500	334	334	0,76	2,27	1,46	1,27

Примечания: min – минимальное значение; max – максимальное значение; \bar{x} – среднее значение; md – медиана.

Таким образом, в осадочном чехле Вычегодского прогиба уточнено 9 НГМП, из которых 3 сосредоточены в рифей-вендском комплексе и 6 – в верхнепалеозойском (Боталов, Кривошеков, 2023, 2024; Кожанов и др., 2025; Krivoshchekov, Botalov, 2024). Сравнительный анализ остаточного и исходного генерационного потенциала свидетельствует о высокой доле преобразованности ОВ рифей-вендских пород в УВ. Обогащенные ОВ сапропелевого типа рифей-вендские отложения являются нефтепроизводившими породами, преимущественно характеризовавшимися удовлетворительным начальным генерационным потенциалом. Палеозойские породы, напротив, исчерпали лишь малую долю исходного потенциала, либо же он только сложился и готов к реализации. В зависимости от местоположения на исследуемой территории, палеозойские отложения с ОВ сапропелевого, смешанного и гумусового типа являются как нефтегазопроизводившими, так и потенциальными нефтегазоматеринскими толщами, которые на момент начала генерации УВ обладали начальным генерационным потенциалом от удовлетворительного до превосходного.

Анализ геохимических данных показал, что ОВ рифейских НГМП преобразовано до стадий катагенеза от МК₂ до МК₄ ($T_{max} = 449-457\text{ }^{\circ}\text{C}$), а ОВ вендских НГМП – от ПК₃ до МК₃ ($T_{max} = 419-450\text{ }^{\circ}\text{C}$). Катагенетическая преобразованность ОВ палеозойских НГМП на большей площади Вычегодского прогиба соответствует низким грациям катагенеза (ПК₂₋₃, $T_{max} < 430\text{ }^{\circ}\text{C}$), за исключением структур (Северо-Кельтменская, Лопьюская, Помоздинская впадины, юго-восточный борт Вычегодского прогиба), где отложения достигли ГЗН (МК₁₋₂, T_{max} до $450\text{ }^{\circ}\text{C}$).

ОВ отложений с идентичной степенью катагенетической зрелости на ряде площадей Вычегодского прогиба и сопряженных структур характеризуется разной глубиной залегания. Так, верхняя граница ГЗН варьирует от 700 до 1750 м, а нижняя – от 2950 до 4000 м (Рисунок 1).

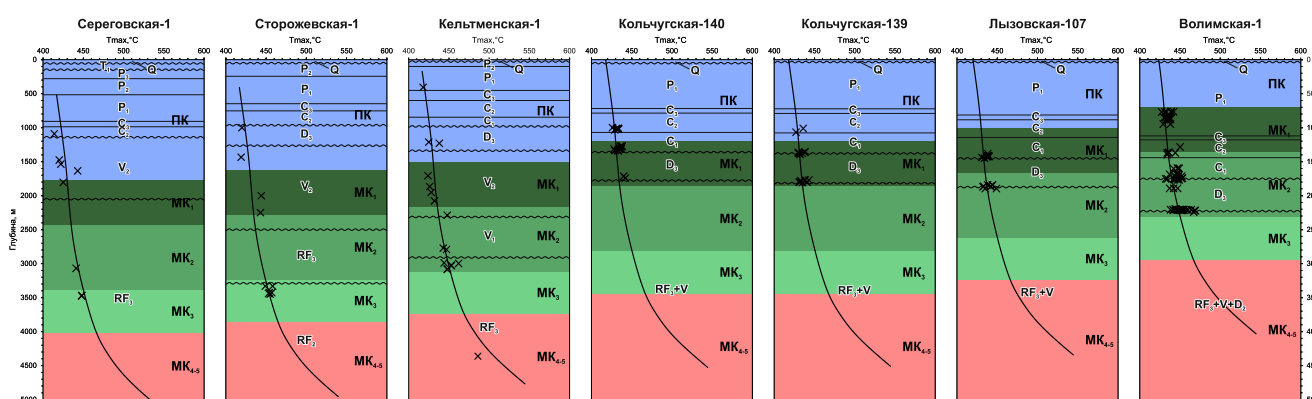


Рисунок 1 – Схема возрастания стадий катагенеза ОВ с глубиной

Сложившаяся катагенетическая зональность Вычегодского прогиба напрямую связана с его историей геологического развития, которая характеризуется как этапами погружения, так и этапами воздымания и размывания отложений. Палеотектонические реконструкции показали, что осадочные комплексы к рубежу пермского и триасового периодов достигли максимальной

глубины и подверглись дополнительному прогреву из-за кратковременного увеличения теплового потока, связанного с тектонической активностью Тимано-Североуральского сегмента. Усиленный прогрев недр вызвал инверсию стадий катагенеза, что сопровождалось расширением площади распространения пород, достигших ГЗН и ГЗГ. Границы стадий катагенеза имели преимущественно субгоризонтальный характер залегания. В периоды структурных перестроек, обусловленных позднегерцинско-киммерийскими и альпийскими тектоническими движениями, территория испытала дифференцированный региональный подъем и последующий размыв верхнепалеозойских и мезозойских отложений, что привело к формированию неоднородной зональности границ градаций катагенеза ОВ.

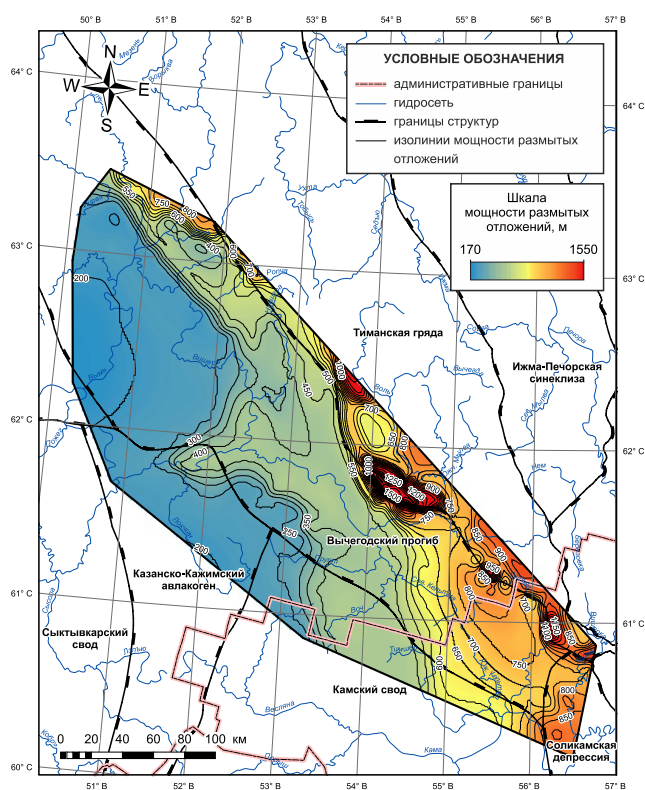


Рисунок 2 – Схема мощности размытых верхнепалеозойских и мезозойских пород

на поднятиях Тимана, а также на юго-востоке Вычегодского прогиба (500-900 м). Наименьший подъем испытали северо-западные, западные и юго-западные районы (200-500 м), которые характеризуются более полными разрезами палеозойских и мезозойских отложений.

Глава 4. Моделирование формирования углеводородного потенциала

В главе описаны результаты реконструкции формирования углеводородного потенциала, а также оценки вклада УВ-систем в нефтегазоносность Вычегодского прогиба.

На основании фондовых и опубликованных материалов исследований, а также комплексного анализа геологического строения и нефтегазоносности, в осадочном чехле Вычегодского прогиба были выделены и уточнены ключевые элементы УВ-систем (Рисунок 4).

Выполнена оценка влияния эрозионных процессов, связанных с мезо-кайнозойскими тектоническими движениями, на процессы нефтегазообразования в пределах Вычегодского прогиба и сопряженных структур, основанная на определении мощности размытых верхнепалеозойских и мезозойских пород. Построена соответствующая схема эрозионного среза (Рисунок 2), согласно которой уточнена катагенетическая зональность осадочного чехла (Рисунок 3).

Наибольший размыв пород связан с раннеюрской эпохой, когда мощность эрозионного среза достигала 40-1500 м. На неотектоническом этапе было эродировано до 200 м отложений. Наибольшая суммарная мощность размытых пород (до 1500 м) отмечена

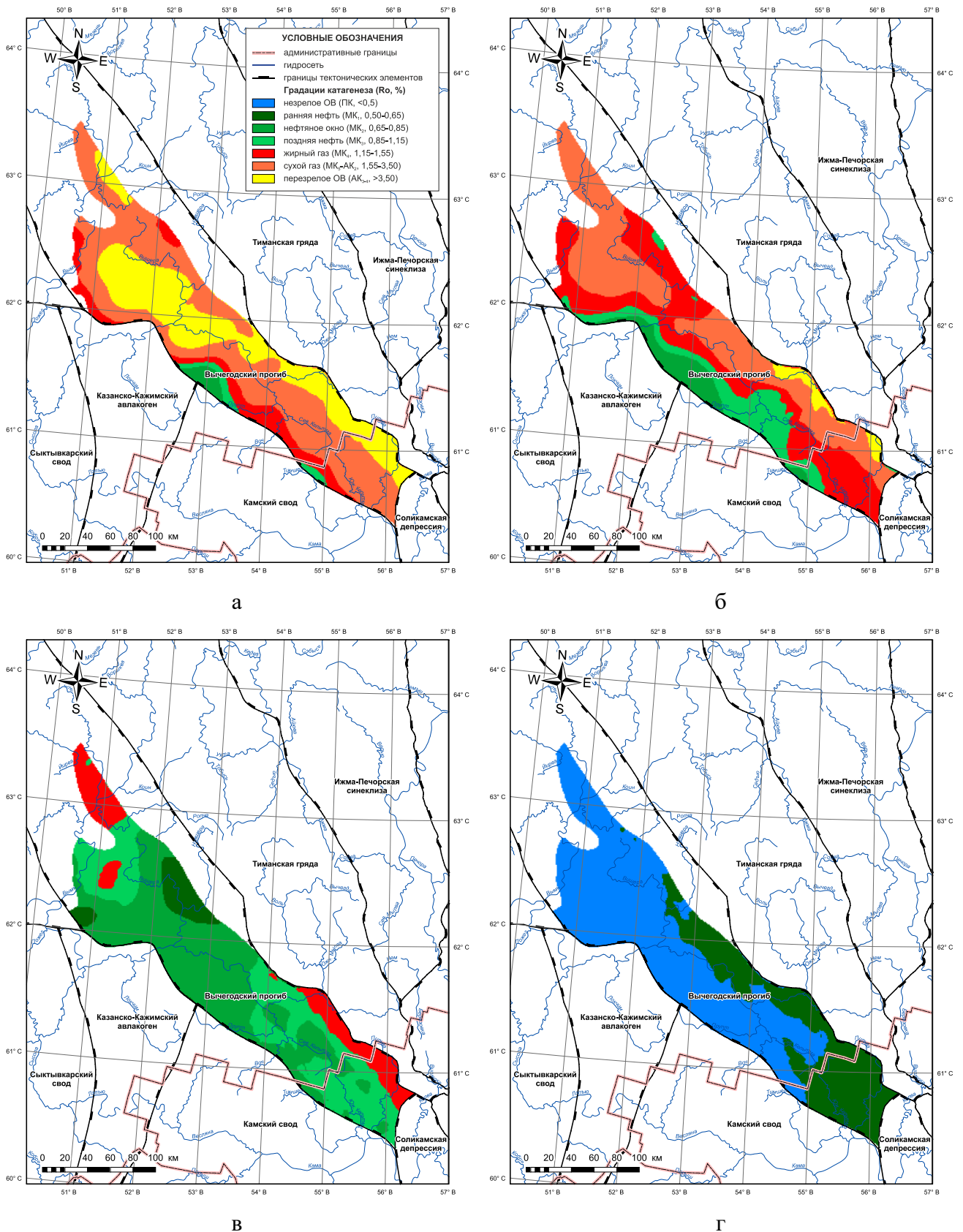
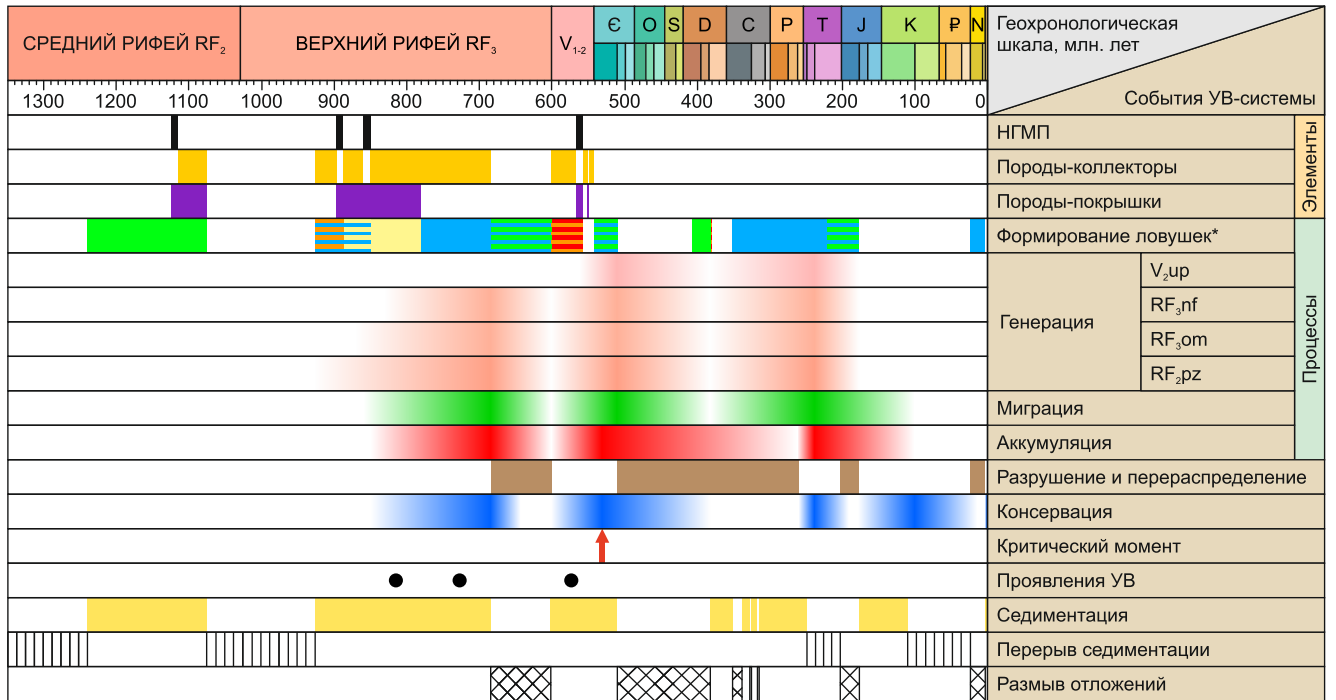


Рисунок 3 – Катагенетическая зональность ОБ по подошве: а) RF_{2pz}; б) RF_{3sf}; в) V_{2up}; г) D_{3dm}

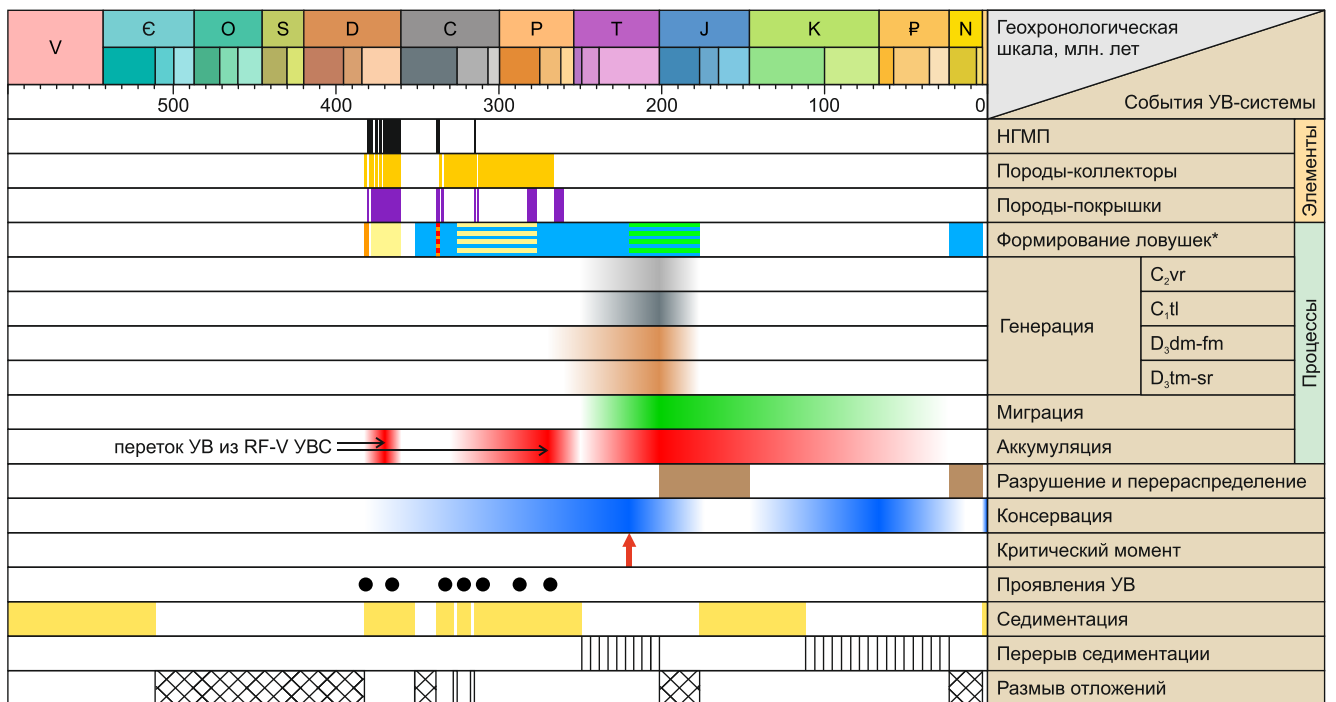
Результаты моделирования позволили обобщить временную взаимосвязь основных элементов и процессов прогнозируемых рифей-вендской и девонско-пермской УВ-систем в виде их диаграмм геологических событий (Рисунок 5).

Ранний этап относится к позднему рифею, характеризующемуся погружением бассейна осадконакопления и благоприятным температурным режимом недр. НГМП пезской свиты вошли в ГЗН к середине позднего рифея и достигли стадии «нефтяного окна» (МК₂) к концу позднего рифея. НГМП оменской и няфтинской свит в позднем рифее преимущественно располагались на стадии катагенетически незрелого ОВ (ПК₂₋₃). Тем не менее локально породы вступили в раннюю стадию нефтеобразования (МК₁). Основные очаги генерации УВ распространялись в пределах отрицательных структур – Вишерской мульде, Нившерской, Лопьюской, Немской и Соликамской депрессиях, а также сопряженных участков Южного Тимана (Боталов, 2024). Первичная миграция УВ началась с середины позднего рифея, после активизировались и процессы вторичной миграции УВ. В основном преобладала латеральная миграция, направленная из очагов генерации УВ – крупных рифейских депрессий в бортовые зоны Вычегодского прогиба. Кроме этого, присутствовала и вертикальная миграция по тектоническим нарушениям. К концу позднего рифея образовывались скопления жидких УВ в отложениях пезской, дорогорской и оменской свит. В предвендское время завершился первый этап развития углеводородного потенциала Вычегодского прогиба. Кульминацией этому служили структурная перестройка и размыв отложений верхнего рифея, которые привели к перетоку УВ в вышележащие горизонты, где происходило их разрушение и перераспределение.

Средний этап соответствовал поздневендско-раннекембрийскому периоду, который характеризовался активным погружением осадочных комплексов, существенным увеличением площади рифейских очагов нефтегазообразования и формированием вендских очагов нефтеобразования. К середине позднего венда рифейские НГМП располагались преимущественно в ГЗН (МК₁₋₃), а к рубежу позднего венда и раннего кембрия были катагенетически преобразованы для вступления в ГЗГ (МК₄-АК₂). К этому времени НГМП усть-пинежской свиты достигли ГЗН (МК₁₋₂) в ряде структур: Западно-Веслянской, Немской и Соликамской депрессиях. Расширение площади рифейских и вендских очагов генерации УВ существенным образом повлекло за собой увеличение объема эмигрировавших УВ. Миграция УВ происходила как в латеральном направлении, так и вертикальном по тектоническим нарушениям. К середине позднего венда происходило заполнение жидкими и газообразными УВ не только резервуаров пезской, дорогорской и оменской свит, но и няфтинской и уфтыогской. К рубежу позднего венда и раннего кембрия формировались скопления жидких УВ в базальной части усть-пинежской свиты. Активные процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления в докембрийском комплексе протекали включительно до завершения байкальского тектонического цикла. После происходило разрушение и перераспределение УВ в связи со структурной перестройкой и размывом поздневендско-кембрийского комплекса в преддевонское время.



а



б

Рисунок 5 – Диаграммы геологических событий потенциальных УВ-систем осадочного чехла Вычегодского прогиба: а) рифей-вендской; б) девонско-пермской

Поздний этап охватывает временной интервал с позднедевонской эпохи по триасовый период. Новый цикл осадконакопления характеризовался не только частичным расширением площади рифей-вендских очагов генерации УВ, но и началом развития палеозойских очагов нефтеобразования. В триасовом периоде высокоуглеродистые породы доманиковой формации достигали ГЗН (МК₁₋₂) в Северо-Кельтменской, Лопьюской и Помоздинской впадинах, а также на участках, раскрывающихся в Предуральский прогиб (Botalov et al., 2026). На остальной площади Вычегодского прогиба катагенетическая зрелость ОВ НГМП соответствовала низким стадиям катагенеза (ПК₂₋₃). Во время позднепалеозойского осадконакопления присутствовали вертикальные перетоки УВ из рифей-вендского комплекса в девонские и каменноугольные резервуары. Миграция УВ из палеозойских очагов нефтеобразования началась на рубеже раннего и среднего триаса, за счет чего формировались скопления УВ в карбонатных отложениях верхнего девона и карбона. В периоды активных тектонических движений в мезо-кайнозойское время происходило перераспределение УВ в палеозойском комплексе, в частности, их миграция из верхнедевонских и каменноугольных отложений в карбонатные резервуары нижней перми и карбонатно-терригенные – средней перми.

Таким образом, установлены наиболее благоприятные отрезки геологического времени для нефтегазообразования и нефтегазонакопления Вычегодского прогиба, соответствующие позднему рифею, интервалам поздний венд-ранний кембрий и поздний девон-триас.

Анализ углеводородного баланса показал, что наибольший вклад в нефтегазоносность Вычегодского прогиба внесли нефтегазопроизводившие толщи рифей-вендской УВ-системы, которые сгенерировали и эмигрировали свыше 90 % всех УВ. На долю НГМП девонско-пермской УВ-системы приходится лишь около 1-2 % всех сгенерированных и эмигрированных УВ.

Глава 5. Перспективы поисков скоплений углеводородов и обоснование направлений геологоразведочных работ

В главе рассмотрены результаты оценки начальных геологических ресурсов УВ и ранжирования территории Вычегодского прогиба с точки зрения перспектив поиска УВ на основе технологии бассейнового моделирования. В условиях неопределенности исходных параметров бассейновой модели был применен метод Монте-Карло. Вариация модели была выполнена по следующим параметрам: палеотепловой поток, палеотемпература на поверхности осадочного чехла, мощность эрозии отложений, значение исходного содержания органического углерода и водородного индекса нефтегазоматеринских толщ.

В результате установлено, что территория Вычегодского прогиба и сопряженных структур характеризуется значительным ресурсным потенциалом, оценки которого по различным уровням вероятности составляют: P₉₀ – 866 млн. тонн УТ, P₅₀ – 1165 млн. тонн УТ, P₁₀ – 1448 млн. тонн УТ (Рисунок 6).

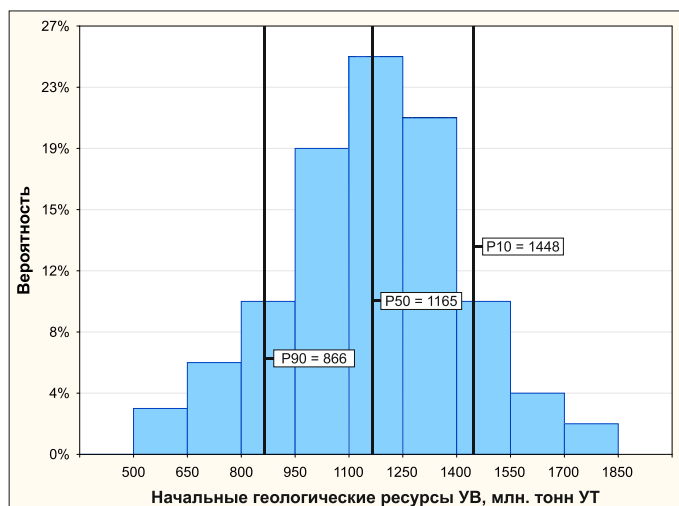


Рисунок 6 – Вероятностное распределение начальных геологических ресурсов УВ

В рифей-вендской части разреза сосредоточено наибольшее количество ресурсов УВ, составляющих при P90 – 535 млн. тонн УТ, при P50 – 857 млн. тонн УТ и при P10 – 1237 млн. тонн УТ. В палеозойском комплексе при P90 прогнозируются ресурсы УВ в количестве 176 млн. тонн УТ, при P50 – 248 млн. тонн УТ и при P10 – 474 млн. тонн УТ.

Результаты исследования также позволили ранжировать ПНГР по величине вероятностного ресурсного потенциала

(Таблица 2). Кроме того, были получены схемы распределения плотности начальных геологических ресурсов УВ, включая их различные уровни вероятности (Рисунок 7). Это способствовало выделению в пределах каждого ПНГР структур с высокой плотностью ресурсов УВ: Пивью-Кельтменская ступень, Кельтменский вал, Сторожевское поднятие, Юромская ступень, Лопьюская впадина, Нившерский и Синдорско-Большепорожский валы. Данные структуры рекомендованы в качестве первоочередных направлений для проведения дальнейших нефтегазопромысловых работ (Рисунок 8).

Таблица 2 – Ресурсный потенциал Вычегодского прогиба

ПНГР	Комплекс	Начальные геологические ресурсы УВ, млн. тонн УТ		
		P90	P50	P10
Большепорожско-Нившерский	Осадочный чехол	176	273	360
	RF+V	93	196	288
	PZ	65	77	99
Кельтменский	Осадочный чехол	206	253	316
	RF+V	143	204	251
	PZ	24	41	159
Сереговско-Сторожевский	Осадочный чехол	101	126	158
	RF+V	71	93	114
	PZ	29	38	46
Вишерский	Осадочный чехол	69	96	125
	RF+V	58	82	101
	PZ	9	13	22

Заключение

Наиболее важные результаты исследования заключаются в следующем:

– в результате палеотектонических реконструкций уточнены ключевые геологические отрезки времени, в том числе позднерифейский, поздневендско-раннекембрийский и пермско-триасовый, которые сопровождалась максимальным увеличением мощности осадочного чехла и могли отвечать за формирование очагов генерации УВ;

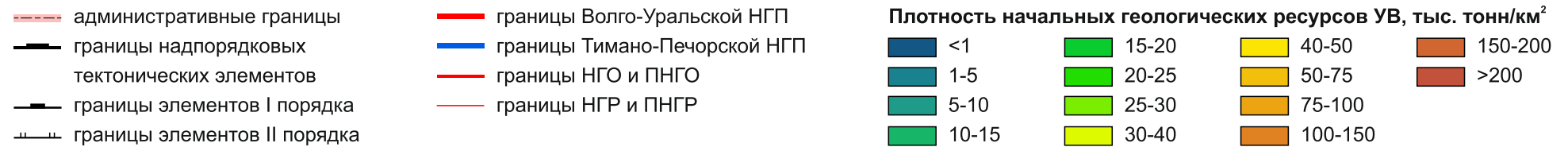
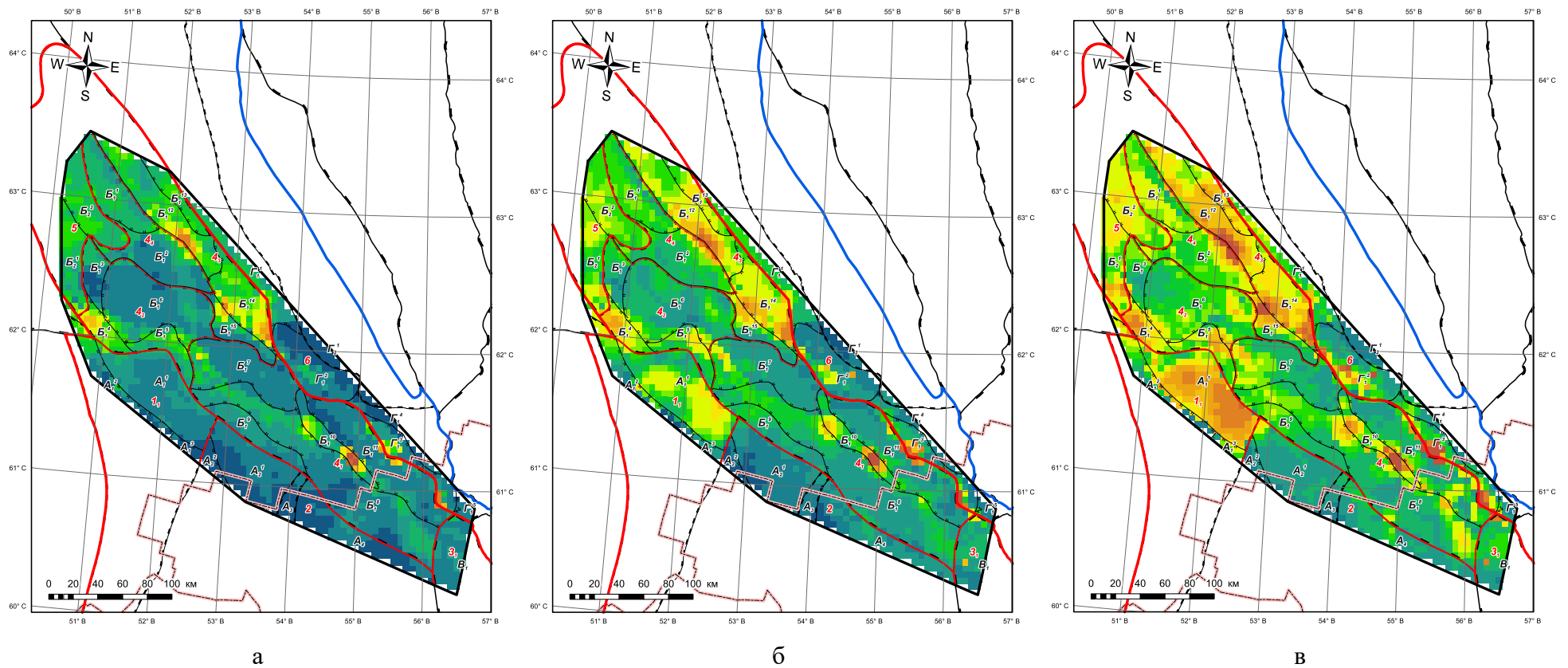


Рисунок 7 – Схемы нефтегазгеологического районирования Вычегодского прогиба и сопряженных структур с вероятностной оценкой плотности начальных геологических ресурсов УВ, тыс. тонн/км²: а) P90; б) P50; в) P10; элементы районирования см. на рисунке 8

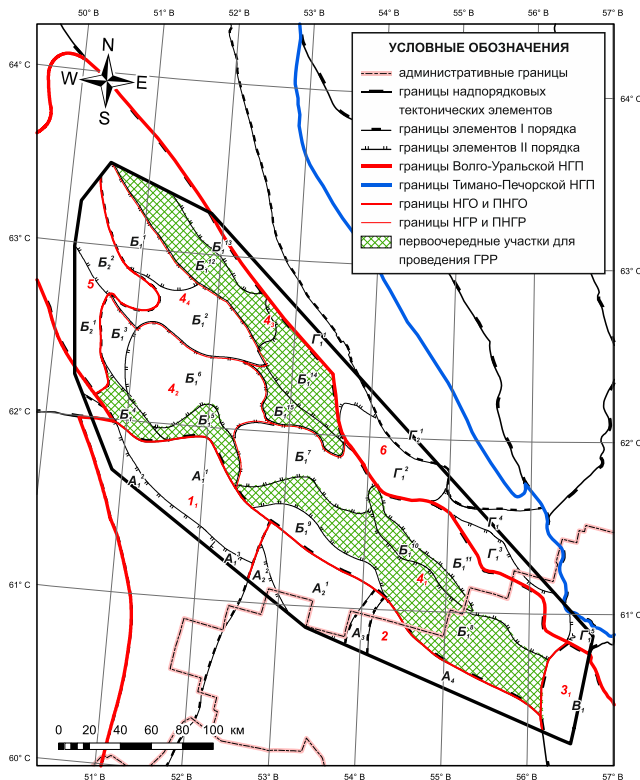


Рисунок 8 – Схема первоочередных участков для проведения региональных нефтегазопроисловых работ

Тектоническое районирование: А – Волго-Уральская антеклиза: А₁ – Казанско-Кажимский авлакоген, А₁¹ – Сторожевская ступень, А₁² – Гривинская ступень, А₁³ – Сольвожская впадина, А₂ – Коми-Пермяцкий свод, А₂¹ – Локчимская ступень, А₂² – Веслянский выступ, А₃ – Верхнекамский прогиб, А₄ – Камский свод; Б – Предтиманский краевой прогиб: Б₁ – Вычегодский прогиб, Б₁¹ – Западно-Веслянская депрессия, Б₁² – Емвинская перемычка, Б₁³ – Сереговская ступень, Б₁⁴ – Юромская ступень, Б₁⁵ – Сторожевское поднятие, Б₁⁶ – Вишерская мульда, Б₁⁷ – Нившерская депрессия, Б₁⁸ – Пивью-Кельтменская ступень, Б₁⁹ – Прутский вал, Б₁¹⁰ – Кельтменский вал, Б₁¹¹ – Немская депрессия, Б₁¹² – Синдорско-Большепорожский вал, Б₁¹³ – Ельвинская ступень, Б₁¹⁴ – Лопьюская впадина, Б₁¹⁵ – Нившерский вал, Б₂ – Сафоново-Вычегодская седловина, Б₂¹ – Усть-Вымский вал, Б₂² – Ирвинская депрессия; В – Предуральский краевой прогиб: В₁ – Соликамская депрессия; Г – Тиманский кряж: Г₁ – Западно-Тиманская структурная зона, Г₁¹ – Верхневолимская ступень, Г₁² – Джемим-Парминский вал, Г₁³ – Ксенофонтово-Вадья-Вожская пластина, Г₁⁴ – Немский вал, Г₁⁵ – Колвинская перемычка, Г₂ – Восточно-Тиманская структурная зона, Г₂¹ – Помоздинская впадина;

Нефтегазогеологическое районирование: 1 – Казанско-Кажимская НГО: 1₁ – Лопыдинский ПНГР; 2 – Камская НГО; 3 – Средне-Предуральская НГО: 3₁ – Соликамский НГР; 4 – Вычегодская ПНГО: 4₁ – Кельтменский ПНГР, 4₂ – Сереговско-Сторожевский ПНГР, 4₃ – Большепорожско-Нившерский ПНГР, 4₄ – Вишерский ПНГР; 5 – Мезенско-Вашкинская ПНГО; 6 – Западно-Тиманская ПНГО.

– рифей-вендские отложения являются нефтегазопроизводившими породами, характеризующимися удовлетворительным начальным генерационным потенциалом, а палеозойские отложения, в зависимости от их местоположения, являются как нефтегазопроизводившими, так и потенциальными нефтегазоматеринскими толщами, которые обладали на момент начала нефтеобразования генерационным потенциалом от удовлетворительного до превосходного;

– выявлено, что ОВ со сходной степенью катагенетической зрелости на ряде структур Вычегодского прогиба характеризуется разной глубиной залегания, что связано с дифференцированным региональным подъемом и последующим размывом верхнепалеозойских и мезозойских отложений в периоды структурных перестроек, обусловленных позднегерцинско-киммерийскими и альпийскими тектоническими движениями;

– в результате уточнения катагенетической зональности разреза установлено, что в ГЗН преимущественно залегают породы вендского комплекса и участками – верхнедевонского и каменноугольного, а в ГЗГ расположены отложения среднего и верхнего рифея; современная ГЗН соответствуют глубинам от 850 до 4000 м, интервал разреза от 4000 до 6500 м свойствен ГЗГ;

– для изучаемой территории характерна полиэтапность формирования углеводородного потенциала: установлены наиболее благоприятные отрезки геологического времени для

нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, соответствующие позднему рифею, интервалам поздний венд-ранний кембрий и поздний девон-триас;

- очаги генерации УВ были связаны с крупными докембрийскими отрицательными структурами: Вишерская мульда, Лопьюская впадина, Ирвинская, Западно-Веслянская, Нившерская, Немская и Соликамская депрессии; ряд позднепалеозойских впадин: Лопьюская, Помоздинская, Северо-Кельтменская и сопряженная территория Соликамской депрессии являлись основными участками формирования палеозойских очагов нефтеобразования;

- в осадочном чехле Вычегодского прогиба прогнозируются две УВ-системы: рифей-вендская и девонско-пермская, которые обуславливают его нефтегазоносность;

- существенный вклад в углеводородный потенциал территории вносят НГМП рифей-вендской УВ-системы, на долю которых приходится более 90 % всех сгенерированных и эмигрированных УВ, остальную часть (1-2 %) занимают НГМП девонско-пермской УВ-системы;

- территория Вычегодского прогиба и сопряженных структур характеризуется существенным углеводородным потенциалом, оценки которого по уровням вероятности равны: Р90 – 866 млн. тонн УТ, Р50 – 1165 млн. тонн УТ, Р10 – 1448 млн. тонн УТ;

- в составе Вычегодского прогиба отмечены ПНГР, считающиеся перспективными для поиска УВ: Кельтменский, Сереговско-Сторожевский и Большепорожско-Нившерский; в пределах каждого ПНГР выделены структуры с высокой плотностью ресурсов УВ, рекомендованные в качестве приоритетных направлений для проведения нефтегазопоисковых работ: Пивью-Кельтменская ступень, Кельтменский вал, Сторожевское поднятие, Юромская ступень, Лопьюская впадина, Нившерский и Синдорско-Большепорожский валы.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

По теме диссертационной работы в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК Минобрнауки РФ, опубликованы следующие статьи:

1. **Боталов А.Н.,** Алексеева О.Л. Моделирование процессов формирования нефтегазоносности Вычегодского прогиба / А.Н. Боталов, О.Л. Алексеева // Вестник Пермского университета. Геология. – 2021. – Т. 20. – № 4. – С. 379-395.

2. **Боталов А.Н.,** Кривошеков С.Н. Реконструкция палеогеохимических данных рифей-вендских отложений Вычегодского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А.Н. Боталов, С.Н. Кривошеков // Недропользование. – 2023. – Т. 23. – № 3. – С. 102-110.

3. **Боталов А.Н.,** Кривошеков С.Н. Исследование геохимических характеристик позднепротерозойских толщ Вычегодского прогиба / А.Н. Боталов, С.Н. Кривошеков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 3(387). – С. 51-56.

4. Нефтегазоматеринские породы в разрезах верхнего рифея российской части Восточно-Европейской платформы и сопредельных складчатых областей / Д.Д. Кожанов, М.А.

Большакова, К.А. Ситар, **А.Н. Боталов** и др. // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2025. – № 1. – С. 47-59.

По теме диссертационной работы в рецензируемых научных изданиях, индексируемых базами данных Web of Science и Scopus, опубликованы следующие статьи:

5. Krivoshchekov S., **Botalov A.** Assessment of Oil and Gas Potential in Vychegda Trough in Connection with the Identification of Potential Petroleum Systems / S. Krivoshchekov, A. Botalov // Geosciences. – 2024. – No.14(3). – 57.

6. Upper Riphean Oil and Gas Source Rocks on the East European Platform in the Russian Part and Adjacent Folded Areas / D.D. Kozhanov, M.A. Bolshakova, K.A. Sitar, **A.N. Botalov**, J.V. Shirobokova, D.I. Gabdrakhmanova, V.V. Maltsev, S.S. Zaichenko // Moscow University Geology Bulletin. – 2025. – Vol. 80, No. 2. – P. 244-256.

7. **Botalov A.N.**, Krivoshchekov S.N., Kogan I.V., Plotnikova M.Yu., Ozhgibesov E.S. Geological and geochemical assessment of the Domanic Formation in the Vychegda Trough: source rock characteristics and hydrocarbon generation potential // A.N. Botalov, S.N. Krivoshchekov, I.V. Kogan, M.Yu. Plotnikova, E.S. Ozhgibesov. – SOCAR Proceedings. – 2026. – No.1. – P. 3-11.

Статьи (тезисы) в других изданиях:

8. **Боталов А.Н.** Геохимическая характеристика рифейских отложений Вычегодского прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна / А.Н. Боталов // Новые технологии – нефтегазовому региону: Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень: ТИУ, 2023. – Т. 1. – С. 10-12.

9. **Боталов А.Н.**, Кривощек, С.Н. Геохимические критерии нефтегазоносности осадочного чехла Вычегодского прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна / А.Н. Боталов, С.Н. Кривощек // Геомодель 2023: Сборник материалов 25-й юбилейной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. – М.: ООО «Геомодель», 2023. – С. 349-352.

10. **Боталов А.Н.** Перспективы нефтегазоносности района Вычегодского прогиба и прилегающих территорий / А.Н. Боталов // Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов VII Всероссийской молодежной научной конференции. – М.: ИПНГ РАН, 2024. – С. 123-127.

11. **Botalov A.N.**, Krivoshchekov S.N. One-dimensional modeling of hydrocarbon systems formation in the Vychegda trough / A.N. Botalov, S.N. Krivoshchekov // AIP Conference Proceedings, 2024. – 3183 (1): 080002.

12. Кожанов Д.Д., **Боталов А.Н.** Накопление соленосных отложений Сереговского выступа в глобальной истории докембрия Земли / Д.Д. Кожанов, А.Н. Боталов // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента: Материалы 34-й научной конференции. – Сыктывкар: ИГ КНЦ УрО РАН, 2025. – С. 63-66.