

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ ИНСТИТУТ
ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
(ИПНГ РАН)

На правах рукописи

КОЛОКОЛОВА ИРИНА ВЛАДИМИРОВНА

**Прогноз нефтегазоносности рифовых объектов в доманиково-турнейских природных резервуарах
Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и системные оценки рисков геологоразведочных
работ**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Москва, 2021

Работа выполнена в лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ФГБУН «ИПНГ РАН»).

Научный руководитель:

Шустер Владимир Львович,
доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник ИПНГ РАН

Официальные оппоненты:

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

Суслова Анна Анатольевна,
кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник ФГБОУ ВО «Московский
государственный университет им. М.В. Ломоносова»,
г. Москва

Ведущая организация:

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский
горный университет» г. Санкт-Петербург

Защита диссертации состоится «16» июня 2021 года в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 002.076.01 при Институте проблем нефти и газа РАН в зале Ученого совета по адресу: 119333, г. Москва, улица Губкина, д. 3.

С диссертацией можно ознакомиться у ученого секретаря ИПНГ РАН.

Электронная версия автореферата размещена на официальном сайте ИПНГ РАН <http://www.ipng.ru> и в ВАК при Министерстве образования и науки РФ

Автореферат разослан «_____» _____

Ученый секретарь диссертационного совета,
Кандидат технических наук

Баганова М.Н.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Рифы верхнего девона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТП НГП) в течение 40 лет являются приоритетными поисковыми объектами для недропользователей в связи с высокими концентрациями запасов и дебитами, предсказуемой разработкой.

За последние годы наметилась тенденция к снижению эффективности поисков и разведки залежей УВ в рифогенных отложениях верхнего девона. Это связано с тем, что в существующие модели природных резервуаров в полной мере не отражают сложности и особенности их геологического строения, что часто приводит к бурению непродуктивных и малодебитных скважин.

Детальный анализ материалов сейсморазведки и глубокого бурения показывает, что ресурсный потенциал верхнедевонских карбонатных отложений (рифы, структуры облекания, доманикиты) может быть значительно увеличен за счет поисков новых месторождений УВ. В частности, интерес представляют уже разбуренные и выведенные из бурения объекты (во многих случаях скважины были заложены без достаточно полной подготовки структур по целевому горизонту сейсморазведкой (редкая сеть профилей, некондиционные данные и др.)), вскрытые пласты на месторождениях с подтвержденным продуктом, но не эксплуатируемые в связи с отсутствием промышленного притока.

Совершенствование методики моделирования и определение информативных геологических критериев локального прогноза нефтегазоносности доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров (ПР) ТП НГП представляют собой актуальную научную и прикладную задачи.

Цель исследований

Прогноз нефтегазоносности рифовых объектов в доманиково-турнейских природных резервуарах Хорейверской и Ижма-Печорской впадин, Предуральском краевом прогибе ТП НГП с применением современных методов и технологий интерпретации сейсмических данных и системной оценки рисков геологоразведочных работ.

Основные задачи:

1. Обобщение материалов о геологическом строении, нефтегазоносности и критический анализ эволюции взглядов на изучение рифовых объектов в доманиково-турнейском НГК ТП НГП.
2. Определение информативных критериев выделения и прогноза нефтегазоперспективных рифогенных ПР, обоснование эффективности их применения.
3. Построение моделей природных резервуаров доманиково-турнейских отложений с учетом новых представлений о строении рифогенных массивов.
4. Количественный прогноз максимальных нефтегазонасыщенных толщин и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов по данным ГИС и сейсморазведки.
5. Оценка рисков проведения ГРП на основе системного анализа.
6. Разработка схем управления геологоразведочными процессами.

Объект исследования. Доманиково-турнейские рифогенные природные резервуары ТП НГП.

Научная новизна работы

1. С новых позиций оценено строение верхнедевонских рифогенных природных резервуаров, и определены новые информативные критерии выделения нефтегазоперспективных ловушек и прогноза высокодебитных залежей УВ в них. Совокупность предложенных автором критериев дает возможность уточнить, и расширить перспективы нефтегазоносности доманиково-турнейского НГК Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

2. Построены принципиально новые модели доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров на Хоседаю-Неруюском, Северо-Мукеркамьльском месторождениях нефти и Ермоловском перспективном участке; на обновленной научной основе дан прогноз их продуктивности.

3. Впервые разработаны схемы эффективного управления процессом геологоразведочных работ на основе системных оценок рисков поисков и разведки залежей углеводородов с учетом новых представлений о строении рифогенных природных резервуаров и их продуктивности для Предуральского краевого прогиба и локальных объектов в Хорейверской и Ижма-Печорской впадинах.

Защищаемые научные положения

1. Совокупность важных, но ранее не учитываемых критериев выделения нефтегазоперспективных ловушек и прогноза высокодебитных залежей углеводородов в доманиково-турнейских природных резервуарах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, к которым относятся:

- наличие надежных флюидоупоров, особенно локальных внутририфовых, обеспечивает повышенное количество нефтегазоперспективных ловушек внутри разновозрастных рифогенных массивов;
- интенсивность амплитуды (контрастность аномалий) отражающей сейсмической волны как эффективный инструмент детализации морфологии ловушек и ее коллекторских свойств;
- новый способ количественного прогноза подсчетных параметров залежей углеводородов в зависимости от мощности продуктивной части пласта, позволяющий при упрощении расчетов повысить геологическую эффективность картирования эффективных нефтегазонасыщенных толщин ($h_{эф}$) и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов ($K_{п} \cdot h_{эф}$).

2. Новые модели рифогенных доманиково-турнейских природных резервуаров и перспективных объектов в них для Хоседаю-Неруюского, Северо-Мукеркамьельского месторождений нефти и Ермоловского перспективного участка. В моделях впервые учтены данные о наличии локальных внутририфовых флюидоупоров, латеральная изменчивость ФЕС коллекторов перспективных/продуктивных объектов, что послужило основой для детализации оценки ресурсов/запасов, выбора оптимального количества и местоположения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

3. Система сравнительных оценок рисков геологоразведочных работ в разнотипных структурных зонах, с разной степенью изученности (Хорейверская и Ижма-Печорская впадины, Предуральский краевой прогиб) на базе вероятностной оценки существования залежи УВ, как инструмент повышения эффективности управления процессами геологоразведочных работ.

Теоретическая и практическая значимость исследований

На основании выполненных исследований разработаны новые модели рифогенных доманиково-турнейских природных резервуаров. Предложенные автором новые критерии выделения и прогноза нефтегазоперспективных ловушек позволят обеспечить кондиционность подготовки поисковых объектов и, тем самым, повысить качество планирования и эффективность геологоразведочных работ за счет снижения количества бурения непродуктивных скважин.

Личный вклад автора

В период с 2008 по 2019 гг. автором выполнена комплексная интерпретация материалов сейсморазведки МОГТ-3D в объеме 550 км² и ГИС по 30-ти скважинам в пределах Северо-Мукеркамьельского, Хоседаю-Неруюского месторождений нефти и Ермоловского перспективного участка. Работы включали: увязку скважинных данных с волновым полем; корреляцию по 15-ти отражающим горизонтам; построение структурных карт, характеризующих морфологию строения коллекторов и флюидоупоров, оценку точности и надежности объектов в соответствии с существующими нормативными документами. В результате: научно обоснован прогноз фильтрационно-емкостных свойств коллекторов на основе атрибутного анализа; подготовлены документы для оценки ресурсов и пересчета запасов УВ по изучаемым объектам; даны рекомендации по выбору местоположения и глубине скважин с учетом авторской оценки рисков бурения.

В 2018 году автором впервые выполнена оценка ресурсов УВ доманиково-турнейского НГК для 49 объектов нераспределенного фонда недр в пределах Предуральского краевого прогиба на основе структурных построений, атрибутного анализа и результатов интерпретации данных ГИС. Всего проанализировано 115 скважин и 18 тыс. пог.км сейсморазведки МОГТ-2D. Для всех перспективных объектов произведен расчет вероятности существования залежи; проведено ранжирование объектов; обоснованы приоритетные направления поисков и разведки залежей УВ; численно оценены риски геологоразведочных работ.

Фактический материал

Основой для написания работы послужили фондовые и первичные материалы ООО «ТП НИЦ», АО «ВНИГРИ», ФГУП «ВНИГНИ», ФГБУН ИПНГ РАН, ФГБОУ ВО УГТУ, ИПНГ РАН, ОАО «Севергеофизика», филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть», филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (г. Ухта), ПАО «Газпромнефть», НК «Горный», а также монографии, научные статьи, материалы научных конференций и публикации.

Выводы диссертации базируются на научном анализе геолого-геофизических материалов и результатах двадцатипятилетнего опыта автора в качестве ответственного исполнителя и соисполнителя НИР по прогнозу нефтегазоносности, планированию и научному обоснованию направлений геологоразведочных работ, оценке рисков бурения на лицензионных площадях ТП НГП, выполненных по договорам с нефтегазовыми компаниями и государственному заказу.

Методы решения поставленных задач

1. Обобщение и анализ литературных данных.

2. Комплексная интерпретация материалов сейсморазведки МОГТ-2D, 3D и данных ГИС, включающая: построение структурных карт, карт нефтегазонасыщенных толщин, геолого-геофизических профилей; атрибутный анализ с учетом новых представлений о строении природных резервуаров.

3. Системная оценка рисков геологоразведочных работ.

4. Создание «дерева» принятия решений по ГРП.

В работе использованы современные геолого-математические программные продукты: Kingdom Suite фирмы SMT, Petrel (Shlumberger), IESX (Shlumberger Sparc GeoFrame), Paradigm Geophysical (Probe и Vanguard).

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы представлены автором на международных научно-практических и межрегиональных конференциях, совещаниях, семинарах: на II-ой Международной геолого-геофизической конференции и выставке Европейской ассоциации ученых и инженеров-геологов и геофизиков (EAGE) «ТЮМЕНЬ-2009»; на 4-й Международной научно-практической конференции и выставке при поддержке EAGE «К новым открытиям через интеграцию наук» (г. Санкт-Петербург, 2010); на II международной конференции «Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция: перспективы освоения» (г. Москва, 2012); на II международной научно-практической конференции «Сочи, 2012. Проблемы геологии и геофизики нефтегазовых бассейнов и резервуаров» (г. Сочи, 2012); на научно-практической конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа Севера Европейской части России» (г. Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2012); на научно-технической конференции (г. Саратов, 2013); на XVI, XVII геологических съездах Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России» (г. Сыктывкар, 2014, 2019), на международной конференции «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 2014, 2015, 2017, 2018, 2019, 2020); на XII Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов», посвященная памяти первого Главы Республики Коми Юрия Алексеевича Спиридонова (г. Ухта, 2019); на X Всероссийском совещании «Региональные геологоразведочные работы на нефть и газ – основа перспективного развития минерально-сырьевой базы углеводородного сырья РФ» ФГБУ «ВНИГНИ» (г. Москва, 2019); на международной конференции «Геология рифов», ИГ Коми НЦ УрО РАН (г. Сыктывкар, 2020); на международной научно-практической конференции «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии» (г. Казань, 2020).

Публикации

По теме диссертации опубликована 29 работ, в том числе 7 статей в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав и заключения, изложенных на 135 страницах, включает 50 рисунков, 10 таблиц. Список литературы содержит 92 наименования.

Благодарности

Автор благодарит научного руководителя – доктора геолого-минералогических наук В.Л. Шустера за помощь в разработке основных теоретических и методических положений диссертации. Автор признателен коллегам: Л.А. Абуковой, М.Н. Багановой, Д.И. Гуровой, Е.М. Даниловой, А.В. Ершову, И.Н. Коноваловой, М.Н. Поповой, А.М. Хитрову (ИПНГ РАН); М.О. Бербеневу, Е.О. Малышевой, Д.Н. Мясоедову, О.М. Мятчину, Г.В. Ульянову (ООО «РН-Шельф-Арктика»); Т.А. Карпюк, С.Н. Матушкиной, С.М. Никитиной, Н.С. Османовой, О.Л. Ходневич, (ОАО «Севергеофизика»); Т.И. Григоренко (ООО «ТП НИЦ»), В. А. Жемчуговой (МГУ) за полезные советы и конструктивную критику в процессе работы над диссертацией.

Особую благодарность автор выражает своему отцу – Владимиру Борисовичу Ростовщикову – Заслуженному геологу РФ, кандидату геолого-минералогических наук, а также всем членам семьи, друзьям за веру и бесценную всестороннюю поддержку во время написания работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Основное содержание работы изложено в пяти главах: 1) Состояние изученности доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции; 2) Особенности геологического строения и нефтегазоносность доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров; 3) Методика и критерии выделения и прогноза нефтегазоперспективных природных резервуаров; 4) Построение новых моделей доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров на примере реальных данных; 5) Разработка схем управления геологоразведочными процессами.

В первой главе детально рассмотрена история геологического изучения верхнедевонских

карбонатных отложений ТП НГП, которая насчитывает более 200 лет. Первые труды появились в 1809 году (Т.С. Борноволоков), а в 1961 году установлена их нефтеносность на Западно-Тэбукском месторождении нефти.

Научным обоснованием перспектив нефтегазоносности и оценкой ресурсного потенциала доманиково-турнейского НГК занимались системно ранее, и занимаются сегодня ряд научных и производственных организаций (ФГУП «ВНИГРИ», ООО «ТП НИЦ», ИГКНЦ РАН, ИПНГ РАН, ФГБОУ ВО УГТУ, ОАО «Севергеофизика», ОАО «Нарьянмарсейсморазведка», ПАО "ЛУКОЙЛ", ООО «РН-Северная нефть», и др. компании). За весь период изучения верхнедевонских карбонатных отложений созданы научные направления по методике прогнозирования, поисков и разведке рифовых объектов.

Весомый вклад в изучение комплекса внесли ученые и геологи-производственники: Алабушин А., Беляева Н.В., Богацкий В.И., Богданов Б.П., Бушуев А.С., Вассерман Б.Я., Гобанов Л.А., Грачевский М.М., Грунис Е. Б., Данилевский С.А., Данилов В.Н., Дедеев В.А., Дьяконов А.И., Жемчугова В. А., Кокин П.Н., Корнилова А. И., Кушнарева Т.И., Малышева Е.О., Малышев Н.А., Матвиевская Н.Д., **Меннер В.В.**, Никонов Н.И., Носов А.П., Отмас А.А., Пармузина Л.В., Прищепа О.М., Ростовщиков В.Б., Савельева А.А., Соборнов К.О., **Соломатин А.В.**, Тарасов П. П., Тихий В.Н., Фирер Г.М., Хитров А.М. и другие.

В результате к настоящему времени в рифах верхнего девона открыто более 200 залежей (114 месторождений) УВ. Анализ материалов сейсморазведки и глубокого бурения ТП НГП показывает, что ресурсный потенциал рифогенных отложений может быть значительно увеличен за счет открытия новых высокодебитных залежей УВ в пределах Печорской синеклизы и Предуральского краевого прогиба. Экспертные оценки показывают, что извлекаемые ресурсы нефти и свободного газа в рифовых объектах верхнего девона могут составить сотни млн. тонн условного топлива (т.у.т.), что доказывает их высокую нефтегазоперспективность.

Сведения о геологическом строении доманиково-турнейского НГК изложены в главе 2. Комплекс является уникальным по сложности и многообразию геологических объектов. По условиям образования делится на мелководно-шельфовые, рифогенные, и относительно глубоководно-шельфовые (именуемые доманикоидными) природные резервуары. По типу внутреннего строения они могут быть двухслойными и трехслойными зонального и локального распространения. Наибольшим нефтегазоматеринским потенциалом обладает органическое вещество (ОВ) доманикоидных отложений верхнего девона. Субрегиональным экраном в регионе считаются визейские (C_{1v}) отложения нижнего карбона. Основными зональными и локальными флюидоупорами являются пласты глинистых толщ (репер «Г» (RpГ) елецкого горизонта, усть-печорский репер и пласт в нижней части верхнего фамена). В строении резервуаров участвуют породы промежуточных толщ. Коллекторы – карбонатные породы порового, трещинно-каверново-порового типов, характеризующиеся резкой латеральной изменчивостью. Залежи УВ приурочены к структурным, структурно-литологическим (структурно-рифовым) и литологически ограниченными ловушкам. Основная продуктивность комплекса связывается со сложнопостроенными рифогенными и мелководно-шельфовыми природными резервуарами (ПР).

В главе 3 описан методический подход, используемый в настоящих исследованиях. В его основе лежит методика выделения, картирования и прогноза надежных флюидоупоров и коллекторов в природных резервуарах по данным комплексной интерпретации ГИС и сейсморазведки, развиваемая специалистами ИПНГ РАН в течение последних 15 лет и базирующаяся на теории о трехслойном строении природных резервуаров (Б.В.Филиппов, 1967, В.Д. Ильин, 1986). Согласно этой теории в толщах пород-неколлекторов выделяются не только флюидоупоры (истинные флюидоупоры - ИФ), но и промежуточные по своим свойствам между флюидоупорами и коллекторами пласты-промежуточные толщи или ложные флюидоупоры (ЛФ). Они не являются препятствием для миграции углеводородов, поэтому для каждой ловушки – части природного резервуара – гидрозамок (или точка просачивания углеводородов в следующую по восстанию пластов ловушку) находится на критическом направлении, но не в кровле пласта коллектора, а в подошве ИФ. Исходя из этого, ловушка, в которой может формироваться залежь УВ, существует только в том случае, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора больше толщины ЛФ. Залежь УВ отсутствует, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора меньше толщины ложного флюидоупора.

Таким образом, при проведении работ необходимо выделять и прослеживать по площади не только целевые горизонты, но и промежуточные, дополнительные границы, связанные с надежными флюидоупорами над коллекторами. Данные о морфологии кровли продуктивного пласта, и подошвы истинного флюидоупора позволяют определять реальную высоту залежи, как разность между высотой ловушки и толщиной ЛФ на участке критической седловины.

Современные геофизические методы позволяют выделять по данным промысловой геофизики границы флюидоупоров и прослеживать их в межскважинном пространстве на сейсмических разрезах. Это позволяет картировать новые объекты под ранее не выделявшимися локальными внутририфовыми

флюидоупорами, более точно оценивать запасы и ресурсы обнаруженных и прогнозируемых залежей. Такой подход может значительно расширить перспективы доманиково-турнейского НГК, оптимизировать процесс поисков внутрирезервуарных ловушек и повысить эффективность геологоразведочных работ за счет снижения рисков бурения непродуктивных скважин.

В 2005 году методика вошла в Отчет о деятельности Российской академии наук (Том 3) – «Основные исследования и разработки научных учреждений РАН, как «Концепция управления рисками геологоразведочных работ на нефть и газ на основе выделения и картирования истинных и ложных покрышек по данным геофизических методов».

Остальные главы посвящены изложению результатов выполненных исследований, которые представлены ниже в виде обоснования защищаемых положений.

Первое защищаемое положение. Совокупность важных, но ранее не учитываемых критериев выделения нефтегазоперспективных ловушек и прогноза высокодебитных залежей углеводородов в доманиково-турнейских природных резервуарах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, к которым относятся:

1. наличие надежных флюидоупоров, особенно локальных внутририфовых, обеспечивает повышенное количество нефтегазоперспективных ловушек внутри разновозрастных рифогенных массивов.

Практика показала, что доманиково-турнейские ПР имеют достаточно сложное внутреннее строение. Установлено, что залежи в рифах и структурах их облекания контролируются, главным образом, зональными и локальными глинистыми флюидоупорами. Часто один массив может содержать несколько залежей УВ (Рисунок 1). Соответственно, особую значимость для прогноза нефтегазоперспективных ловушек, связанных с рифогенными телами, приобретает выявление и

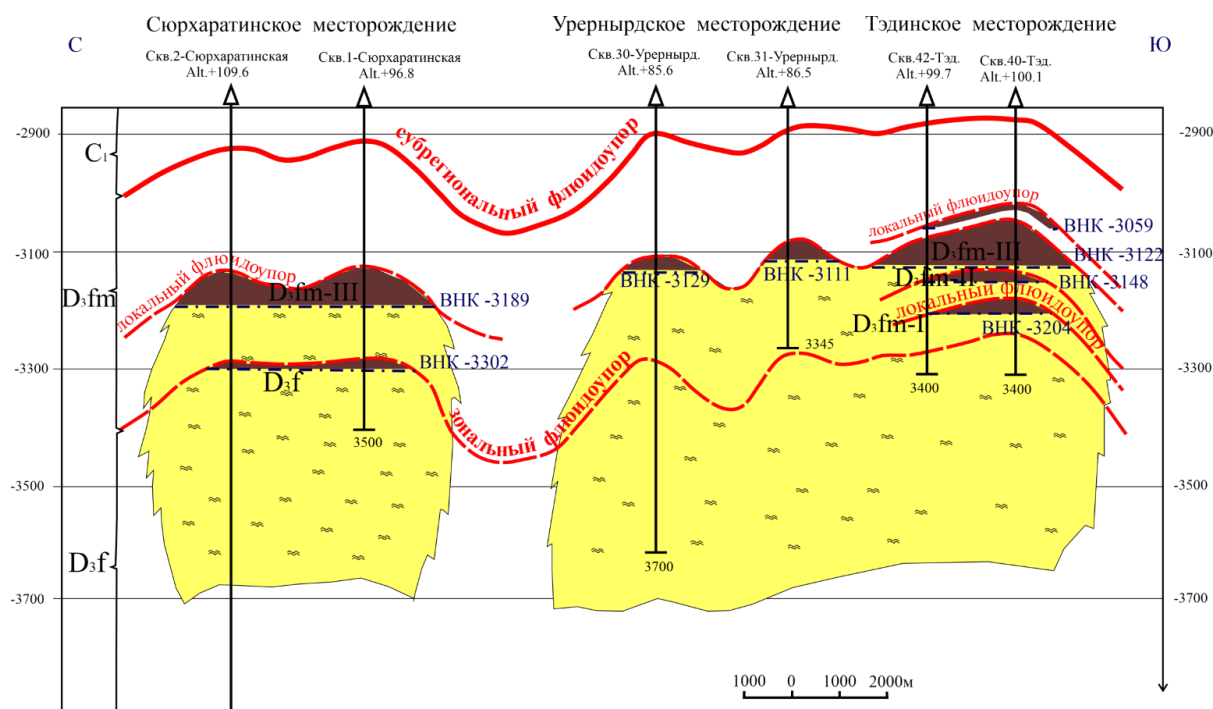


Рисунок 1 – **Критерий 1.** Пример залежей в рифогенных массивах под локальными и зональными флюидоупорами. Сюрхаратинское, Уреннырдское, Тэдинское месторождения нефти (Колоколова И.В. по данным ВНИГРИ)

прослеживание локальных флюидопоров (Рисунок 2). Следует отметить, что нефтегазоперспективные ловушки могут формироваться под тонкими (около первых единиц метров и даже менее) флюидоупорами, а открытие высокодебитных залежей нефти и газа можно прогнозировать в резервуарах, где экранирующий пласт залегает непосредственно над коллектором (нет промежуточного слоя).

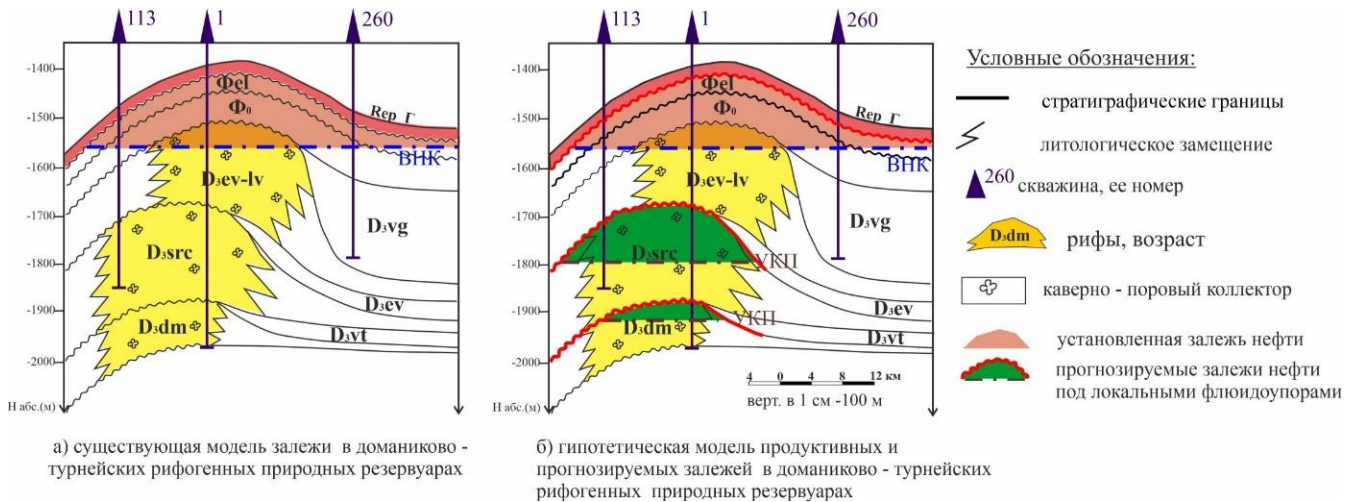


Рисунок 2 – **Критерий 1.** Наличие надежных флюидоупоров, особенно локальных внутририфовых, обеспечивает повышенное количество нефтегазоперспективных ловушек внутри разновозрастных рифогенных массивов. Южно-Терехевейское месторождение нефти (Колоколова И.В. по материалам ТП НИЦ)

2. интенсивность амплитуды (контрастность аномалий) отражающей сейсмической волны как эффективный инструмент детализации морфологии ловушки и прогноза коллекторских свойств.

Форма, размер прогнозируемых залежей УВ в карбонатных постройках по латерали и вертикали могут быть определены по горизонтальным сечениям кубов сейсмических данных МОГТ-3D анализом интенсивности отраженной волны (контрастные аномалии), которые, как правило, отождествляются с изменением литологического состава и коллекторских свойств пород («содержание в форме») (Рисунок 3).

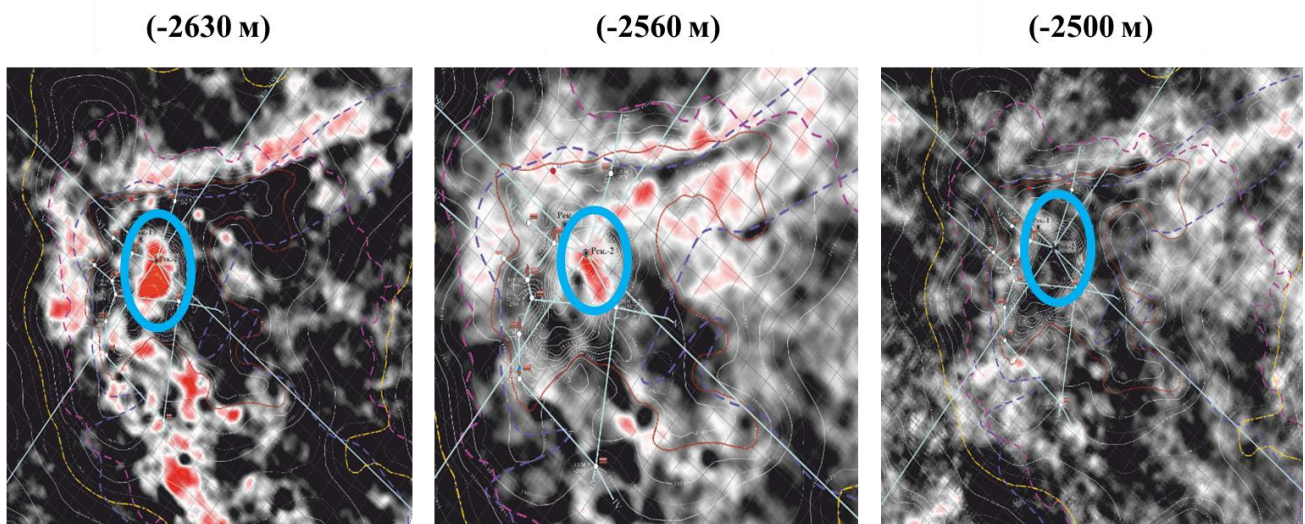


Рисунок 3 - **Критерий 2.** Пример выделения аномалии типа "риф" на глубинном разрезе и по горизонтальным слайсам. Куб амплитуд. Северо – Мукеркамьльское месторождение (Колоколова И.В.) [4, 5, 23, 27, 28]

3. новый способ количественного прогноза подсчетных параметров залежей углеводородов в зависимости от мощности продуктивной части пласта, позволяющий при упрощении расчетов повысить геологическую эффективность картирования эффективных нефтегазонасыщенных толщин ($h_{эф}$) и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов ($Kп \cdot h_{эф}$).

Максимальные значения коэффициентов пористости ($Kп$) и эффективных нефтегазонасыщенных толщин ($h_{эф}$) пластов-коллекторов в экранируемом объеме – признак высокодебитных залежей УВ. Значения параметров залежи $h_{эф}$, $Kп \cdot h_{эф}$, определяемые по результатам интерпретации данных ГИС и их корреляционные связи от общей продуктивной толщины пласта являются ключом к построению прогнозных карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин и высокеемких коллекторов и их

количественному прогнозу. Эти карты позволяют в дальнейшем размещать скважины непосредственно в максимумы значений, повышая эффективность бурения. Карты подсчетных параметров позволяют в дальнейшем размещать скважины непосредственно в максимумы значений (Рисунок 4).

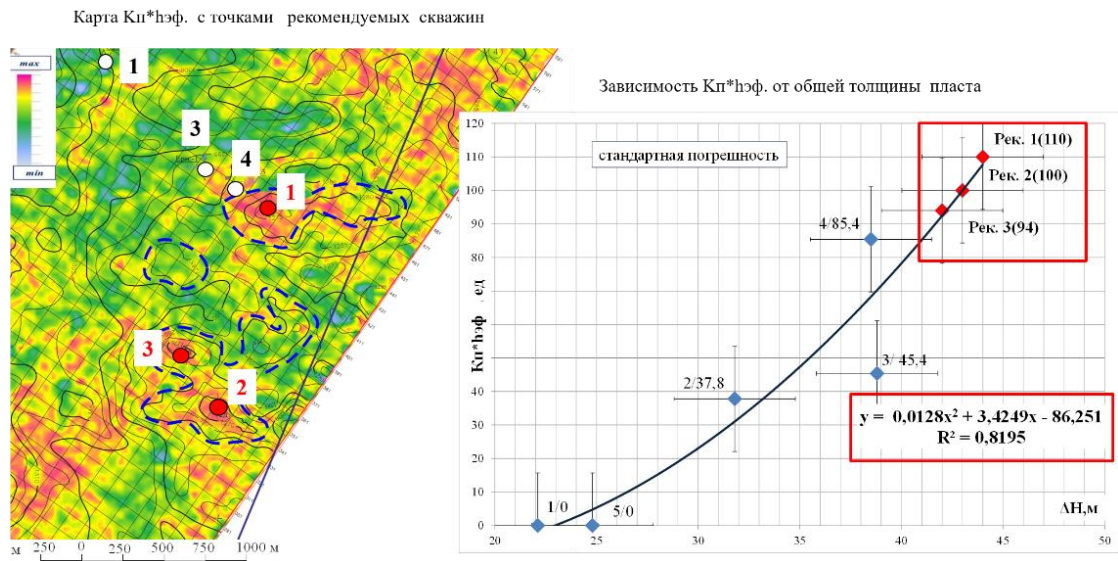


Рисунок 4 - Критерий 3. Пример количественного прогноза ФЕС коллектора. Пласт Ф5 (D3up). Ермоловская площадь (Колоколова И.В.)

Предложенные автором новые критерии могут стать полезными в практике геологоразведочных работ полезными за счет снижения количества бурения непродуктивных и малодебитных скважин в рифогенных массивах. Их применение позволит:

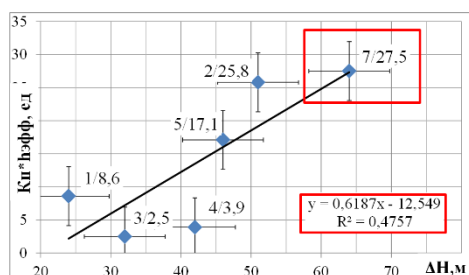
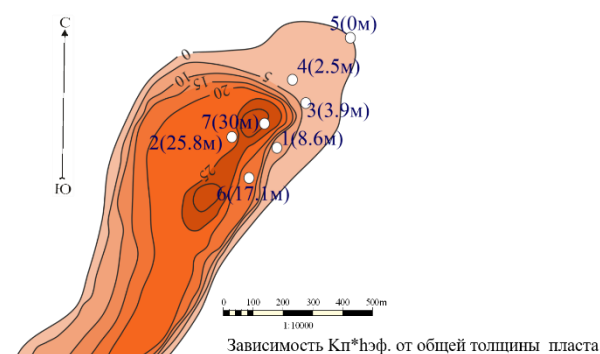
- ✓ картировать геофизическими методами новые объекты под ранее не выделявшимися локальными внутририфовыми флюидоупорами;
- ✓ определять максимумы эффективных нефтегазонасыщенных толщин в пределах закартированных ловушек;
- ✓ повысить точность оценки ресурсов и запасов прогнозируемых и обнаруженных залежей УВ;
- ✓ численно оценивать риски геологоразведочных работ, определять площади и виды геофизических методов, обосновывать новые точки и глубины бурения скважин;
- ✓ принимать решения о продолжении бурения по результатам первой скважины или о выводе структур из бурения.

Эффективность применения предложенного в работе комплекса новых критериев доказана на Северо-Хоседаюском месторождении (Рисунок 5), где по рекомендации автора была пробурена скважина, и получен продукт в ньюмылско-зеленецких рифогенных отложениях верхнего девона, на Северо-Мукеркамьльском месторождении (глава 4) и ряде других площадей ТП НГП.

Второе защищаемое положение. Новые модели рифогенных доманиково-турнейских природных резервуаров и перспективных объектов в них для Хоседаю-Неруюского, Северо-Мукеркамьльского месторождений нефти и Ермоловского перспективного участка. В моделях впервые учтены данные о наличии локальных внутририфовых флюидоупоров, латеральная изменчивость ФЕС коллекторов перспективных/продуктивных объектов, что послужило основой для детализации оценки ресурсов/запасов, выбора оптимального количества и местоположения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

В качестве примера в реферате представлены результаты моделирования доманиково-турнейских ПР на Северо-Мукеркамьльском месторождении нефти. Пересмотру ранее существовавших моделей способствовали полученные высокоинформативные материалы сейсморазведки МОГТ-3D с привлечением результатов бурения и переинтерпретации данных геофизических исследований скважин.

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин с местоположением рекомендуемой скважины



Модель продуктивных нюмылгско-зелевецких отложений верхнего девона ($D_3 nm+zl$). Хоседаю-Неруясское месторождение нефти

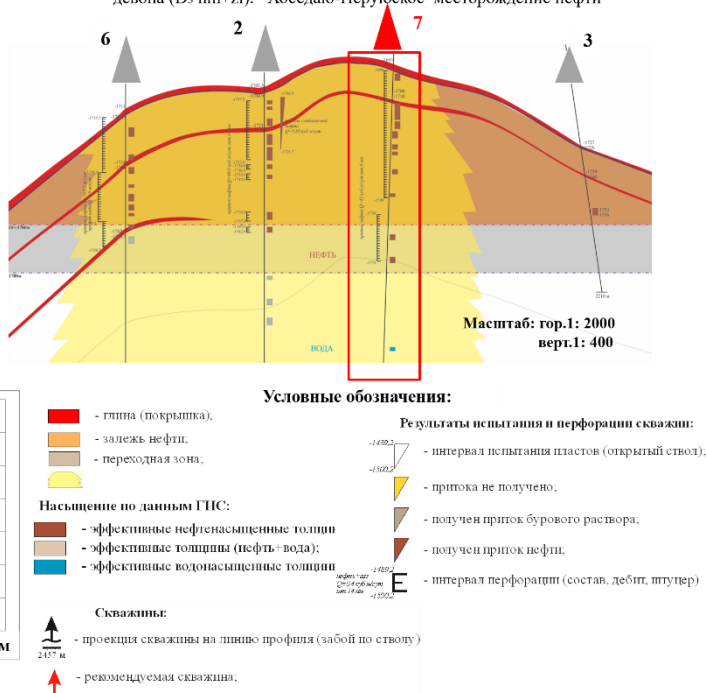


Рисунок 5 – Новая модель нюмылгско-зелевецких продуктивных отложений верхнего девона. Хоседаю-Неруясское месторождение нефти. (Колоколова И.В.)

Автором выполнена интерпретация сейсморазведки МОГТ-3D в объеме 120 км^2 с использованием данных ГИС по 10-ти скважинам, построены новые модели ПР с учетом данных о коллекторах и флюидоупорах внутри рифогенного массива, выработаны рекомендации по расширению стратиграфического диапазона добычных объектов месторождения и по координатам точек заложения скважин в «высокоемких» коллекторах с максимальными эффективными нефтенасыщенными толщинами.

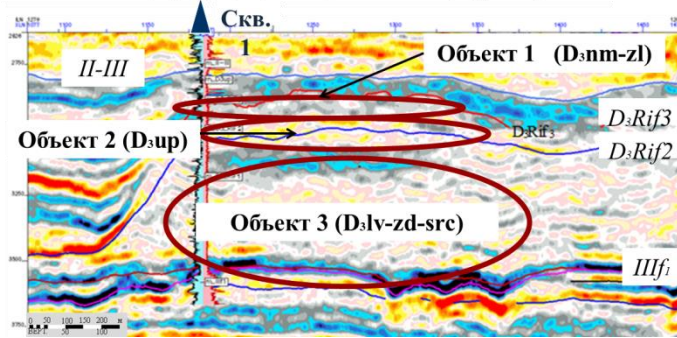
Площадь исследования расположена в пределах Цильгорской депрессии в южной части Хорейверской впадины. Здесь в 2008 году пробурена поисковая скважина глубиной 3600 м (S). В скважине из отложений C_{15} получен промышленный приток нефти – открыто Северо-Мукеркамьльское месторождение нефти. В верхнем девоне нефтеносность доказана для $D_3 nm-zl$ отложений (объект 1), где получены непромышленные притоки нефти, и выполнен подсчет запасов (2013). Верхнедевонский комплекс сложен сирачойскими, задонскими, ливенскими, усть-печорскими и нюмылгско-зелевецкими отложениями.

По результатам предыдущих исследований строение доманиково-турнейского НГК было изучено по трем отражающим горизонтам (ОГ) $D_3 Rif_2$, $D_3 Rif_3$ и II-III, характеризующим морфологию кровли основного разновозрастного рифа (объект 3), кровлю биогермной постройки в $D_3 ur$ отложениях (объект 2) и структуру облекания – $D_3 nm-zl$ (объект 1). При этом в модели никак не учитывалось наличие локальных флюидоупоров. Горизонты были проведены по стратиграфической принадлежности объектов.

В результате детальной интерпретации материалов ГИС с участием автора в доманиково-турнейских отложениях впервые были выделены внутририфовые локальные флюидоупоры и высокоемкие коллекторы под ними в елецких и задонско-сирачойских отложениях верхнего девона ($D_3 el$, $D_3 zd+src$). Это позволило предположить возможность формирования нескольких залежей нефти внутри рифа. В усть-печорских отложениях, считавшихся перспективными, по данным предыдущих исследований сделан вывод о невозможности формирования залежи, так как флюидоупор по результатам интерпретации ГИС прослеживается не во всех скважинах, вскрывших горизонт, т.е. имеет гидродинамические окна (Рисунок 6).

В продуктивных $D_3 nm-zl$ отложениях выделено два интервала: верхний представлен плотными низкопористыми слабопроницаемыми известняками с единичными пропластками коллекторов, по сути, промежуточная толща; нижний – чистыми (неглинистыми) известняками с максимальными

Модель доманиково - турнейского НГК в волновом поле по результатам предыдущих работ (ООО «ГНПЦ ПурГео»)



Новая модель доманиково - турнейского НГК в волновом поле (Колоколова И.В.)

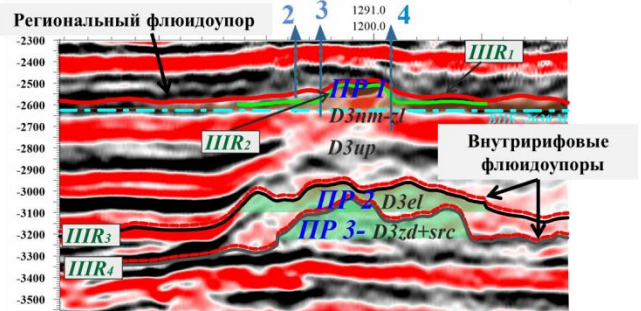


Рисунок 6 – Модели доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров по результатам предыдущих работ (ООО «ГНПЦ ПурГео») и новая (Колоколова И.В.) [4, 23, 28]

эффективными толщинами. Экраном служит маломощный (1-2 м) глинистый пласт в подошве визейских отложений нижнего карбона (C_{1V}).

Автором впервые для эталонного участка по сейсмическим данным прослежены ОГ в кровле коллекторов и подошве флюидопоров, выполнен анализ их распространения и качества по динамическим характеристикам волновой картины.

В процессе работ с сейсмическими данными на кубах относительного акустического импеданса и амплитуд выделена контрастная аномалия, интерпретируемая как более молодая органогенная постройка «карбонатный остров», сформировавшаяся над основным рифовым объектом (Рисунок 7). Наличие

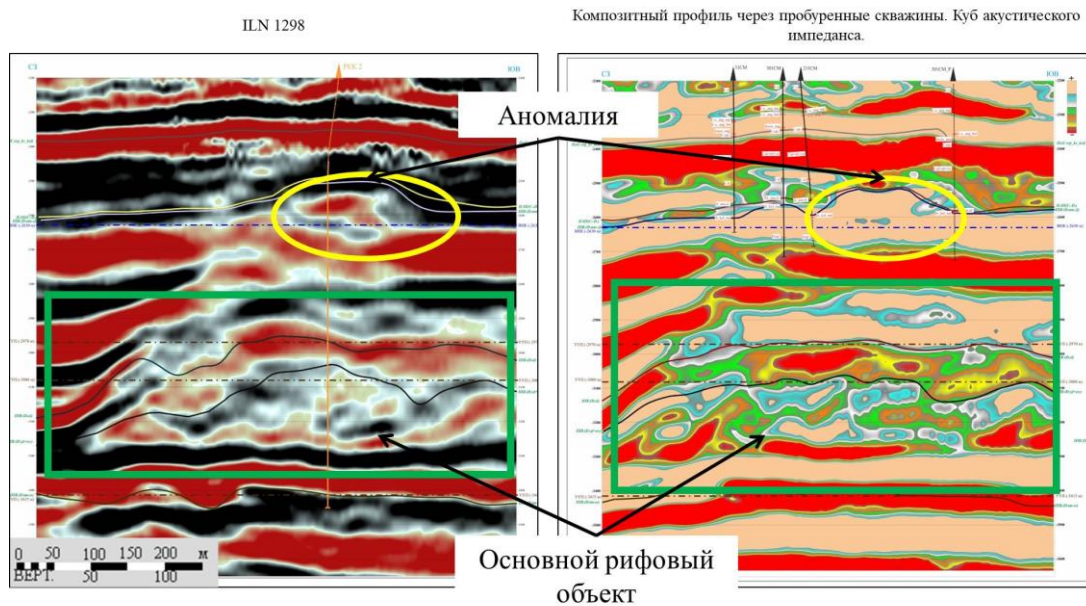


Рисунок 7 – Пример выделения органогенной постройки «карбонатный остров», сформировавшейся над основным рифовым объектом в волновом поле на сейсмических разрезах (Колоколова И.В.) [4, 23, 27, 28]

аномалии подтверждается горизонтальными слайсами через 20 м по кубу амплитуд в пределах замкнутого контура структуры на а.о. минус 2630 м, где по динамике изменения формы отчетливо видно ее наличие в продуктивном интервале D_{3nm-zl} отложений и постепенное исчезновение вверх по разрезу до полного отсутствия в каменноугольных. Пространственное положение ее свода вблизи предвизейского размыва, совпадающего с границей флюидопора, и отсутствие промежуточного слоя дает основание прогнозировать наличие коллекторов с высокими значениями ФЕС и максимальными эффективными нефтенасыщенными толщами в контуре аномалии, приобретенных за счет вторичных изменений, развивавшихся во время перерывов в осадконакоплении. Это подтверждается яркой контрастностью и четкой формой аномалии, так как изменение амплитуды сигнала по латерали и вертикали является своеобразным индикатором литологического состава и коллекторских свойств пород. На слайсе по уровню минус 2500 м, где постройка отмечается уже в виде точки, соответствующей наивысшему значению

абсолютной отметки купола рифа, прогнозируется вскрытие максимальных $h_{эф}$ в высококих коллекторах и получение безводных притоков нефти в продуктивных D_{3pm-zl} (см. рисунок 3).

Для прогноза свойств коллекторов в рекомендуемой к бурению скважине (РЕК_1) автором построены диаграммы зависимости параметров коллекторов от общей толщины пласта в уже пробуренных скважинах. Согласно полученной зависимости H от $h_{эф}$, наивысшей точке соответствует значение $h_{эф} = 28,5$ м. Именно это значение использовалось при построении карты $h_{эф}$ и выборе точки бурения скважины.

Линия тренда имеет величину достоверной аппроксимации $R^2 = 0,59$, что говорит о достаточно тесной корреляционной связи, и позволяет использовать эту зависимость для выполнения прогноза. На графике, характеризующем зависимость произведения значений эффективной нефтенасыщенной толщины на значения пористости ($K_p \cdot h_{эф}$) от общей толщины пласта H , точка рекомендуемой скважины имеет максимальное значение равное 188 (Рисунок 8).

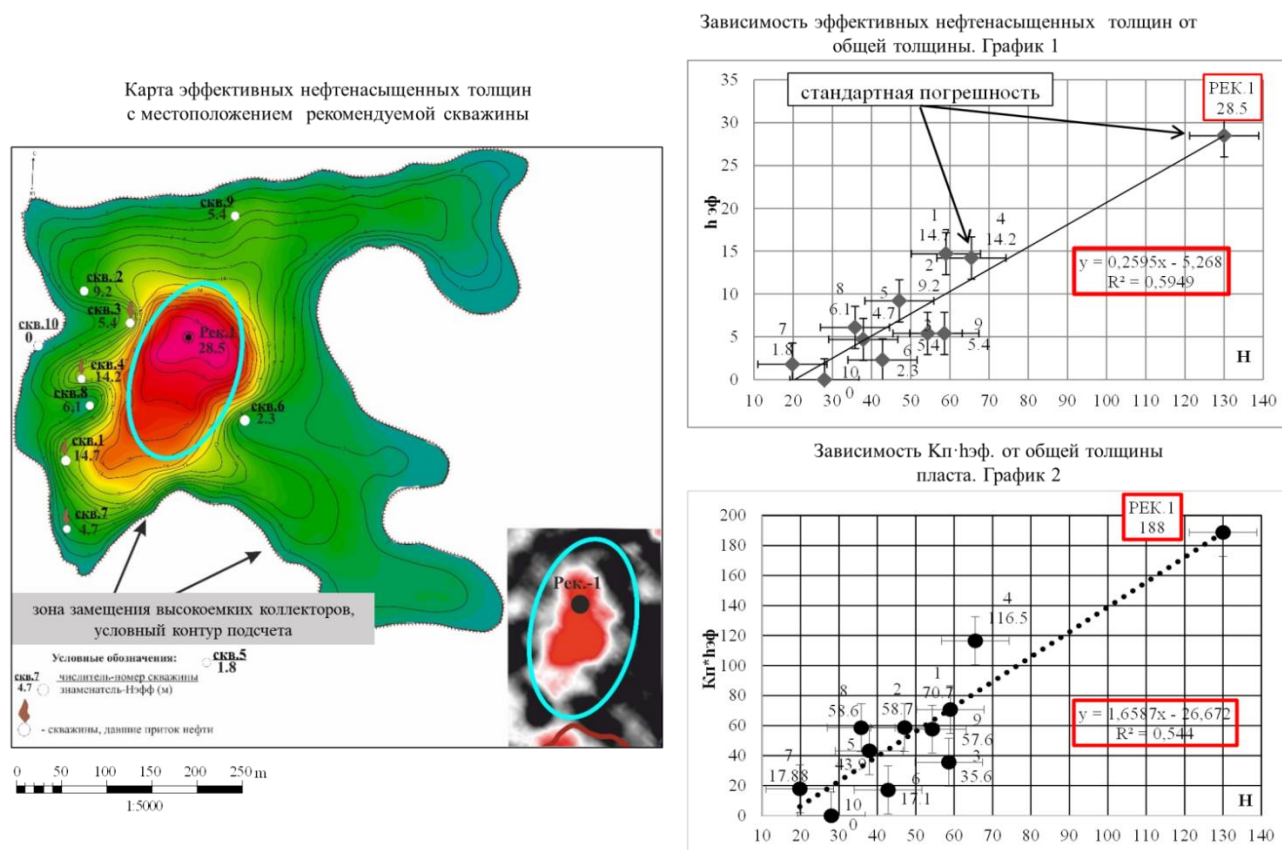


Рисунок 8 – Количественный прогноз параметров залежи D_{3pm-zl} (Колоколова И.В., Попова М.Н.) [5, 27, 28]

В результате проведенных исследований автором впервые в доманиково-турнейском НГК на Северо-Мукеркамьском месторождении нефти:

1. установлено наличие нескольких изолированных локальных природных резервуаров со своими флюидоупорами – один продуктивный в нюмылско-зеленецких карбонатных отложениях верхнего девона (D_{3pm-zl} – ПР1) и два перспективных в елецких и задонских+сирачойских (D_{3el} – ПР2, $D_{3zd+src}$ – ПР3) (критерий 1). По данным интерпретации ГИС флюидоупорами для залежей нефти являются глинистые пласты в кровле ПР1 и ПР2, ангидритизированные доломиты и ангидриты в кровле коллекторов ПР3;

2. по форме аномалии на горизонтальных сечениях кубов сейсмических данных МОГТ-3D скорректировано в пространстве положение кровли продуктивного пласта-коллектора в нюмылско-зеленецких отложениях, детализирована морфология залежи нефти, и определена точная граница распространения "наилучших коллекторов" с максимальными эффективными толщинами внутри контура ВНК (критерий 2).

Вскрытие максимальных эффективных толщин с высокими "безводными" притоками нефти планируется в месте, где флюидоупор залегает непосредственно над кровлей коллектора (нет промежуточного слоя).

Отсутствие промышленных дебитов в уже пробуренных на месторождении скважинах может быть связано с наличием промежуточного слоя;

3. по данным комплексной интерпретации ГИС и сейсморазведки выполнен количественный прогноз параметров залежи в нюмылгско-зеленецких отложениях (hэф., Кп*hэф.) в рекомендуемой скважине (критерий 3).

Новая модель доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров представлена на рисунке 9.

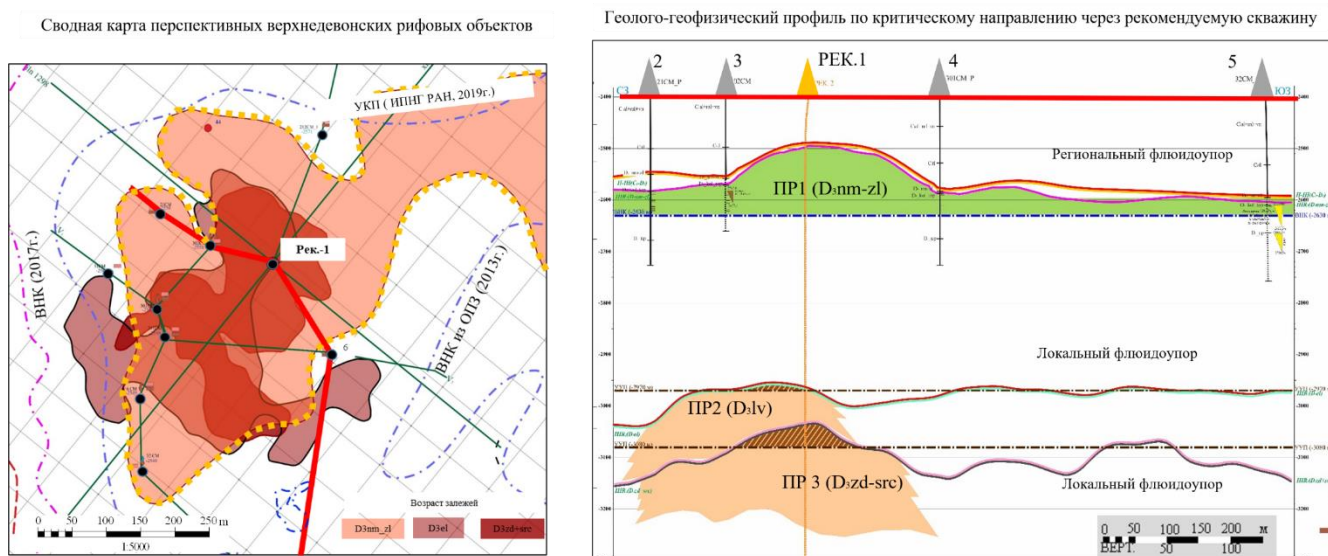


Рисунок 9 – Новая модель доманиково-турнейского рифогенных природных резервуаров по данным МОГТ-3D (Колоколова И.В.) [5]

Полученные результаты показывают эффективность и актуальность выполненных исследований с применением комплекса критериев выделения и прогноза нефтегазоперспективных объектов в рифах. Автором впервые создана новая геологическая модель доманиково-турнейского НГК Северо-Мукеркамыйльского месторождения нефти: впервые закартированы нефтеперспективные объекты в елецких и задонско+сирачойских отложениях; детализировано строение продуктивного нюмылгско-зеленецкого интервала; определено оптимальное местоположение новой скважины, где прогнозируется вскрытие максимальных нефтенасыщенных эффективных толщин в высокеемких коллекторах и получение безводных притоков нефти, превышающих суммарный дебит уже пробуренных скважин.

4. **Третье защищаемое положение.** Система сравнительных оценок рисков геологоразведочных работ в разнотипных структурных зонах, с разной степенью изученности (Хорейверская и Ижма-Печорская впадины, Предуральский краевой прогиб) на базе вероятностной оценки существования залежи УВ, как инструмент повышения эффективности управления процессами геологоразведочных работ.

При оценке нефтегазопроисковых проектов и планировании геологоразведочных работ очень важно учитывать не только геологические, но и экономические факторы. Сегодня для формирования портфеля геологоразведочных проектов многие компании внедряют различные методы анализа рисков, позволяющих специалистам решать целый ряд задач. Это – выбор направлений ГРП и первоочередных объектов, сравнение альтернативных вариантов проведения поисков и разведки, определение кондиционных значений параметров и величины запасов.

В настоящей работе автор использовал систему сравнительных оценок рисков, включающую: определение признаков, которые характеризуют опасности и разделение их на группы – высокой, средней и малой степени риска (ранжирование объектов) по параметру вероятности существования залежи (Рз). Результатом системы сравнительной оценки рисков является построение дерева принятия решений по управлению геологоразведочными процессами. Построение дерева дает целостное представление картины нежелательных событий, что способствует повышению эффективности поисков и разведки залежей УВ.

Для количественной оценки финансовых рисков в работе автором использована формула:

$$R = (C_{zpp} + N \cdot C_{скв}) - C_n \cdot \sum k_i \cdot P_{zi} \cdot Q_i$$

, где

(1)

R – финансовый риск, $C_{грр}$ – стоимость сейсмических и геофизических исследований, C_c – стоимость скважины, C_n – стоимость нефти, P_i – вероятность существования залежи, Q_i – объем перспективных ресурсов, n – количество залежей, i – номер залежи.

Если величина финансового риска R отрицательная, геологический проект является рентабельным. И наоборот, если значение R положительное, то проект нерентабельный.

Формула разработана специалистами ВНИГНИ для оценки рисков поискового бурения на подготовленных объектах и впервые была применена автором для оценки проведения ГРП для поисковых объектов.

Одним из ключевых моментов, оказывающим особое влияние на величину финансового риска, является вероятность существования залежи (P_z).

Значение P_z базируется на многогранной оценке возможной перспективности региона по ряду факторов, характеризующих разные элементы нефтяных систем (нефтегазоматеринскую породу, коллектор, флюидоупор, ловушку) и вычисляется, как правило, по формуле:

$$P_z = P_k \cdot P_c \cdot P_{нт} \cdot P_{ф}, \quad \text{где} \quad (2)$$

P_k – вероятность существования коллектора
 $P_{ф}$ – вероятность существования флюидоупора
 P_c – вероятность существования структуры
 $P_{нт}$ – вероятность существования генерирующих пород

Каждый из геологических признаков рассматривается как независимая величина в диапазоне от 0 до 1 (либо в %), в зависимости от степени уверенности специалистов в том или ином факторе. Степень уверенности и количество сомножителей определяется надежностью источника информации (кондиционные, косвенные и ограниченные данные) и профессиональным опытом геолога в оценке геологических признаков. Последовательное перемножение вероятностей наличия всех геологических признаков дает в результате число в долях единицы (либо в %), эквивалентное вероятности наличия скопления углеводородов. В соответствии с этим $P_z=1$, характеризует выявленное месторождение, а $P_z=0$ говорит о том, что открытие маловероятно.

Вариативность величины P_z напрямую связана с этапностью геологоразведочных работ, причем изменения значений по мере прироста геологической информации возможны как в сторону увеличения вероятности успеха, так и в сторону снижения. Условные градации значений P_z (в случае оптимистичного прогноза) на разных стадиях регионального, поисково-оценочного и разведочного этапов ГРП приведены в таблице 1.

Далее представлены примеры разработки схем управления геологоразведочными процессами на основе системы сравнительных оценок рисков геологических факторов, включающих вероятность существования залежи и финансовый показатель, для Северо-Мукеркамьельского месторождения нефти и поисковых объектов Предуральского краевого прогиба.

Объект 1. Северо-Мукеркамьельское месторождение нефти (Хорейверская впадина).

Северо-Мукеркамьельский участок к настоящему времени достаточно хорошо изучен сейсморазведкой и бурением (Глава 4). Помимо серпуховских отложений, из которых ведется промышленная добыча нефти, небольшие притоки установлены в рифовых объектах нижней перми и нюмылско-зеленецких отложениях верхнего девона. Перспективы открытия новых залежей по данным ГИС прогнозируются в тульском горизонте нижнего карбона (C_{1tl}), елецком (D_{3el}), задонско-сирачойском ($D_{3zd+src}$), тиманском (D_{3tm}) горизонтах верхнего девона и гребенском – верхнего силура (S_{2gr}). По результатам работ, выполненных автором, запасы и ресурсы нефти для этих объектов в сумме по категориям подсчета (геологические/извлекаемые) составляют: запасы категории B_1+B_2 – 2396/958 тыс. тонн, запасы категории B_2 – 1274/413 тыс. тонн, ресурсы категории D_0 – 1386/603 тыс. тонн.

Для всех объектов вероятность существования залежи по результатам комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки равна единице, кроме D_{3up} , где $P_{ф}$ равна 0, следовательно и P_z тоже равна 0. На основании существующих оценок P_z , количества ресурсов и запасов в них рассчитаны финансовые риски бурения отдельно для продуктивного ПР 1 (D_{3nm-zl}), перспективных ПР2 (D_{3el}) и ПР 3 ($D_{3zd+src}$) отложений, и для всех объектов вместе, в случае открытия многопластовой залежи, которые составили: $R(D_{3nm-zl})$ = минус 18852 млн. руб, $R(D_{3el})$ = минус 1204 млн. руб, $R(D_{3zd+src})$ = минус 2193 млн. руб, $R(D_{3el}, D_{3zd+src}, D_{3tm+sr}, S_{2gr})$ = минус 18739 млн. руб.

дебитов в нюмылско-зеленецких отложениях или открытие многопластовых залежей нефти в верхнедевонских и силурийских отложениях.

Таблица 1 – Диапазоны изменения P_z

ЭТАП	СТАДИЯ	ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ	ЗАДАЧИ	Рз, %
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	Выделение нефтегазоперспективных районов и зон. Оценка прогнозируемых ресурсов категории D_2 и частично перспективных D_1	5-12.5
	Оценки зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	Ранжирование нефтегазоперспективных районов по степени очередности проведения поисковых работ. Оценка перспективных ресурсов нефти и газа категории D_1	
Поисково- оценочный	Выявление объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	Оценка прогнозных локализованных ресурсов $D_{1л}$, выделение первоочередных поисковых объектов D_0	12.5-25
	Подготовка объектов поискового бурения	Выявленные ловушки	Оценка подготовленных ресурсов D_0	
	Поиски и оценка месторождений (залежей)	Подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения (залежи)	Установление факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа, геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и частично C_1	25-50
Разведочный		Месторождения (залежи) нефти и газа	Уточнение контуров залежей, геологических и извлекаемых запасов углеводородов по категориям C_1 и частично C_2	60-90

Все варианты имеют отрицательную величину R. Наиболее предпочтительны – получение высоких дебитов в нюмылгско-зеленецких отложениях или открытие многопластовых залежей нефти в верхнедевонских и силурийских отложениях.

Для оценки рисков бурения скважины РЕК-1 автором составлено дерево принятия решений по двум сценариям - вероятному ($P = 0,9$) и маловероятному ($P = 0,3$). Важнейшим условием принятия решения в процессе бурения скважины является начальный дебит безводной нефти. Если дебит менее 100 т/сут в целевом горизонте, бурение продолжается на следующий перспективный интервал (Рисунок 10).

Объект 2. Предуральский краевой прогиб

Цель работ. Предложения по лицензированию и проведению геологоразведочных работ на верхнедевонские карбонатные отложения в пределах Предуральского краевого прогиба

Исходные данные. Результаты распространения и анализа качества коллекторов и флюидоупоров, и степени достоверности выделения ловушек.

Автором: проанализированы данные по 115 скважинам и 18 тыс пог.км сейсморазведки МОГТ-2D; выполнены структурные построения с учетом новых представлений о строении рифогенных природных резервуаров. В результате впервые произведены оценки вероятности существования залежи в доманиково-турнейском НГК для 49 объектов разной категории ресурсов (D_0 и $D_{1л}$) нераспределенного фонда недр, проведено ранжирование, обоснованы приоритетные направления и численно оценены риски геологоразведочных работ, составлено дерево принятия решений на пять лет.

Вероятности существования геологических признаков (формула 2) назначены на основе результатов интегрированного анализа данных о наличии, распространении и качестве коллекторов и флюидоупоров, степени достоверности выделения ловушек.

Очередность объектов для ведения дальнейших геологоразведочных работ определялась путем ранжирования. Для этого были введены условные граничные значения Рз, соответствующие стадийности работ (Таблица 1): 1) $<10\%$ - крайне рискованные; 2) $10-15\%$ - рискованные; 3) $15-20\%$ - умеренного риска (рекомендуемые); 4) $\geq 20\%$ - низкого риска (первоочередные) (Рисунок 11).

Лесной тип	Доля (%)	Уровень риска
Ярковая	0.21	низкий риск (≥20%)
Харутаюская	0.12	рискованные (10-15 %)
Шайдермановская	0.12	рискованные (10-15 %)
Южно-Хоседаюская	0.12	рискованные (10-15 %)
Усть-Молваюская	0.12	рискованные (10-15 %)
Анхепорская	0.12	рискованные (10-15 %)
Надейтинская + Северо-Надейтинская	0.11	рискованные (10-15 %)
Воргаусяюская	0.14	рискованные (10-15 %)
Востоюно - Воргаусяюская	0.34	низкий риск (≥20%)
Пангяютинская + Северо-Пангяютинская	0.10	рискованные (10-15 %)
Сарыютинская	0.10	рискованные (10-15 %)
Северо-Атвюнинская	0.10	рискованные (10-15 %)
Атвюнинская	0.10	крайне рискованные (<10%)
Западно-Кымбоююская	0.07	крайне рискованные (<10%)
Правокамбоююская-I	0.05	крайне рискованные (<10%)
Правокымбоююская-II	0.08	крайне рискованные (<10%)
Лесная	0.12	рискованные (10-15 %)
Ылжичиюрская	0.10	крайне рискованные (<10%)
Белююская	0.09	крайне рискованные (<10%)
Южно-Белююская	0.08	крайне рискованные (<10%)
Южно-Кырютинская	0.10	рискованные (10-15 %)
Южно-Пыжыюские	0.10	крайне рискованные (<10%)
Нитчююская	0.06	крайне рискованные (<10%)
Сыниюская	0.09	крайне рискованные (<10%)
Кумшюрская	0.06	крайне рискованные (<10%)
Северо-Аранецкая	0.09	крайне рискованные (<10%)
Южно- Аранецкая	0.08	крайне рискованные (<10%)
Большаранецкая	0.08	крайне рискованные (<10%)
Медвеюская	0.18	умеренный риск (15-20%)
Аранецкая	0.16	умеренный риск (15-20%)
Переборская	0.19	умеренный риск (15-20%)
Востоюно-Потерская	0.16	умеренный риск (15-20%)
Елжидкыртюнская	0.18	умеренный риск (15-20%)
Ютид-Вуктылюская	0.16	умеренный риск (15-20%)
Объект 1	0.19	умеренный риск (15-20%)
Объект 2	0.25	низкий риск (≥20%)
Объект 3	0.16	умеренный риск (15-20%)
Объект 4	0.26	низкий риск (≥20%)
Объект 5	0.37	низкий риск (≥20%)
Объект 6	0.28	низкий риск (≥20%)
Объект 7	0.12	низкий риск (≥20%)
Объект 8	0.14	рискованные (10-15 %)
Объект 9	0.10	рискованные (10-15 %)
Козлююская	0.18	умеренный риск (15-20%)
Блжюная	0.19	умеренный риск (15-20%)
Козланюрская	0.14	рискованные (10-15 %)
Елешюрская	0.18	умеренный риск (15-20%)
Южно-Елжидкыртюнская	0.29	низкий риск (≥20%)
Ютид-Вуктылюская	0.24	низкий риск (≥20%)

Рисунок 11 – Результаты ранжирования объектов исследования (Колоколова И.В., Ульянов Г.В.) [3,22]

По результатам ранжирования выделено 19 локальных объектов умеренного и низкого риска. Исходя из вычисленных значений вероятностей существования залежи и имеющихся объемов ресурсов категории Д₀ и Д₁ по формуле 1 рассчитаны финансовые риски (R) геологоразведочных работ для каждого объекта. Для «крайне рискованных» R – положительный, для «рискованных» – положительный или близок к нулю. Наименьшие риски (отрицательные) получены для 8 объектов «низкого риска» ($P_z \geq 20\%$). В целом, для всех перспективных объектов ($P_z \geq 20\%$) величина рисков имеет отрицательное значение, что означает, что все проекты будут успешными, и являются независимыми с точки зрения дальнейшего освоения (Рисунок 12). Минимальные риски ГРП отмечаются для Динью-Югидьельского атолла (5, 6 объекты) (Рисунок 13) и Ярвужской структуры, для газовых – Еджидкыртинская структура ($P_z \geq 20\%$).

Название структуры	Стоимость геологоразведочных работ, млн.руб	Глубина бурения скважины, м	Стоимость одного метра бурения, руб	Стоимость скважины, млн. руб	Вероятность существования залежи	Ресурсы, млн.тонн	Стоимость нефти, руб. тонна	Стоимость добытой нефти, млн. руб	Риск, млн.руб
	C _{гпр}			C _с	P _з	Q	C _н	P _з *Q*C _н	R
Ярвужская структура/Воркутский НГР	150	3500	130000	455	0,21	62,3	14000	183162	-178462
Восточно-Воргамусюрская структура/Хоседаюско-Воргамусюрский НГР	15	4500	130000	585	0,34	20,0	14000	95200	-89335
Объект 2/Динью - Югидьельский атолл/Верхнепечорский НГР	100	4500	130000	585	0,25	12,5	27000	84375	-78425
Объект 4 /Динью - Югидьельский атолл/Верхнепечорский НГР	100	4500	130000	585	0,26	15,1	27000	106002	-100052
Объект 5/Динью - Югидьельский атолл/Верхнепечорский НГР	100	5000	130000	650	0,37	61,4	27000	613386	-606786
Объект 6/Динью - Югидьельский атолл/Верхнепечорский НГР	100	5000	130000	650	0,28	29,3	27000	221508	-214908

Рисунок 12 – Оценка рисков проведения геологоразведочных работ на нефть для перспективных объектов в пределах Воркутского, Хоседаюско-Воргамусюрского и Верхнепечорского НГР (Колоколова И.В.) [7,23]

Далее по итогам ранжирования и оценки финансовых рисков автором определены три первоочередных направления геологоразведочных работ в регионе. Для каждого направления составлено «дерево» принятия возможных решений по ГРП на пять лет. Важнейшим условием принятия решения о продолжении работ является вероятность существования залежи > 50%. Если условие выполняется, работы продолжаются (Рисунок 14).

1. **Среднепечорский и Верхнепечорский НГР – Еджидкыртинская структура (газ) и Динью-Югидьельский атолл (нефть)** – доказанная нефтегазоносность. Ключевые риски – сложное тектоническое строение ловушек в пределах Среднепечорского поднятия;

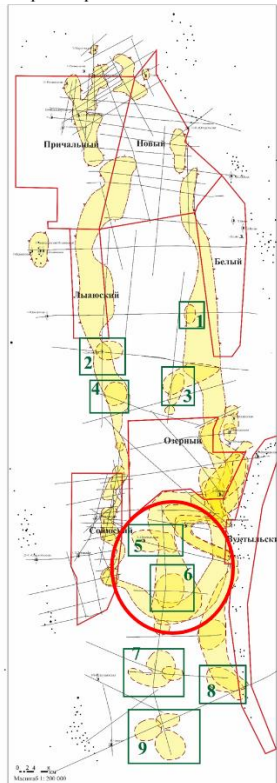
2. **Хоседаюско-Воргамусюрский НГР – Восточно-Воргамусюрская структура (нефть)** – доказанная нефтегазоносность. Ключевые риски – мелкий размер ловушек, низкие НСР, выделение высокочемких коллекторов;

3. **Воркутский НГР – Ярвужская структура (нефть)** - изученный бурением район без доказанной нефтегазоносности C_{1t}-D_{3dm}. Необходим анализ результатов бурения, детальные сейсморазведочные исследования.

Для 1 и 3 направлений рекомендуется проведение МОГТ-3D в пределах перспективных структур для детализации строения рифогенных природных резервуаров и прогноза ФЕС коллекторов с целью выбора оптимальных точек бурения «безрисковых» скважин. В пределах Среднепечорского НГР (Еджидкыртинская структура) дополнительно следует выполнить гравимагнитные и аэромагнитные исследования с целью уточнения структурно-тектонической модели.

Для 2 направления предлагается выполнить переобработку и интерпретацию сейсморазведочных данных МОГТ-2D с применением современных процедур и методик.

Динью- Югидьельский атолл.
Карта перспективных объектов



Модель природных доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров по сейсмическим данным. Динью-Югидьельский атолл

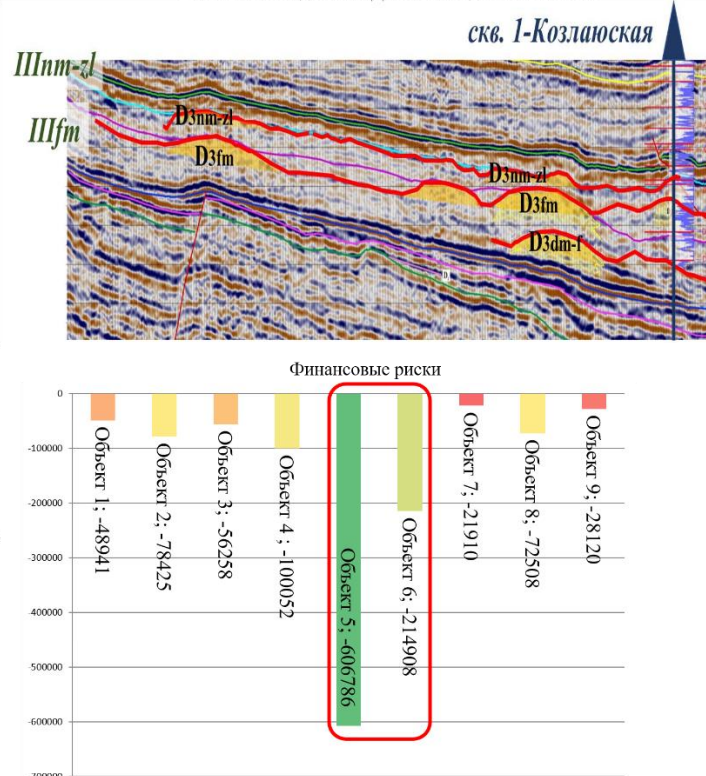


Рисунок 13 – Финансовые риски для поисковых объектов в пределах Динью-Югидьельского атолла (Колоколова И.В.) [7]



Рисунок 14 – Дерево принятия решений по проведению ГРП для поисковых объектов Предуральяского краевого прогиба (Колоколова И.В.) [3]

Полученные результаты показывают, что:

✓ практическое применение системы сравнительных оценок рисков геологоразведочных работ на базе совместного картирования коллекторов и надежных флюидоупоров над ними по данным сейсморазведки и промысловой геофизики показывает, что управлять рисками можно с помощью достаточно простых процедур без применения сверхсложных математических расчетов на любой стадии изученности объектов;

✓ система сравнительных оценок рисков ГРП на основе предложенных в работе новых критериев позволяет повысить обоснованность принятия решений о дальнейшем продолжении или прекращении работ на исследуемых площадях за счет оперативной корректировки будущих рисков, относительно существующих;

✓ построение «дерева» принятия решений дает целостное представление картины нежелательных событий, что способствует принятию обоснованных решений о продолжении или прекращении работ на определенном участке;

✓ предложенный автором подход к разработке схем управления процессами геологоразведочных работ позволил обосновать выбор оптимальных направлений и методик поисков и разведки рентабельных залежей УВ в разнотипных структурно-тектонических зонах, с разной степенью изученности (Хорейверская, Ижма-Печорская впадины, Предуральский краевой прогиб).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных исследований на основе комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки с учетом новых представлений о строении доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров **автором впервые:**

1. научно обоснованы новые информативные критерии выделения нефтегазоперспективных ловушек и прогноза подсчетных параметров залежей в сложнопостроенных рифогенных массивах;

2. построены принципиально новые модели рифовых объектов верхнедевонского возраста на Хоседаю-Неруюском и Северо-Мукеркамьском месторождениях нефти, Ермоловском перспективном участке;

3. дан авторский прогноз ФЕС коллекторов по данным атрибутивного анализа на Хоседаю-Неруюском и Северо-Мукеркамьском месторождениях нефти, Ермоловском перспективном участке, на основе которого рекомендованы точки бурения скважин;

4. с учетом оценки рисков бурения разработаны два «дерева» принятия решений по бурению скважин для Северо-Мукеркамьского месторождения нефти и Ермоловского перспективного участка;

5. выделены перспективные объекты и произведена оценка вероятностей существования залежей УВ в доманиково-турнейском НГК для 49 структур нераспределенного фонда недр в пределах Предуральского краевого прогиба, проведено ранжирование, выделены и обоснованы первоочередные поисковые объекты, подлежащие лицензированию, приоритетные направления геологоразведочных работ, численно оценены риски геологоразведочных работ.

Предложенные автором новые критерии выделения нефтегазоперспективных ловушек и прогноза подсчетных параметров залежей УВ позволят специалистам обеспечить кондиционность подготовки поисковых объектов в рифогенных природных резервуарах и, тем самым, повысить качество планирования и эффективность геологоразведочных работ за счет снижения количества бурения непродуктивных скважин.

Применение авторского комплекса критериев и использованных в работе принципов внутрирезервуарного моделирования рифогенных массивов в комплексе с системным анализом рисков, могут стать основой для прогноза нефтегазоносности на любом этапе геологоразведочного процесса в пределах ТП НГП и в других нефтегазоносных регионах страны.

Список научных работ, опубликованных по теме диссертации.

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России

1. **Колоколова И.В.**, Хитров А.М., Никитин А.Н., Попова М.Н. Оценка риска поисков нефти и газа на основе выделения и картирования покрышек залежей углеводородов по данным геофизических методов. / **И.В. Колоколова**, А.М. Хитров, А.Н. Никитин, М.Н. Попова // Вестник ЦКР Роснедра. – №1 – 2011. С. 21-33.

2. Грунис Е.Б. Прогноз и методика поисков неантиклинальных залежей нефти в нижнедевонско-силурийских отложениях Большеземельского свода. / Е.Б. Грунис, **И.В. Колоколова**, В.Б. Ростовщиков // Геология нефти и газа. – №4 – 2015. С. 22-28.
3. Грунис Е.Б. Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн). / Е.Б. Грунис, **И.В. Колоколова**, В.Б. Ростовщиков, Г.В. Ульянов // Геология нефти и газа. – №1 – 2020 – С. 21-33.
4. **Колоколова И.В.** Планирование бурения на основе новых подходов к выделению и картированию элементов природных резервуаров по данным комплексной интерпретации ГИС и сейсморазведки. / **И.В. Колоколова**, Е.М. Данилова, М.Н. Попова, А.М. Хитров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 8 – 2020 – С. 51-56.
5. **Колоколова И.В.**, Попова М.Н. Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов / **И.В. Колоколова**, М.Н. Попова // Экспозиция Нефть Газ. – № 5 – 2020 – С. 26-33.
6. Грунис Е.Б. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью. / Е.Б. Грунис, В.Б. Ростовщиков, Я.С. Сбитнева, **И.В. Колоколова**, З.М. Ахметжанова // Геология нефти и газа. – №1 – 2021. С. 7-18
7. **Колоколова И.В.** Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба. / **И.В. Колоколова**, Д.И. Гурова, А.М. Хитров // Геология нефти и газа. – №1 – 2021. С. 19-30

Другие публикации:

8. **Колоколова И.В.** Результаты сейсморазведочных работ 3D на юго-востоке Ижма-Печорской синеклизы ТПП (Ермоловская площадь). / **И.В. Колоколова** // Сб. материалов II-ой Международной геолого-геофизической конференции и выставки Европейской ассоциации ученых и инженеров-геологов и геофизиков (EAGE): –Тюмень, 2009.
9. **Колоколова И.В.** Оценка рисков заложения поисковых скважин и выбор очередности бурения на примере Ермоловской площади (ТПП). / **И.В. Колоколова**, М.Н. Попова // Сб. материалов 4-й Международной научно-практической конференции и выставки (EAGE). Санкт-Петербург. – 2010.
10. **Колоколова И.В.** Покрышки залежей углеводородов и оценки ресурсного потенциала Тимано-Печорской провинции. / **И.В. Колоколова**, М.Н. Попова, А.М. Хитров // Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция: перспективы освоения: тезисы II международной конференции. – Москва. – 2012 – С. 34.
11. Валиева Д.И. Геологические основы выделения перспективных объектов в палеозойских отложениях Верхнепечорской впадины. / Д.И. Валиева, **И.В. Колоколова**, Царева Е.А. // «Сочи 2012. Проблемы геологии и геофизики нефтегазовых бассейнов и резервуаров». Сб. материалов II международной научно-практической конференции. – Сочи. – 2012. – С. 184-187.
12. Валиева Д.И. Покрышки залежей углеводородов и ресурсный потенциал недр Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. / Д.И. Валиева, **И.В. Колоколова**, М.Н. Попова, А.М. Хитров// «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа Севера Европейской части России»: Сб. материалов научно-практической конференции. – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2012. – С. 23-29.
13. Валиева Д.И. Новые направления поисков и разведки залежей углеводородов в пределах Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции. / Д.И. Валиева, **И.В. Колоколова**, Е.А. Царева // «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа Севера Европейской части России». Сб. материалов научно-практической конференции. – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2012. – С. 123-130.
14. Ростовщиков В.Б. Палеотектонические особенности формирования залежей тяжёлых нефтей в северной части вала Сорокина. / В.Б. Ростовщиков, **И.В. Колоколова**, Т.А. Овчарова // Материалы межрегиональной научно-технической конференции – Ухта: УГТУ, 2013. – С.54-57
15. **Колоколова И.В.** Перспективы и риск поисков залежей нефти в верхнедевонских рифовых объектах Тимано-Печорской провинции. / **И.В. Колоколова** // сб. материалов XVI Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар: Инст. Геологии Коми НЦ УрО РАН, 2014. – Т.III. – С. 43.
16. **Колоколова И.В.** Особенности геологического строения и новые направления поисков залежей нефти в Цильегорской депрессии. / **И.В. Колоколова**, В.Б. Ростовщиков // сб. материалов XVI Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар: Инст. Геологии Коми НЦ УрО РАН, 2014. – Т. III. – С. 43-46.

17. Ростовщиков В.Б. Перспективы нефтегазоносности центральной части гряды Чернышева. / В.Б. Ростовщиков, **И.В. Колоколова** // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2015: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции): МГУ. 2015. С. 76-80

18. Ростовщиков В.Б. Перспективы и проблемы поисков месторождений нефти и газа в палеозойских карбонатных отложениях ТПП. / В.Б. Ростовщиков, **И.В. Колоколова**, // «Рассохинские чтения» сб. материалов международной конференции: [в 2 ч.]. - Ухта: УГТУ, 2018. С.82-87

19. **Колоколова И.В.** Прогноз нефтеносности высокодебитных верхнедевонских рифовых резервуаров на основе выделения флюидоупоров по данным ГИС и сейсморазведки (Верхний девон. Тимано-Печорская НГП). / **И.В. Колоколова**, И.Н. Коновалова // «Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России» сб. материалов XVII Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар: Инст. Геологии Коми НЦ УрО РАН, 2019. – Т. III. – С.135.

20. Ростовщиков В.Б. Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в Тимано-Печорской провинции / В.Б. Ростовщиков, И.А. Маракова, **И.В. Колоколова** // «Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России» сб. материалов XVII Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар: Инст. Геологии Коми НЦ УрО РАН, 2019. – Т. III. – С. 142-149.

21. **Колоколова И.В.** Новые направления поисков крупных месторождений УВ в Предуральском краевом прогибе: проблемы и перспективы. / **И.В. Колоколова**, С. В. Коротков, И.А. Маракова, В.Б. Ростовщиков, Я.С. Сбитнева // «Рассохинские чтения» сб. материалов к международной конференции – Ухта: УГТУ, 2019.

22. **Колоколова И.В.** Оценка рисков поисков залежей УВ в доманиково-турнейском НГК (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн). / **И.В. Колоколова**, В.Б. Ростовщиков. // «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» сб. материалов к XII Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) - Ухта: УГТУ, 2019.

23. Данилова Е.М. О картировании высокочемких природных резервуаров в рифовых отложениях верхнего девона Тимано-Печорской НГП [Электронный ресурс] / Е.М. Данилова, **И.В. Колоколова**, И.Н. Коновалова // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 23 – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_27/danilova-kolokolova.html

24. Абрамова О.П. Гидрохимическая характеристика Колвинского, Среднемакарихинского и Кочмесского месторождений углеводородов (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция). [Электронный ресурс] / О.П. Абрамова, **И.В. Колоколова**, М.Е. Селиверстова // Актуальные проблемы нефти и газа – 2020. – № 26 – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_26/abramova-kolokolova.html.

25. **Колоколова И.В.** Эволюция взглядов на формирование и прогноз нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба. / **И.В. Колоколова**, В.Б. Ростовщиков, Я.С. Сбитнева. // «Рассохинские чтения» сб. материалов к международной конференции. - Ухта: УГТУ, 2020. – Том II.

26. **Колоколова И.В.** Исследование истории вопроса оценки и картирования флюидоупоров при выборе наилучших природных резервуаров для подземного хранения газа. / **И.В. Колоколова**, И.Н. Коновалова // «Рассохинские чтения» сб. материалов международной конференции. – Ухта: УГТУ, 2020. – С. 23-27.

27. **Колоколова И.В.** Прогноз эффективных нефтенасыщенных толщин по данным геофизических исследований скважин и сейсморазведки в рифовых природных резервуарах верхнего девона. / **И.В. Колоколова** // «Геология рифов». сб. материалов к международной конференции. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2020. – С. 65-67.

28. **Колоколова И.В.** Прогноз эффективных нефтегазонасыщенных толщин в карбонатных отложениях на основе новых подходов к картированию природных резервуаров/ **И.В. Колоколова**, Е.М. Данилова, М.Н. Попова // «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии» сб. материалов к конференции. – Казань, 2020. – С.126-128.

29. **Колоколова И.В.** Новые методические приемы выделения и картирования природных резервуаров для подземного хранения водорода в выработанных месторождениях углеводородов. [Электронный ресурс] / **И.В. Колоколова**, И.Н. Коновалова // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2020. – № 30 – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_30/kolokolova-konovvalova.html