

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

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических
наук

Москва, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ		3
1.	СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ДОМАНИКОВО-ТУРНЕЙСКИХ РИФОГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ	10
2.	ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДОМАНИКОВО-ТУРНЕЙСКИХ РИФОГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ	17
3	МЕТОДИКА И КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ И ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ РИФОГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ	36
	3.1 Методика и теоретические основы исследования	36
	3.2 Критерии выделения и прогноза нефтегазоперспективных рифогенных природных резервуаров	42
4	ПОСТРОЕНИЕ НОВЫХ МОДЕЛЕЙ ДОМАНИКОВО-ТУРНЕЙСКИХ РИФОГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ПРИМЕРЕ РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ	54
5	РАЗРАБОТКА СХЕМ УПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫМИ ПРОЦЕССАМИ	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		121
СПИСОК ИЛЛЮСТРИРОВАННОГО МАТЕРИАЛА		
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ		123

ВВЕДЕНИЕ

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 ($K_p \cdot h_{эф}$).

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 НПП, 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; атрибутивный 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.

1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ДОМАНИКОВО-ТУРНЕЙСКИХ РИФОГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

История геологического изучения доманиково-турнейских природных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, относящихся к одноименному нефтегазоносному комплексу (НГК), насчитывает более 200 лет.

Весомый вклад в изучение комплекса внесли ученые и геологи-производственники: Алабушин А. 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., Кушнарцева Т.И., Малышева Е. О., 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.

Первые труды появились в 1809 году (Т.С. Борноволоков). Были выделены залежи горючего сланца (доманикита) на берегах реки Ухта и дана их макроскопическая и химическая характеристика. В 1843 году впервые выполнено геологическое описание, составлена карта Печорского края, и обоснована нефтеносность Ухтинского района. А.А. Кайзерлинг сделал вывод, что «носителем нефти является доманик-мергеливо-глинистый сланец, пропитанный нефтью» (А.А. Кайзерлинг и П.И. Крузенштерн). А в 1889-1890 гг. Ф.Н.Чернышев, Д.В. Наливкин впервые выделил в пределах Тиманского края девонские отложения [1].

1929 год (21 августа) – начало планомерных работ на Европейском севере России, в том числе целенаправленное изучение отложений верхнего девона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, которое условно можно

разделить на четыре этапа (1929 - 1960, 1961-1969, 1976 - 1989, 1990 по настоящее время).

В течение первого этапа (1929-1960) геологами ТП НГП был выполнен большой объем производственных геологических и научных исследований. В результате этих работ составлена стратиграфическая схема девонских отложений Южного Тимана: выделены доманиковская, ветлаская, сирачовская и ухтинская свиты во франском ярусе и ижемская – в фаменском (А.А. Амосов, А.И. Соколовский, Н.Н. Тихонович, А.Н. Чернов, Д.В. Наливкин и др.); определены объемы франского и фаменского ярусов (А.Н. Розанов, 1941); на Нижнеомринской площади в разрезах фаменского яруса выделены нижний и верхний подъярусы (В.А. Разницын, 1951), в составе нижнефаменского подъяруса - задонский и елецкий горизонты в Буркемском районе (З.И. Цзю, 1955).

Большую роль в стратификации комплекса сыграло систематическое изучение их фауны и флоры. Фауна брахиопод обрабатывалась А.И. Ляшенко, М.И. Нефедовой, Н.Н. Фотиевой, остракод - Г.П. Мартыновой, Г.В. Солопекиной, В.А. Чижовой, фораминифер - А.В. Дуркиной, споры и пыльца определялись И.А. Войтович, В.Н. Гольцман, В.Ф. Сенновой, Л.Г. Раскатовой, Г.М. Шишиной [2].

Полученные данные в период с 1929 по 1960 годы послужили основой для начала поисков залежей УВ в карбонатных рифогенных отложениях верхнего девона.

Второй этап (1961-1969) ознаменовался открытием залежи нефти в рифогенных отложениях доманиково-турнейского НГК на Западно-Тэбукском месторождении. Это явилось началом промышленного освоения верхнедевонских рифогенных систем.

Данные бурения и сейсморазведки позволили выделить три типа разреза, каждый из которых отвечал особой структурно-фациальной зоне: центральная из которых сложена рифогенными известняками [3]. В 1969 году разработана первая модель верхнедевонских отложений, включающая зоны барьерных рифов доманиковского, сирачовского, ухтинского возрастов в южной части ТП НГП [4,5].

Параллельно с полученными знаниями появилось много неясных вопросов по строению рифовых объектов, их роли в формировании ловушек и залежей, неоднозначно интерпретируемых различными исследователями, многие из которых скептически высказывались о перспективах комплекса. Только мощные дебиты (более 1000 т/сут) на Харьягинском месторождении (скв.44) заставили обратить на рифы верхнего девона пристальное научное и практическое внимание (1976) [6]. Начался 3 этап (1976-1989) изучения доманиково-турнейского НГК, который характеризовался резким усилением сейсморазведочных работ с увеличением объемов более чем в 2 раза. Был осуществлен полный переход сейсморазведки с МОВ на МОГТ, внедрены цифровые регистрирующие комплексы, высокоэффективные обрабатывающие системы на базе ЭВМ, новые промыслово-геофизические методы, повысилось качество вскрытия разреза.

Для выбора оптимальной методики и рационального комплекса поисков рифогенных ловушек в верхнем девоне в конце 70-х годов прошлого века отрабатывается опытный полигон в пределах Западно-Тэбукской площади на основе комплексирования методов разведочной геофизики, детализационной сейсморазведки и бурения. Авторами и инициаторами работ стали Б.Я. Вассерман, А.С. Бушуев, В.Б. Ростовщиков, Г.М. Фирер, Н.Д. Матвиевская и другие. В это же время начинается широкомасштабное поисковое и разведочное бурение в пределах провинции [7].

Одновременно с сейсморазведочными исследованиями и бурением проводятся тематические и научно-исследовательские работы по: детализации литолого-стратиграфических схем; изучению условий формирования и сохранения залежей УВ в рифах; оценке перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейского НГК. В результате: разработана унифицированная литолого-стратиграфическая схема девонских отложений (Т.И. Кушнарева, В.Н. Тихий, Л.В. Пармузина и др., 1980-1989); составлены литолого-фациальные карты верхнедевонского комплекса (П.Н. Кокин, Л.А. Гобанов, Б.П. Богданов и др., 1983-1989); определены источники УВ, изучены условия формирования зон

нефтегазонакопления, выполнена оценка перспектив нефтегазоносности (С.А. Данилевский, 1981; З.П. Складова, 1988; Б.Я. Вассерман, Н.Д. Матвиевская, В.А. Дедеев, В.И. Богацкий, Е.Б. Шафран, Б.П. Богданов и др., 1980-1989) [8,9].

Результатом научных и практических геолого-геофизических исследований, а также бурения стали многочисленные открытия в верхнедевонских рифах. С начала 1980 года установлены промышленные залежи УВ на Аресской, Северо-Аресской и Западно-Аресской площадях. Выявлена рифогенная зона в центральной части Ижма-Печорской впадины, получен промышленный приток нефти на Низевой площади. Подтверждены прогнозные зоны развития разновозрастных барьерных рифов в Денисовской впадине открытиями на Северо-Командиршорской, Командиршорской-2 и Верхне-Амдермаельской площадях. В Хорейверской впадине установлена промышленная продуктивность на Южно-Баганском, Баганском, Северо-Баганском, Хатаяском, Мусюршорском, Верхне-Колвинском, Восточно-Харьягинском, Дюсюшевском и Северо-Хоседаюском месторождениях [10].

За 20 лет геологоразведчики добились значительных успехов в изучении и освоении рифогенных отложений верхнего девона. Решающая роль в этом принадлежит повышению эффективности сейсморазведочных (коренное перевооружение сейсморазведки) и буровых работ. В научном плане этому способствовали: развитие новых методик прогнозирования геологического разреза – сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализы, позволившие более точно выделять зоны улучшенных коллекторов и качественно подготавливать рифовые объекты под бурение [11].

Активная фаза поисков и разведки залежей УВ в рифах верхнего девона заканчивается в 1990 году – началом четвертого этапа, связанным с принятием нового закона о недрах в Российской Федерации, который определил ведение работ по поискам месторождений на конкурсной лицензионной основе. Это способствовало резкому снижению объемов и темпов ГРП в регионе. Но, несмотря на экономическую нестабильность, начиная с 2000 года в результате

совместной работы 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) в рифогенных отложениях верхнего девона:

- открыто 10 новых месторождений нефти и газа: Верхневольминское (2006), Восточно-Ламбейшорское (2011), им. Алабушина, Южно-Баяндыское (2014), Прохоровское, Верхнеипатское (2018); Осваньюрское (2007), и другие. Все месторождения открыты по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3Д [12];

- пересмотрены и уточнены литолого-фациальные карты для франского и фаменского ярусов: доманикового горизонта, верхнефранского подъяруса, волгоградского горизонта, задонского+елецкого+усть-печорского горизонтов, джебольского надгоризонта;

- прослежены франские и задонско-елецкие барьерные рифы. Уточнено строение Веяжской, Южно-Баганской, Южно-Салюкинской, Баяндынской, Диньель-Югидьельской верхнедевонских атолловидных построек. Впервые выделен и закартирован Юрвож-Кылымбельский атолл;

- построена карта развития доманиково-турнейского карбонатного природного резервуара (ПР) [13].

Детализация литолого-фациальных схем, ревизия старых и результаты новых сейсморазведочных работ, комплексирование с данными бурения позволили выделить перспективные территории поисков залежей УВ в доманиково-турнейских природных резервуарах:

1. Предуральский краевой прогиб. Здесь в пределах Верхнепечорской впадины по результатам сейсморазведочных исследований выделены перспективные: Динью-Югидьельский, Юрвож-Кылымбельский, Югид-Вуктыльский, Западно-Вуктыльский атоллы. По оценке ООО «ТП НИЦ» ресурсный потенциал только Динью-Югидьельского атолла составляет более 40 млн. тонн локализованных и более 100 млн. тонн нелокализованных [14.15]. Не

меньшими перспективами обладают Среднепечорское поднятие, Косью-Роговская впадина [16], гряда Чернышева [17,18], горст Чернова и вал Сорокина [19];

2. в северной части Ижма-Печорской впадины (ИПВ) выделены доманиковый полициклический барьерный риф длиной до 900 км, который может состоять из 100 отдельных структур, атоллвидные постройки с обрамляющими рифами – 40 структур, одиночные рифы – свыше 10 построек. Общее число рифовых локальных объектов может составить около 150 единиц, что является существенной базой для наращивания запасов нефти [20];

3. в центральной части Ижма-Печорской впадины (Ермоловская, Висовская площади и др.) ревизия пробуренных скважин подтвердила наличие продуктивных интервалов в разрезе верхнедевонских отложений. По результатам проведенных сейсморазведочных работ МОГТ-3D были установлены причины отсутствия притоков УВ – все скважины пробурены не в оптимальных структурных условиях [21];

4. в пределах Цильегорской депрессии (Хорейверская впадина) сейсморазведкой закартированы несколько атоллвидных рифогенных построек: Нерутынская, Мукеркамылькская, Северо-Мукеркамылькская, Северо-Молваюская, Восточно-Молваюская, Южно-Салюкинская; подготовлено к бурению значительное число перспективных рифовых объектов; получены первые притоки нефти на Нерутынском и Северо-Мукеркамыльском месторождениях в северной части депрессии и рядом на гряде Чернышева на Хоседаю-Неруюском [22,23].

Экспертные оценки показывают, что извлекаемые ресурсы нефти и свободного газа в рифовых объектах верхнего девона на вышеперечисленных площадях могут составить сотни млн. тонн условного топлива (т.у.т.), что доказывает их высокую нефтегазоперспективность [24].

В тоже время за последние годы отмечается низкая эффективность поисков и разведки рифогенных ловушек. Из 114 месторождений, числящихся на Государственном балансе [25], только десять открыто за последние двадцать лет. По мнению автора, несмотря на большой объем проведенных к настоящему

времени работ, отмечается недостаточная детальность локального прогноза нефтегазоносности рифогенных массивов. Нет четких критериев подготовки объектов к бурению. Проблемными остаются вопросы наличия надежных флюидоупоров, в том числе внутририфовых, и размещения высокочемких коллекторов под ними. Без решения этих двух составляющих локальный прогноз нефтегазоносности доманиково-турнейских природных резервуаров будет оставаться на низком уровне.

Необходимость дальнейшего развития научных разработок в области строения рифогенных природных резервуаров, определение, направлений и выбора соответствующих поставленным задачам методик и комплекса геологоразведочных работ является главным условием стабилизации и повышения эффективности открытия новых рентабельных месторождений с высокодебитными залежами УВ в доманиково-турнейском НГК не только в Тимано-Печорской провинции, но и в других нефтегазоносных районах Европейской части России.

2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДОМАНИКОВО - ТУРНЕЙСКИХ РИФОГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

В главе приведены общие сведения по литологическому составу, стратиграфии, условиям образования верхнедевонских карбонатных отложений, охарактеризовано геологическое строение доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров (ПР) ТП НГП и их нефтегазоносность.

В качестве основных рабочих материалов использованы монографии «Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность» (Л.В. Пармузина, 2007) [2], «Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции» (Е.Л. Теплов и др., 2011) [26], Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических) "Тимано-Печорского седиментационного бассейна» и объяснительная записка к нему (З.В. Ларионова и др., 2000-2002) [27, 28].

Доманиково-турнейский НГК охватывает стратиграфический интервал от подошвы доманикового горизонта франского яруса до кровли турнейского яруса нижнего карбона. Практически на всей территории провинции согласно залегает на саргаевских отложениях и перекрывается визейскими отложениями. Общая мощность комплекса изменяется от 300-600 м до 2600 м; максимальные толщины характерны для Печоро-Колвинского авлакогена, Варандей-Адзвинской структурной зоны, юго-востока Ижма-Печорской впадины и впадин Предуральского прогиба. В них прослежены максимальные глубины залегания: до 4,5 км в Верхнепечорской впадине и до 7,5 км в Косью-Роговской [29].

Литологически комплекс представлен сложно сочетающимися отложениями рифогенных, склоновых, депрессионных фаций и компенсирующих их толщ заполнения. Это связано с его формированием, которое происходило в условиях трансгрессивно-регрессивного накопления осадков при общей миграции бассейна с северо-запада на юго-восток в сторону Уральской геосинклинали [30].

Наибольшим нефтегазоматеринским потенциалом обладают органические вещества (ОВ) доманикоидных отложений.

Субрегиональным экраном в регионе считаются визейские (C_{1V}) глинистые отложения. Основными зональными и локальными флюидоупорами являются пласты глинистых толщ (репер «Г» ($RpГ$) елецкого горизонта, усть-печорский репер и пласт в нижней части верхнего фамена) [31].

В строении резервуаров участвуют породы промежуточных рассеивающих толщ.

Коллекторами являются карбонатные породы порового, трещинно-каверново-порового типов. Коллекторские толщи характеризуются сильной латеральной изменчивостью [32].

Залежи УВ приурочены к структурным, структурно-литологическим (структурно-рифовым) и литологически ограниченными ловушкам.

По условиям образования ПР комплекса делятся на: мелководно-шельфовые, рифогенные, и депрессионные, или относительно глубоководно-шельфовые (именуемые доманикоидными) (Рисунок 2.1) [33].

Основная продуктивность комплекса связывается со сложнопостроенными рифогенными и мелководно-шельфовыми ПР.

Мелководно-шельфовые природные резервуары (МШ ПР).

МШ ПР сформированы в елецкое, ранне-поздне-усть-печорское, джебольское и турнейское время, имеют выдержанное площадное распространение и постепенно нарастающую в восточном направлении толщину от единиц до десятков метров. Различают три зоны распространения резервуаров [34].

Первая зона расположена на западе провинции до барьерных рифов, где карбонатные пласты имеют минимальные толщины. Коллекторы здесь разрознены, чаще связаны с прослоями и линзами биокластовых, ооидных известняков, иногда доломитизированных, вторично выщелоченных, толщиной 0,5-3,5 м. Пористость достигает 7-12 %, а иногда и более (до 22 %), проницаемость 1-5 мД, эффективные толщины – 5-10 % от общих.

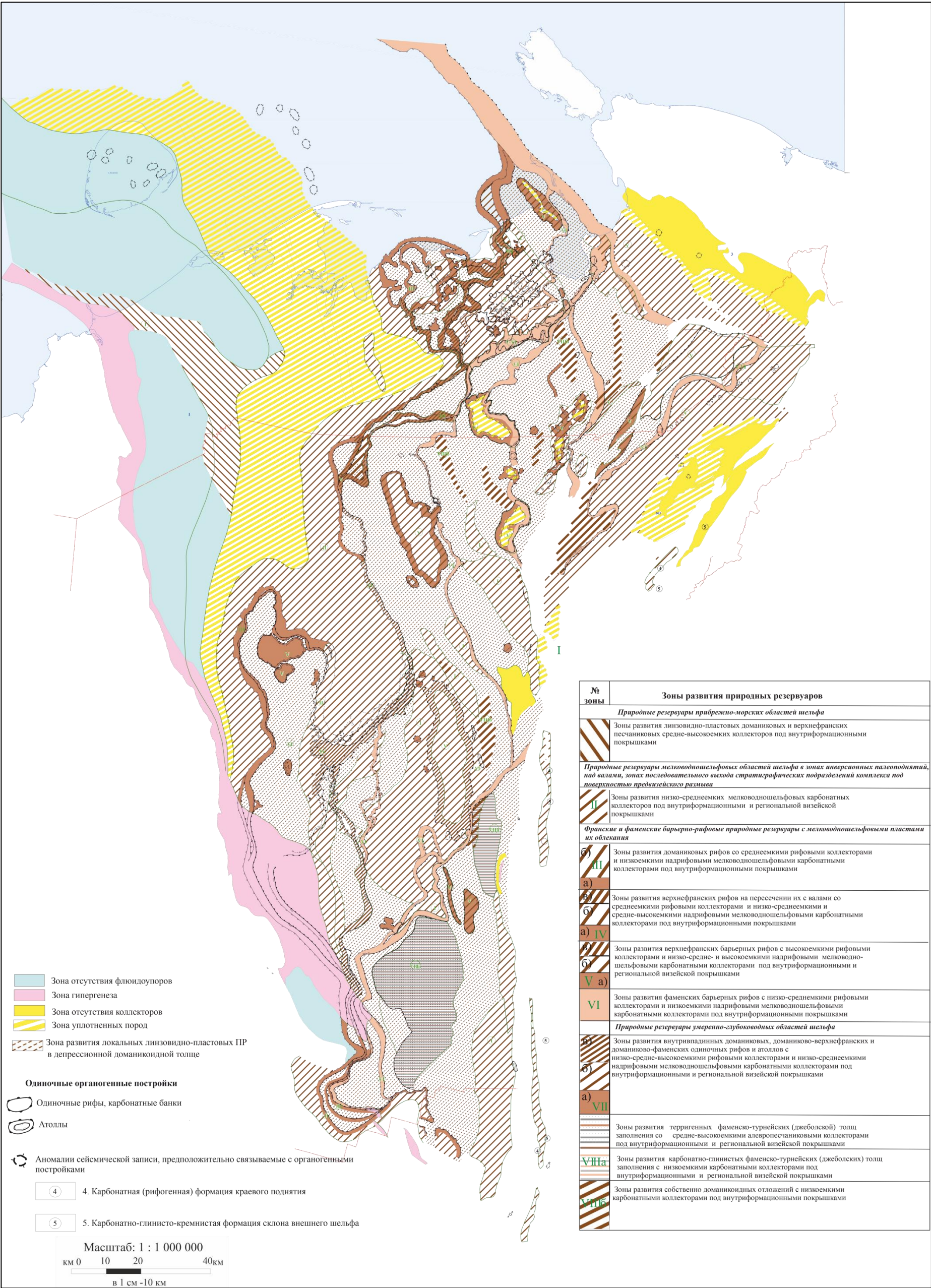


Рисунок 2.1 - Карта развития природных резервуаров доманиково-турнейского карбонатного НГК (ТП НИЦ, 2012) [26]

Преобладающий тип коллектора каверново-поровый.

Примером может служить Лузское месторождение нефти, где скопления углеводородов установлены в фаменском пласте Φ_0 , сформированных на пологом склоне мелководного шельфа. Общая мощность продуктивного пласта составляет 6 м, эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 3,4 м до 5,6 м. Пористость изменяется от 1,4-3,6 % до 11-22 %. Флюидоупором является глинистый пласт «РрГ» в кровле задонского горизонта нижнефаменского подъяруса. Залежь пластовая, сводовая, приурочена к ловушке антиклинального типа.

Вторая зона расположена в полосе распространения франских барьерных рифов. Коллекторами в этой зоне обычно являются фаменские пласты облекания (пласты Φ_0 и Φ_1 - Φ_5) рифогенных построек в пределах центральной части Ижма-Печорской синеклизы, Печоро-Колвинского авлакогена, а также территории Хорейверской впадины и в Варандей-Адзвинской структурной зоны [35]. Флюидоупорами чаще всего служат глинистые и глинисто-карбонатные породы межпластовых пачек, а также «РрГ».

Резервуары, приуроченные к пластам облекания, имеют широкое распространение. Для них характерна латеральная миграция УВ. Объединяясь с рифогенными массивами или надрифовыми образованиями, они часто формируют сложные природные резервуары.

Пласты-коллекторы представлены биокластовыми, ооидными известняками и вторичными доломитами. Фильтрационно-емкостные свойства их несколько ниже, чем во франских органогенных постройках, а распределение неравномерно и имеет мозаичный характер. Вследствие своего сводового положения над рифами, образования мелководного шельфа при уплотнении осадков в зарифовой и предрифовой областях приобрели улучшенные коллекторские свойства за счет растрескивания и последующего выщелачивания пород над куполами построек. Пористость коллекторов может достигать 12-20%, проницаемость - сотен мД, эффективные толщины - 20-30 % от общих. Преобладающий тип коллекторов трещинно-каверново-поровый. Основная часть пустотного пространства

вторична. Перспективы нефтеносности связываются с надрифовыми фаменскими карбонатными пластами задонского (пласт Φ_0 , Φ_{el}), елецкого (пласты Φ_1 , Φ_2 , Φ_3 , Φ_4) и усть-печорского (пласт Φ_5) горизонтов в структурах облекания органогенных построек [36].

Пласт Φ_0 , непосредственно перекрывающий евланово-ливенские рифы и имеющий с ними гидродинамическую связь, считается одним из перспективных объектов. Отрицательным фактором для пласта Φ_0 является наличие над ним промежуточного слоя (пласт Φ_{el}) на отдельных участках. Флюидоупором служит глинисто-мергелистая пачка «RpГ». Карбонатный пласт задонского горизонта Φ_{el} не содержит коллекторов и является толщей рассеивания. Лишь в немногих случаях в пачке Φ_{el} выделяются коллекторы. К ним приурочены залежи нефти на Западно-Тэбукском и Южно-Терехевейском месторождениях, где получены незначительные притоки нефти в скважинах 6-Турышевская, 31-Талыйюская, 24-Сотчемьюская. Надежным экраном для коллекторов пласта Φ_{el} , а также пласта Φ_0 служит глинисто-карбонатная пачка «RpГ» в кровле задонского горизонта, сложенная преимущественно мергелями с прослоями аргиллитов и глинистых известняков.

Пласт Φ_1 залегает под маломощной глинистой межпластовой пачкой, выдержанной по всей территории, которая играет роль экрана. Коллекторские свойства пласта низкие (пористость - 6-7 %). В южном направлении они улучшаются - значения пористости достигают 10-14 %, а иногда и более. Незначительные притоки флюидов были получены в скважине 31-Талыйюская - нефть 1,8 м³/сут, 7-Аресская - вода.

Пласт Φ_2 залегает под карбонатно-глинистой пачкой, являющейся флюидоупором низкого качества. Коллекторские свойства пласта по ГИС хорошие, пористость по НГК составляет от 10-17 % до 20 %. В западном направлении отмечается ухудшение ФЕС. Так на Западно-Аресском месторождении пористость пласта Φ_2 по НГК составляет 7-14 % при проницаемости 2,67 мД. Продуктивность пласта Φ_2 установлена на Турышевском,

Западно-Аресском и Северо-Аресском месторождениях, а также на Западно-Ираельской площади.

Пласты Φ_3 и Φ_4 залегают почти друг над другом и отделены плохо проницаемой пачкой глинисто-карбонатных пород толщиной до 16-25 м, выдержанной по всей территории, но, по имеющимся данным ГИС, не являющейся экраном. Коллекторские свойства пластов по ГИС удовлетворительные, пористость составляет 7,5-14 %, иногда увеличивается до 21 %.

Перспективы пласта Φ_3 пока не доказаны. Он или обводнен, так как над ним отсутствует флюидоупор, или не содержит коллекторов.

Пласт Φ_4 , сложенный органогенно-обломочными и детритовыми известняками, залегают выше пласта Φ_3 на 5-15 м. Пористость пород по ГИС 10-15 %. В пробуренных скважинах пласт Φ_4 чаще обводнен, возможно, из-за отсутствия локального экрана. Продуктивность его подтверждена получением притока нефти дебитом 2 м³/сут. в скв. 11-Аресская, где пласт Φ_4 залегают непосредственно под визейским глинистым флюидоупором и в Хорейверской впадине в скв. 1-Средне-Янемдейская, где он перекрыт глинистой пачкой «Rp up» в основании усть-печорского горизонта.

Пласт Φ_5 залегают под мощной карбонатно-глинистой пачкой («Rp up»), выдержанной по всей территории, но считающейся флюидоупором низкого качества. Коллекторские свойства пласта по ГИС удовлетворительные, пористость составляет 7,5-13 %. К этому пласту приурочена залежь нефти на Западно-Тэбукском месторождении.

Примером мелководно-шельфовых резервуаров в зоне распространения франских барьерных рифов могут служить Западно- и Южно-Тэбукское, Кабанты-Висовское и Южно-Терехевейское месторождения нефти (Рисунок 2.2).

Третья зона природных резервуаров мелководно-шельфовой области связана со стратиграфическим выклиниванием фаменско-турнейских отложений на участке последовательного размыва и выхода их под визейскую глинистую пачку. Находится эта зона на востоке провинции над территорией

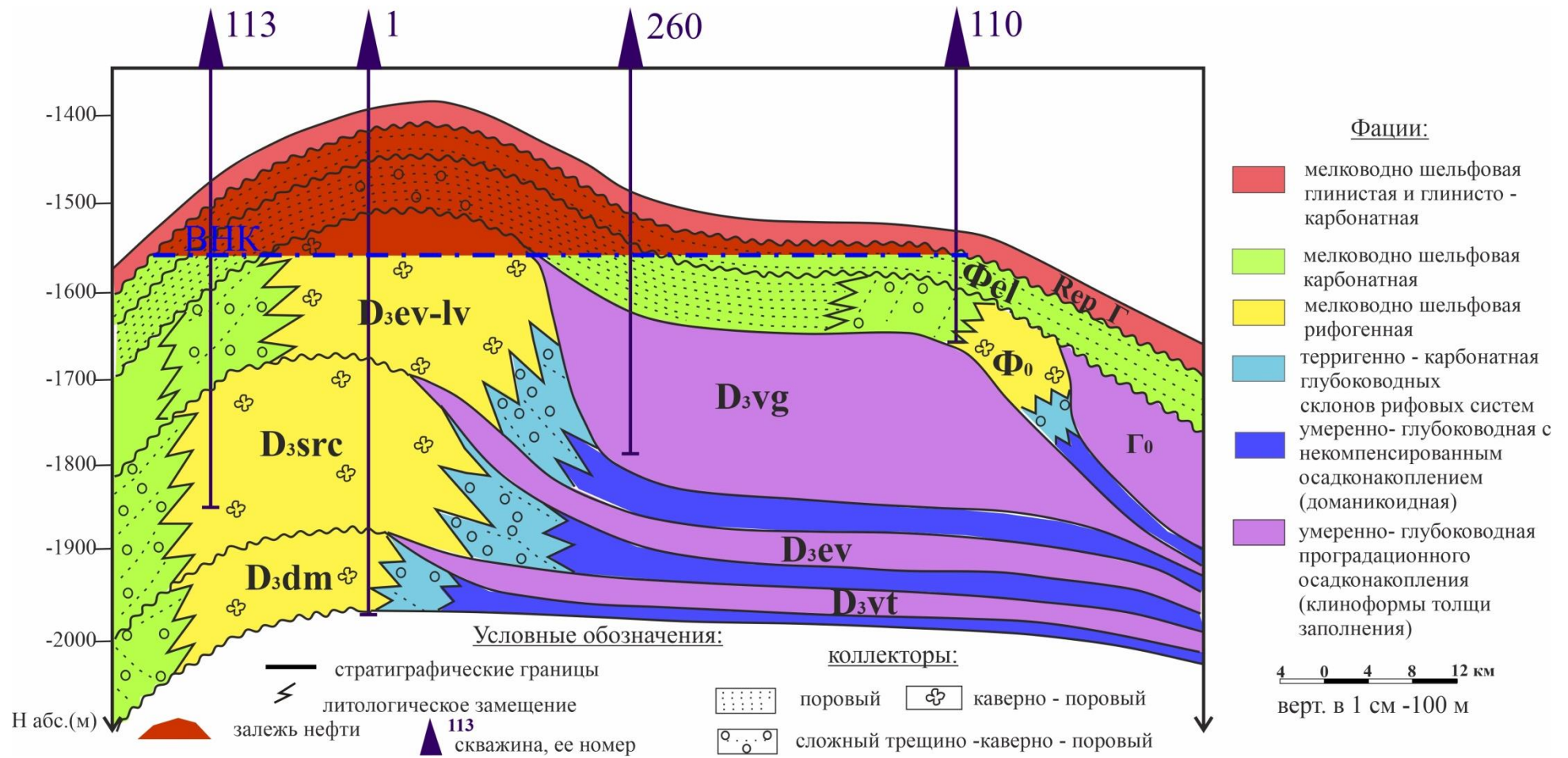


Рисунок 2.2 - Схема строения франско-фаменского природного резервуара барьерного типа. Южно-Терехевейское месторождение (Колоколова И.В. по материалам Москаленко К. А.) [26]

распространения фаменских толщ заполнения, а также в центральной части Ижма-Печорской впадины, где наблюдается постепенное срезание фаменских и частично франских мелководно-шельфовых отложений, перекрытых глинистыми породами в основании визейского яруса.

Коллекторские свойства пород здесь обусловлены в основном вторичными процессами, связанными с предвизейским стратиграфическим перерывом. Пористость может достигать 10-12 %, проницаемость - десятков мД, эффективные толщины - 10-15 % от общих. Преобладающие типы коллекторов - поровый и каверново-поровый. Экранирующими толщами являются фаменско-турнейские глинисто-мергельные и известняково-глинистые пачки зонального и локального распространения, а чаще-субрегиональный глинистый визейский флюидоупор с толщинами до 10 м. Между экраном и коллектором часто расположены пачки глинисто-карбонатных пород промежуточных толщ. Как правило, это в разной степени глинистые и микритовые известняки [37].

Рифогенные ПР.

Резервуары в рифогенных образованиях имеют зональное распространение и в зависимости от генезиса рифов и их пространственного положения, подразделяются на барьерные на краю относительно глубоководной впадины на шельфе, одиночные, расположенные внутри этой впадины и краевые, ограничивающие весь шельф с востока [38].

1. Барьерные рифогенные ПР.

Коллекторы в резервуарах рифовых систем барьерного типа сложены известняками органогенными и развитыми по ним вторичными доломитами. Имеют зональное распространение. Стратиграфически приурочены к доманиково-фаменской части разреза.

Франские и фаменские барьерные сооружения отличаются друг от друга внутренним строением. В первых преобладают биогермные и водорослевые известняки с каркасными рифостроящими организмами и водорослями, во вторых - чаще развиты сферово-узорчатые и строматолитоподобные

водорослевые известняки, что повлияло на формирование первичного порового пространства, а в последующем и на строение резервуаров.

В франских рифогенных системах коллекторам присуща высокая неоднородность: участки каркасного строения с открытой пористостью 20-30 %, проницаемостью до 2000 мД соседствуют с низко-среднеемкими блоками (7-12 % и 1-80 мД, соответственно). Толщины отдельных рифогенных массивов составляют 100-300 м, достигая 450-500 м в многоэтапных постройках. Лучшие коллекторы имеют ширину до 500-800 м при общей ширине постройки до 2 км (30 % от ее площади) [39].

Резервуары барьерного типа разделяют на простые и сложные.

Простые резервуары известны в рифогенных системах доманикового, сирачойского и ливенского возраста и разобщены в пространстве, выделены на Низевой, Демаельской, Макарьельской (Рисунок 2.3), Западно-Аресской, Сев. Аресской, Западно-Тэбукской, Южно-Кыкаельской, Расьюской, Турчаниновской и других площадях на западе ТП НГП. Пористость рифогенных известняков и доломитов по керну меняется в пределах от 9,54 до 21,90 % при проницаемости от 1,07 до 48,75 мД или до 568,21 мД (скв.4-Низевая). Строение простых рифовых резервуаров, расположенных на бровке мелкого шельфа, латерально неоднородно. Сложные резервуары в зоне распространения рифогенных систем подразделяются на два подтипа. Первые возникали при объединении пустотного пространства рифогенных массивов и карбонатных мелководно-шельфовых пластов облекания. В резервуарах такого типа между коллекторами и флюидоупорами часто встречаются породы промежуточных толщ. Такого типа резервуары в провинции хорошо изучены, и часто бывают продуктивными. Примером являются резервуары Западно-Тэбукской, Сотчемью-Аресской и Южно-Терехевейской площадей.

Вторые сформировались при совмещении двух (и более) разновозрастных рифогенных систем. Такие резервуары выделены в южной части Шапкина-Юрьяхинского вала, где открыты Пашпорское и Южно-Юрьяхинское месторождения нефти, а также на Западно-Гудырьельской, Макарьельской

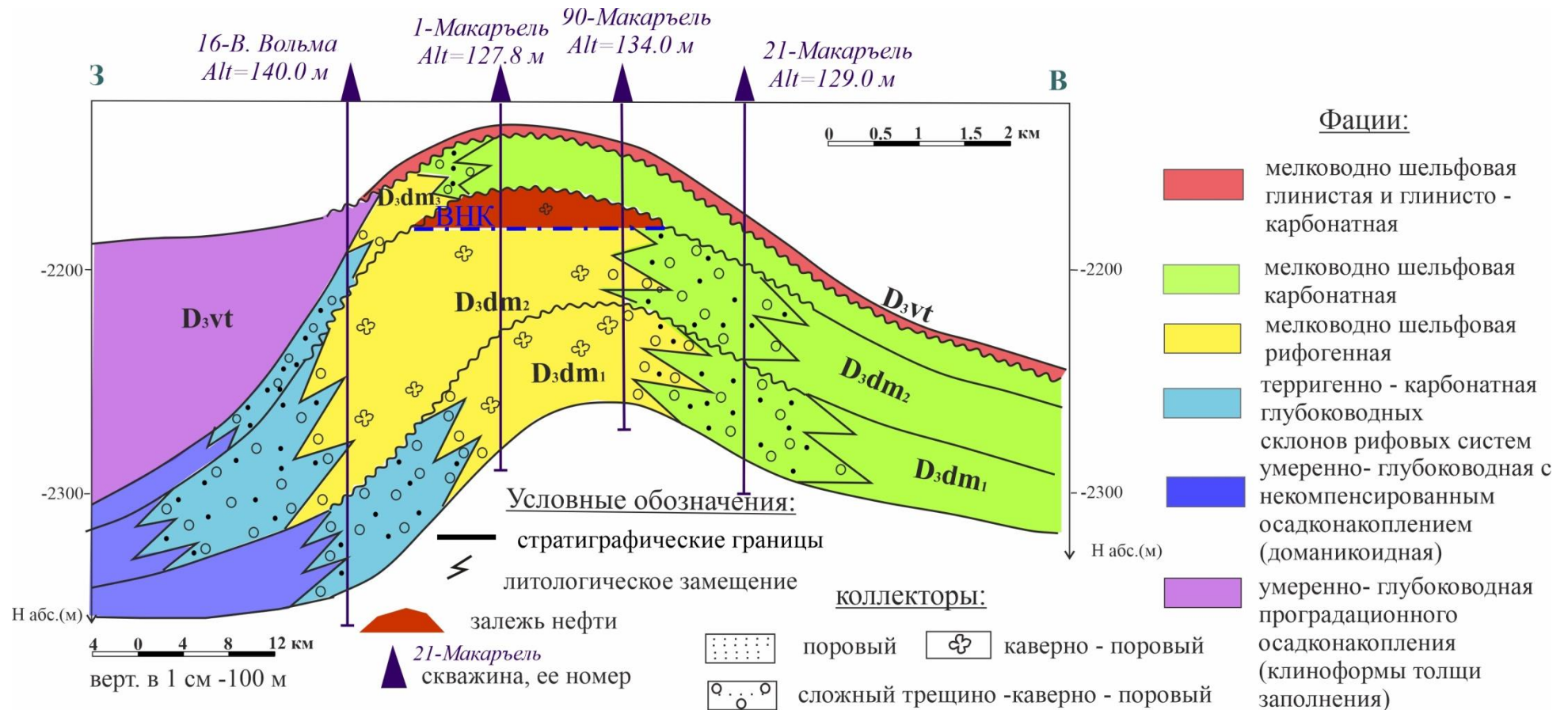


Рисунок 2.3 – Строение природного резервуара рифогенной постройки барьерного типа на Макарьельской площади (Колоколова И.В. по материалам Жемчуговой В.А., 1990 с дополнениями Москаленко К. А.) [26]

Каджером-Дозмерской и Ардалинской площадях (Рисунок 2.4-2.6) [40].

2. Рифогенные ПР в одиночных рифах.

Резервуары в одиночных рифах умеренно глубоководных шельфовых областей (атолловидные постройки, карбонатные банки) сформированы франско-фаменскими водорослевыми, органогенно-обломочными известняками и вторичными доломитами, аналогичных образованиям в барьерных сооружениях. К таким органогенным постройкам приурочены сложные комплексные резервуары, состоящие из массивной - рифовой части и пластовой - мелководно-шельфовой. Однако не исключается обнаружение и простых резервуаров в одиночных постройках при непосредственном перекрытии рифа глинами толщ заполнения [41].

По мнению многих специалистов сложные резервуары образуются при отсутствии флюидоупора между телом рифа и пластами облекания или плохом его качестве. Форма и размеры резервуаров обусловлены типом постройки и фациальным набором слагающих ее пород. В мелких одиночных постройках они образованы массивным резервуаром в теле франского рифа и пластовым в франско-фаменской толще облекания. Экранами являются перекрывающие их глинистые пласты и плотные карбонатные породы. Нередко между коллектором и флюидоупором присутствуют породы промежуточных толщ.

К таким резервуарам относятся ловушки в Чикшинской зоне нефтенакопления, связанной с верхнефранскими одиночными рифами и рифовыми банками в пределах Ронаель-Чикшинской ступени (Рисунок 2.7). Продуктивными являются фаменские пласты облекания.

Пример сложного комплексного резервуара органогенных построек и перекрывающих мелководно-шельфовых отложений выделен в полосе Центрально-Хорейверской группы палеоподнятий и в непосредственной близости от них - на Тэдинской, Пюсейской, Урернырдской, Янемдейской, Лапкотынской и других площадях. Рифогенные отложения доманикового горизонта образуют здесь цепочку одиночных органогенных построек, сформированных на отмельных участках в пределах некомпенсированной доманиковой впадины и

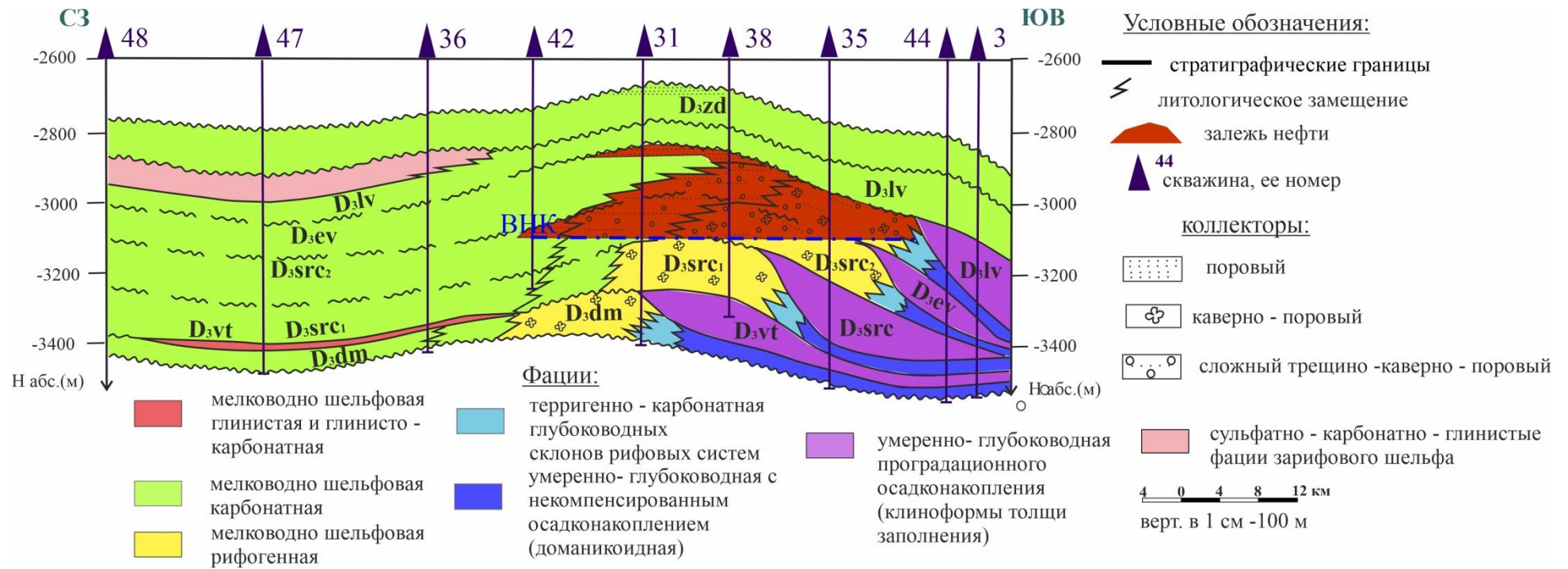


Рисунок 2.4 – Схема строения франского рифогенного сложного природного резервуара барьерного типа.

Пашпорское месторождение (Колоколова И.В., использованы материалы Пармузиной Л.В., 1989, Довжиковой Н.А., 1999, с дополнениями Москаленко К. А.) [26]

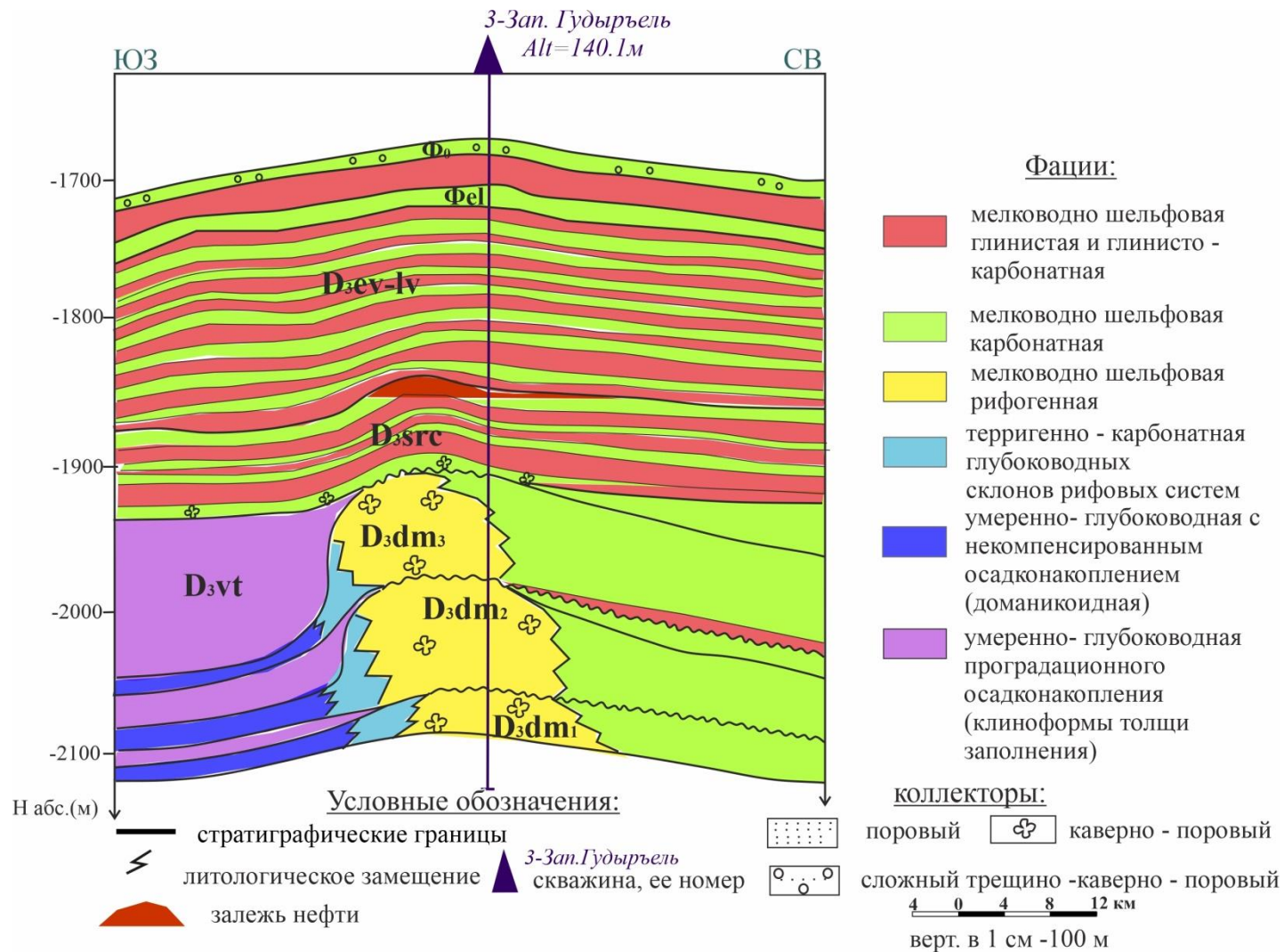


Рисунок 2.5 – Модель строения доманикового барьерного рифового и пластового мелководно - шельфового природного резервуара на Западно-Гудыр'елском участке Ижемской ступени ИПВ
(Колоколова И.В. по материалам ТП НИЦ) [26]

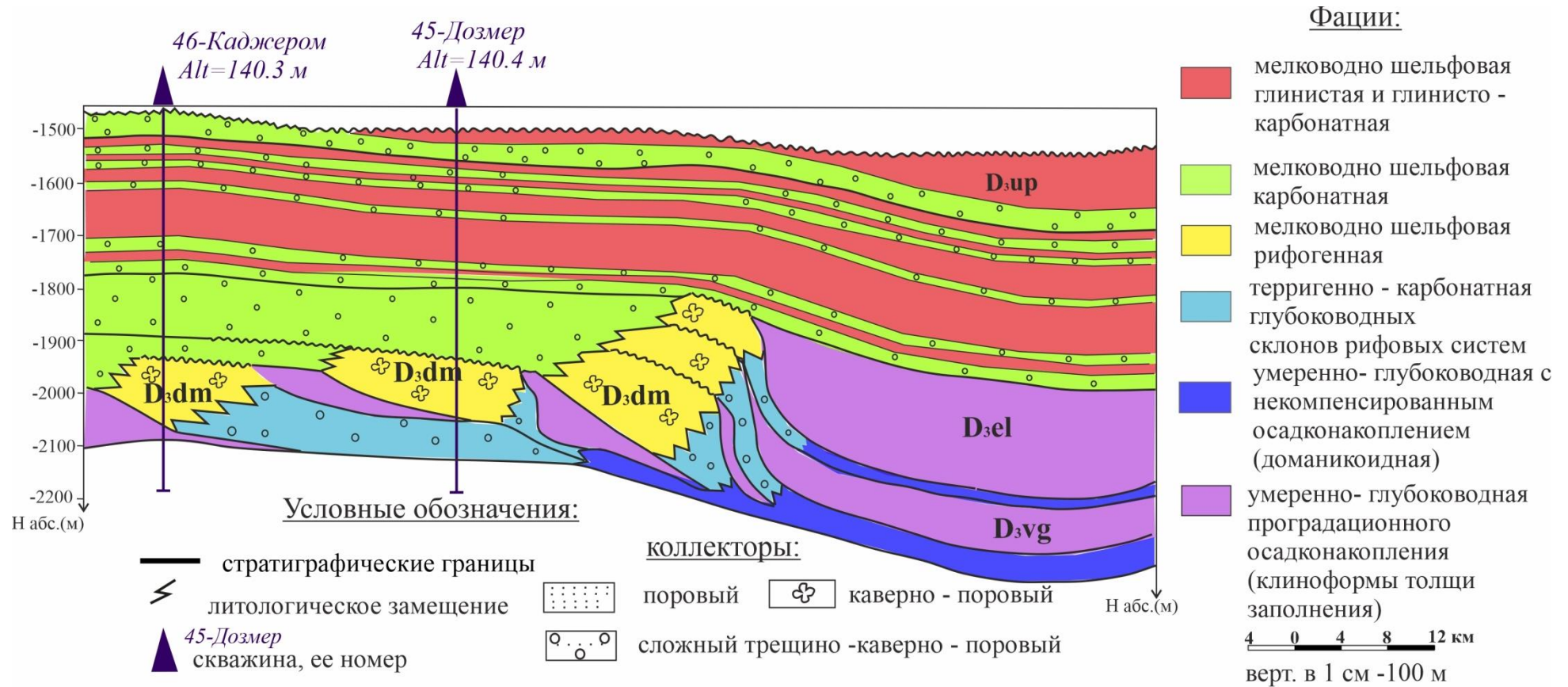


Рисунок 2.6 – Строение краевых мелководно-шельфовых и простых барьерных рифовых верхнедевонских природных резервуаров Лузской ступени (Колоколова И.В. по материалам ТП НИЦ) [26]

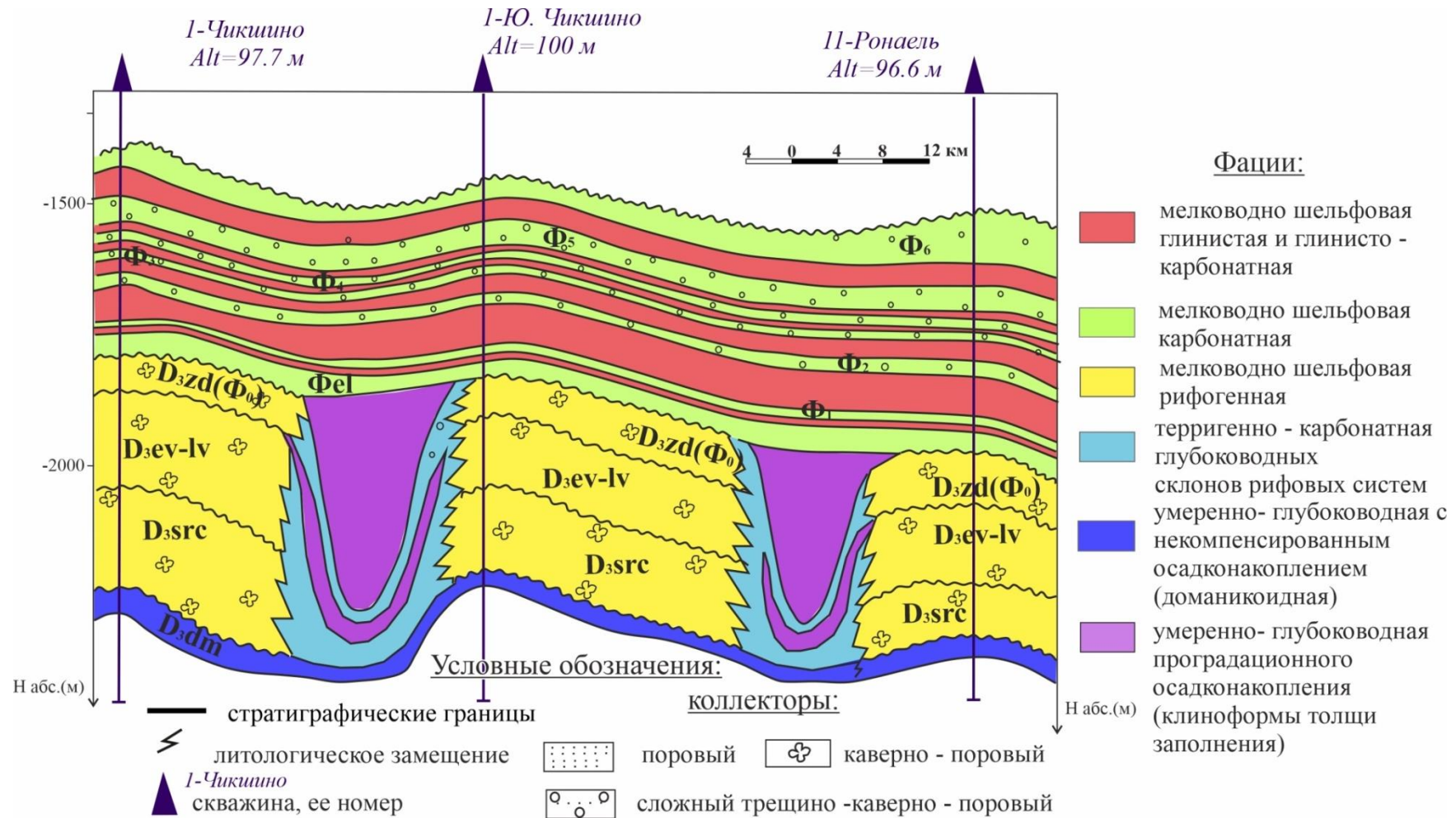


Рисунок 2.7 – Модель строения природных резервуаров одиночных рифовых построек франко-задонского возраста Южно-Чикшинской площади (Колоколова И.В. по материалам ТП НИЦ) [26]

приуроченных к конседиментационным палеоподнятиям. Доманиковые постройки являются цоколем для более поздних верхнефранских и нижнефаменских рифогенных сооружений. На Тэдинской площади резервуар образован доманиково-раннезадонской одиночной органогенной постройкой и пластами облекания позднезадонско елецкого и ранне-усть-печорского возраста [42].

Более крупные сооружения - атоллы на Южно-Болотной площади и в районе Изъяшор - Новая, Южно-Баганской и Веянской структурах имеют внешнюю кольцевую зону, по строению напоминающую барьерный риф, и внутреннюю лагунную часть (аналог зарифовых мелководно-шельфовых образований). Иногда над рифовыми постройками выделяются пласты облекания фаменского возраста (Сандивей, Северное Хоседаю). Такие ПР имеют сложное строение: массивные в кольцевой рифовой постройке, линзовидно-пластовые во внутренней лагуне и пластовые в перекрывающих их мелководно-шельфовых образованиях [43].

Коллекторские свойства пород в целом аналогичны таковым в барьерных сооружениях, возможно, несколько ниже. Это связано с меньшим гипергенным воздействием во время перерывов в процессе роста рифов. Пористость пород франской части разреза по отдельным скважинам Сандивейской площади варьирует в интервале от 11-16 % (скв.40-Сандивей), в скв. 1-В. Амдермаель 7,5-11% по НГК, проницаемость меняется от 1 до 1500 и более мД. Коэффициент эффективной мощности Сандивейской залежи 0,3-0,7 (0,4 - в склоновой части, 0,5-0,6 и более - в гребневой рифогенной, 0,25 - в лагунной).

Типовым примером природного резервуара, приуроченного к карбонатной атолловидной органогенной постройке доманикового возраста, являются Болотная и Южно-Болотная (Рисунок 2.8) карбонатные банки Болотной перспективной зоны нефтенакопления.

Примером природных резервуаров в одиночных рифах франского и фаменского ярусов на юге Хорейверской впадины являются Южно-Баганская, Веянская и Сандивейская карбонатные банки [44].

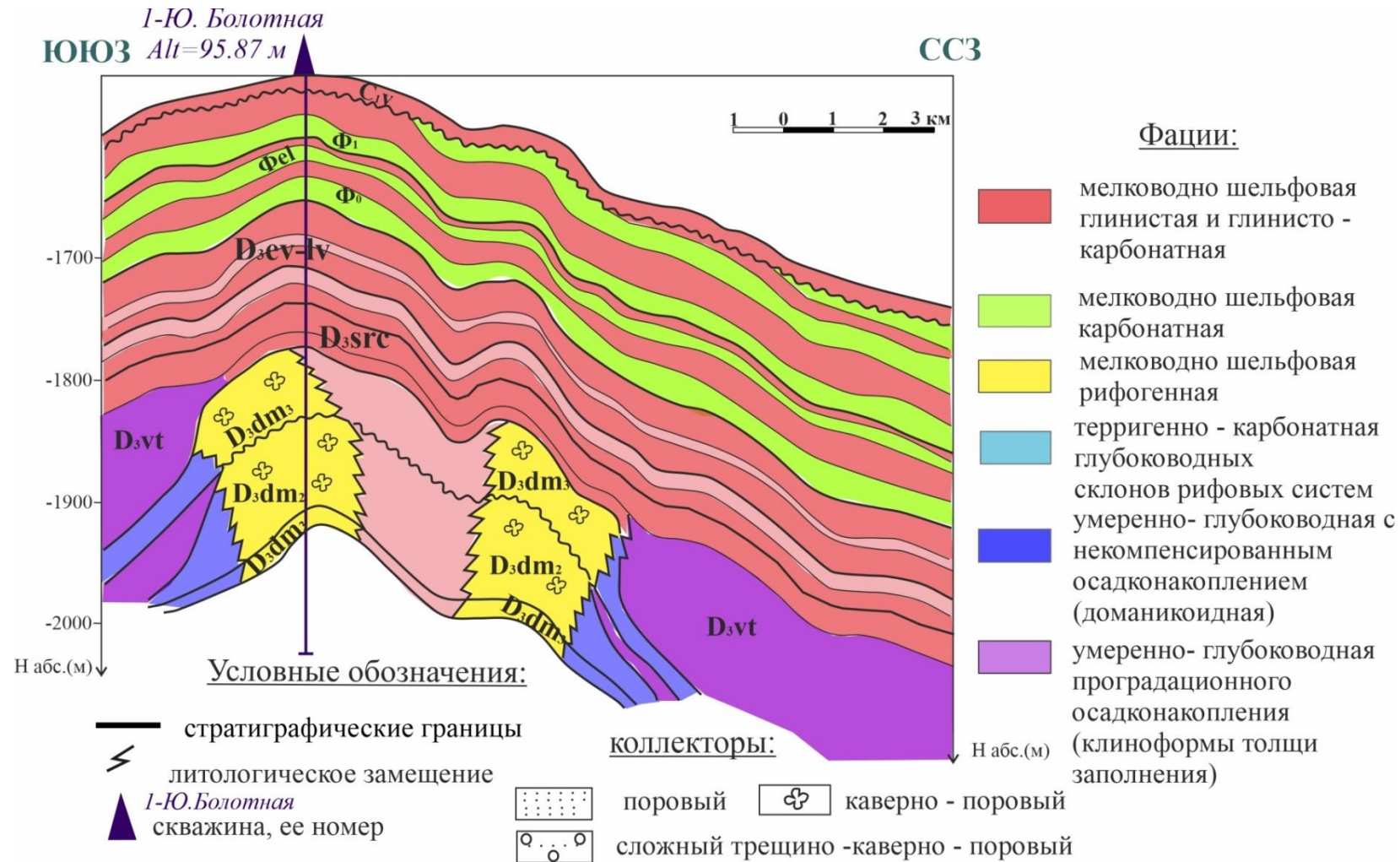


Рисунок 2.8 – Фациальная модель строения природного резервуара доманиковой атоллвидной постройки Южно-Болотной площади Нерицкой ступени ИПВ (Колоколова И.В. по материалам ТП НИЦ) [26]

Залежь нефти на Мусюршорском месторождении в северной части Сандивейской карбонатной банки приурочена к своду органогенной постройки доманиково-елецкого возраста. Коллекторы представлены известняками органогенно-обломочными с каверново-поровым типом емкости. Величина пористости исследованных образцов изменяется от 4 до 12,5 %. Проницаемость продуктивных отложений по гидродинамическим данным в скв.60 составляет 382,2 мД. В керне породы-коллекторы с высокими фильтрационно-емкостными свойствами практически не представлены. Флюидоупором являются глинисто-карбонатные отложения в основании усть-печорского горизонта. Залежь открыта в 1983 году скважиной 30-Сандивейская, в которой был получен приток нефти дебитом 1420 м³/сут. Залежь приближена к поверхности предвизейского стратиграфического перерыва.

Карбонатные постройки простых и сложных природных резервуаров в одиночных рифах в пределах шельфовых депрессий имеют своеобразное строение, обусловленное вертикальным чередованием пластов коллекторов, представленных биогермными и водорослевыми известняками и промежуточными толщами. Чаще это органогенно-сгустковые с иловым цементом известняки, обладающие минимальной первичной пористостью и не затронутые процессами вторичного выщелачивания. Они не содержат глинистых прослоев и даже глинистой примеси, практически не являются коллекторами, но проницаемы. И хотя строение таких резервуаров многопластовое, они могут иметь только одну залежь, обусловленную наличием надрифового экрана. Межпластовых флюидоупоров к настоящему времени в их строении не выявлено.

Экранирующими толщами для коллекторов в одиночных рифах умеренно глубоководных шельфовых областей служат глинистые пласты елецко-усть-печорского или усть-печорского реперов, обычно невыдержанного качества, или субрегиональный визейский флюидоупор, более глинистый с переменными толщинами и несколько лучшего качества.

Анализ имеющихся литературных и научных данных позволил выделить признаки, характеризующие геологическое строение и нефтегазоносность

доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров, на которые автор опирался при определении и обосновании критериев выделения нефтегазоперспективных ловушек и прогноза высокодебитных залежей УВ:

1. по типу внутреннего строения резервуары могут быть двухслойными и трехслойными зонального и локального распространения;
2. субрегиональным экраном в регионе считаются визейские (C_{1v}) глинистые отложения. Основными зональными и локальными флюидоупорами являются пласты глинистых толщ (репер «Г» ($RpГ$) елецкого горизонта, усть-печорский репер и пласт в нижней части верхнего фамена);
3. в строении резервуаров участвуют породы промежуточных толщ;
4. коллекторские толщи характеризуются сильной латеральной изменчивостью;
5. основная продуктивность комплекса связывается со сложнопостроенными рифогенными и мелководно-шельфовыми ПР.

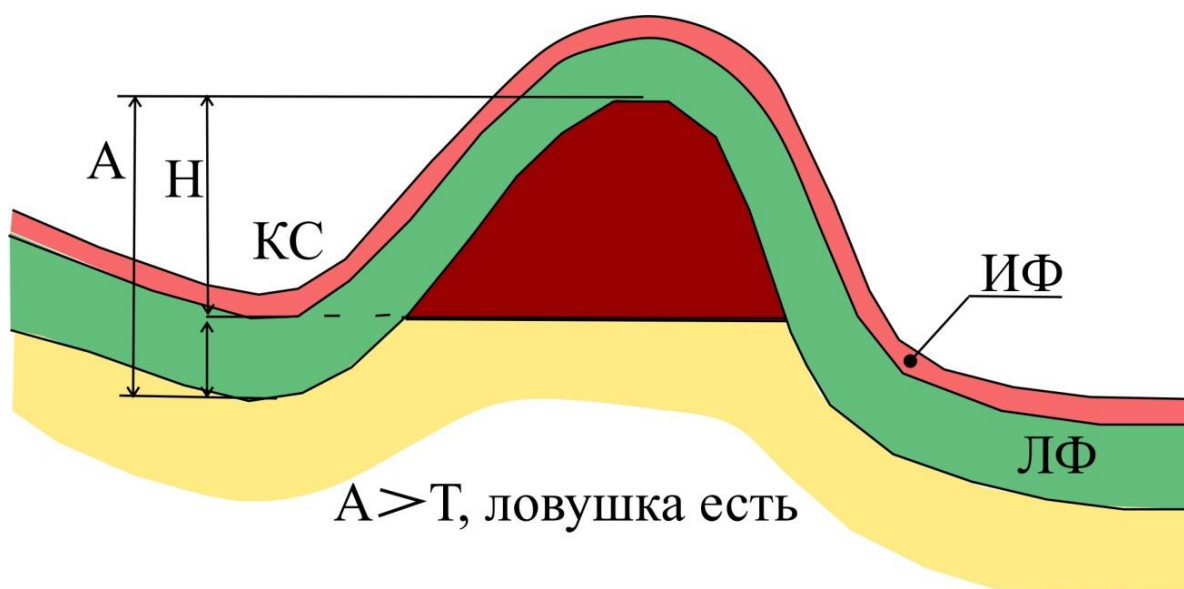
3. МЕТОДИКА И КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ И ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ РИФОГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

3.1. МЕТОДИКА И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

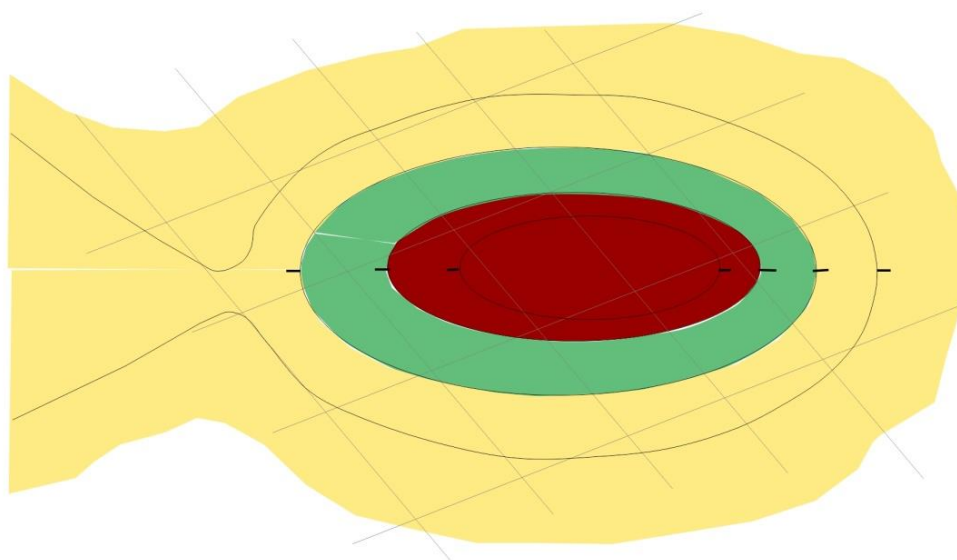
В основе настоящего исследования лежит методика выделения, картирования и прогноза надежных флюидоупоров и коллекторов в природных резервуарах по данным геофизических методов, разрабатываемая специалистами ИПНГ РАН последние 15 лет. В 2005 году она вошла в Отчет о деятельности Российской академии наук (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» [45].

Методика базируется на теории о трехслойном строении природных резервуаров (Б.В. Филиппов, 1967, В.Д. Ильин и др., 1986) [46]. 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. Таким образом, ловушка, в которой может формироваться залежь УВ, существует только в том случае, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора больше толщины ЛФ (Рисунок 3.1.1). Ловушка отсутствует, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора меньше толщины ложного флюидоупора (Рисунок 3.1.2).

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



$$H = A - T$$



H- высота залежи

A- высота структуры

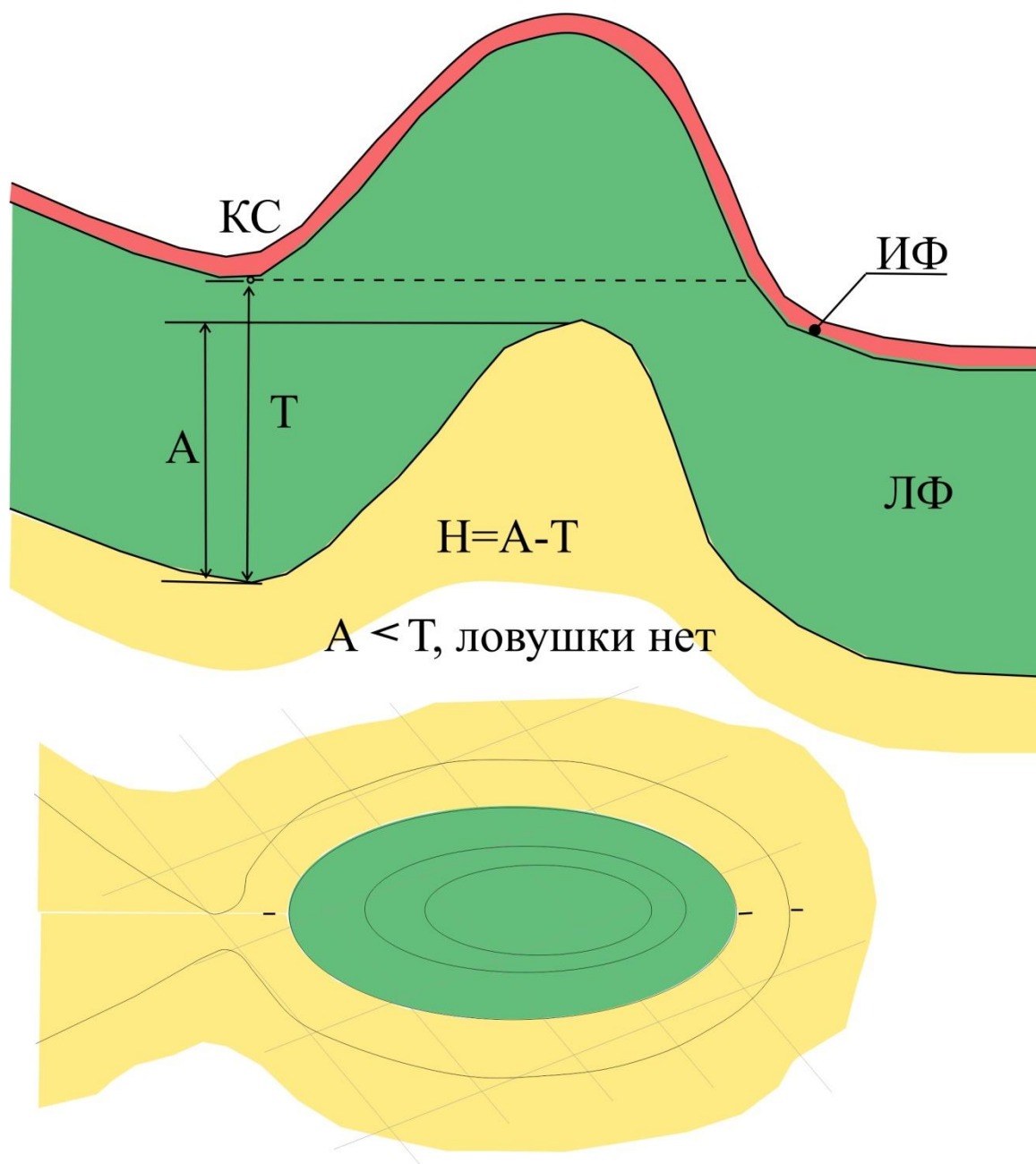
T- толщина ложного флюидоупора

КС- критическая седловина
или точка просачивания

ИФ- истинный флюидоупор

ЛФ- ложный флюидоупор

Рисунок 3.1.1 – Случай наличия залежи УВ согласно представлениям о трехслойном строении природных резервуаров [45]



A - высота структуры

ИФ- истинный флюидоупор

КС- критическая седловина
или точка просачивания

ЛФ- ложный флюидоупор

T - толщина ложного флюидоупора

Рисунок 3.1.2 – Случай отсутствия залежи УВ согласно представлениям о трехслойном строении природных резервуаров [45]

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 [47].

Алгоритм работ состоит из нескольких этапов (Рисунок 3.1.3) [48]. Выделение, картирование элементов природного резервуара, количественный прогноз параметров залежей УВ выполняется по данным комплексной интерпретации современных материалов промысловой геофизики и сейсморазведки путем интегрированного анализа данных о коллекторах, флюидоупорах и структурных формах.

На первом этапе по данным ГИС определяются границы коллекторов и флюидоупоров. Выделение флюидоупоров осуществляется на основании определения граничных численных значений «истинный – ложный флюидоупор». Это «статистическая» граница – такая же, как «коллектор-неколлектор», и в каждом случае ее следует устанавливать вновь для конкретного района (объекта) [49]. Предлагаемый подход основан на сопоставлении параметра, характеризующего насыщение горных пород, с параметром, отражающим их литоемкостные свойства. Для определения насыщения породы используется кривая удельного электрического сопротивления (УЭС). В качестве параметра, характеризующего литоемкостные свойства породы, рассчитывается отношение показаний нейтронного метода (НК) к показаниям метода естественной радиоактивности ГК). Первоначально выполняется литологическое расчленение разреза, (выделение коллекторов и потенциальных флюидоупоров, рассчитывается отношение НК/ГК, проводится нормировка отношения НК/ГК и кривой УЭС(R_p) (по глинистым и плотным породам). По итогам нормировки неколлекторы разделяются на флюидоупоры и ЛФ. Далее при условии, что залежь УВ существует, выполняется количественная оценка ее параметров - общая продуктивная толщина, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, коэффициент пористости, коэффициент нефтегазонасыщенности и положение контактов.

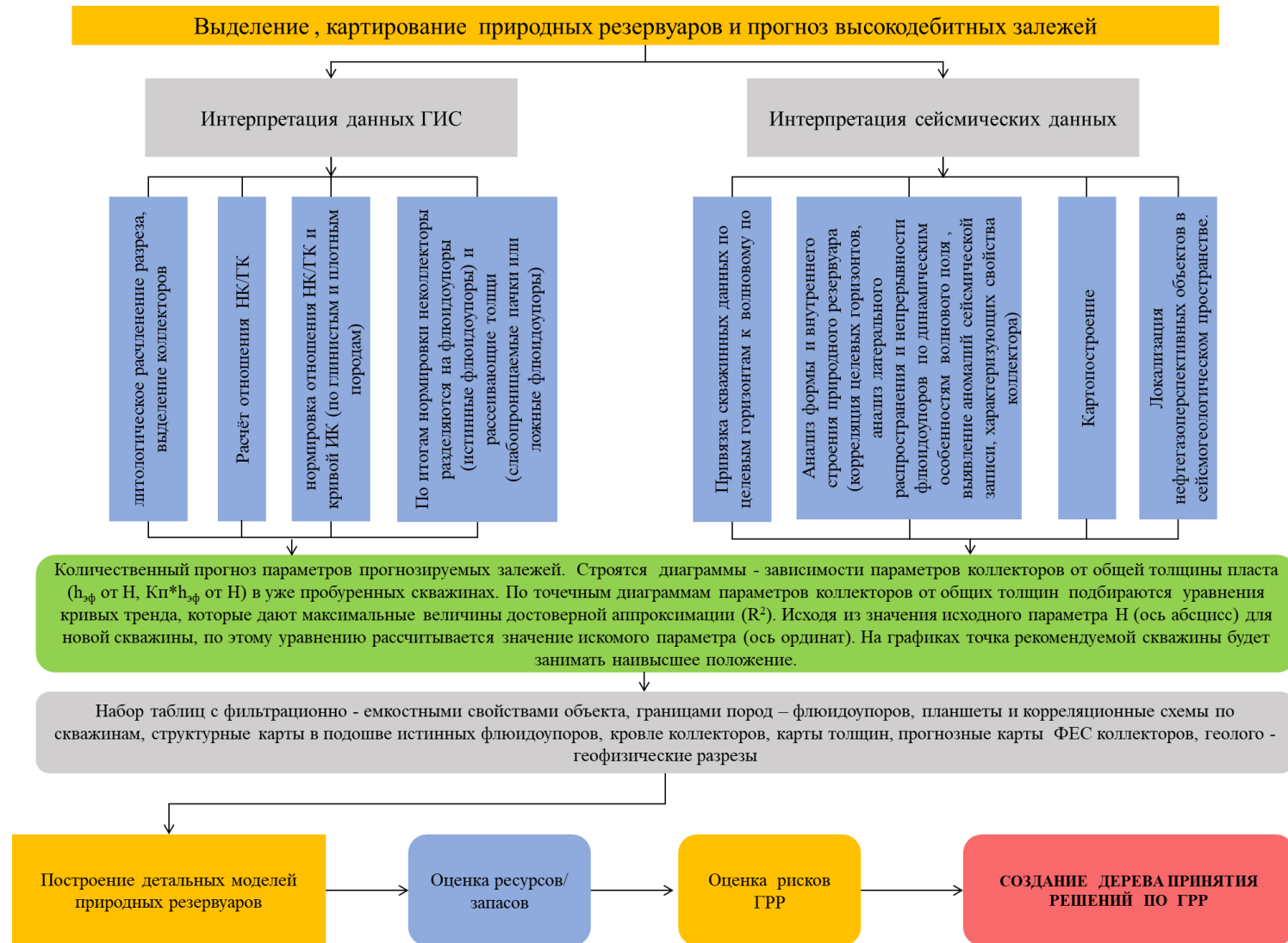


Рисунок 3.1.3. Блок-схема работ (Колоколова И.В.)

Следующий шаг – по данным сейсморазведки, в отличии от стандартных структурных построений по целевым отражающим горизонтам (кровля рифа, кровля или подошва отражающего горизонта по стратиграфической принадлежности отложений) отдельно картируются элементы природных резервуаров – кровля коллектора и подошва истинного флюидоупора, экранирующего этот коллектор. Далее строятся детальные модели природных резервуаров. Изменение динамических свойств сейсмического поля, обусловленное литофациальными свойствами пород, позволяет определять границы распространения флюидоупоров, их непрерывность и поведение внутри резервуара. Полученная информация является основой для картирования ловушек, внутри которых прогнозируется открытие залежей УВ или детализации строения уже существующих на открытых месторождениях [50].

Третий этап – количественный прогноз параметров прогнозируемых залежей УВ. Для этого строятся прогнозные карты фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и карты общих и эффективных нефтегазонасыщенных толщин. Карты, построенные с минимальными погрешностями, позволяют специалистам определять оптимальное местоположение скважин в наилучших коллекторах с максимальными эффективными толщинами, минимизируя тем самым риски бурения.

Стандартный алгоритм построения карт описан во многих учебных пособиях, и реализован в многочисленных программных средствах. Входными данными являются результаты интерпретации ГИС, исследований отобранного керна, испытаний и опробований пластов на продуктивность. В межскважинном пространстве положение коллектора, распределение ФЕС и толщины пласта осуществляется по данным сейсморазведки [51].

В рамках представляемой методики для прогноза свойств коллекторов в рекомендуемой к бурению скважине строятся диаграммы-зависимости параметров коллекторов от общей толщины пласта ($h_{эф}$ от H , $Kп \cdot h_{эф}$ от H) в уже пробуренных скважинах.

При построении используются следующие результаты интерпретации материалов геофизических исследований скважин: эффективная нефтегазонасыщенная толщина ($h_{эф}$), сумма произведений значений пористости на значения эффективных нефтегазонасыщенных толщин ($K_p * h_{эф}$), общая толщина пласта (H) - от отметки контура ВНК/ГВК до отметки кровли коллектора.

По точечным диаграммам параметров коллекторов от общих толщин подбираются уравнения кривых тренда, которые дают максимальные величины достоверной аппроксимации (R^2). Исходя из значения исходного параметра H (ось абсцисс) для новой скважины, по этому уравнению рассчитывается значение искомого параметра (ось ординат).

На графиках точка рекомендуемой скважины будет занимать наивысшее положение. Именно это значение используется при построении карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин, фильтрационно-емкостных свойств пласта и определения координат точки бурения скважины. [52].

После получения детальных моделей природных резервуаров и прогнозных карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин и фильтрационно-емкостных свойств пласта производится оценка или переоценка запасов и ресурсов продуктивных и прогнозируемых залежей, выполняется системный анализ рисков поисков, разведки и освоения выделенных объектов, составляется дерево принятия решений по ГРП для определенного участка работ.

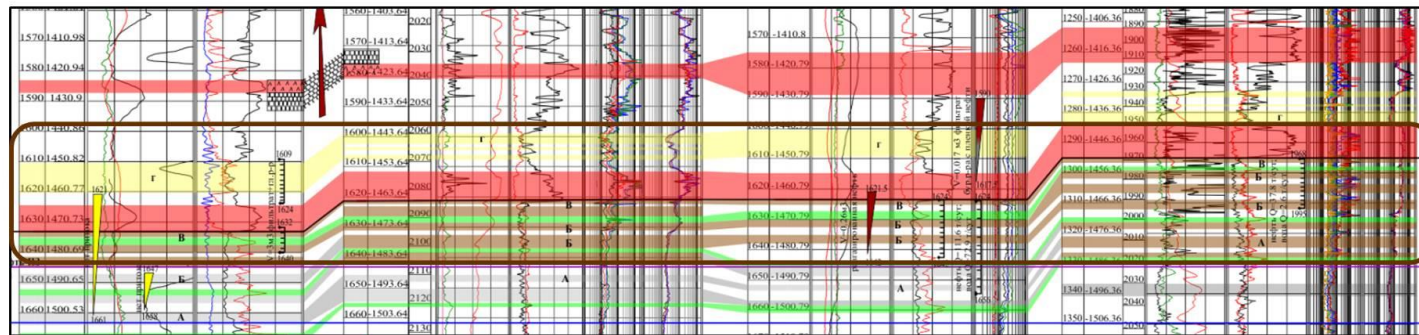
Возможности выделения и картирования природных резервуаров на основе комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки представлены на рисунке 3.1.4 [53,54].

3.2 КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ И

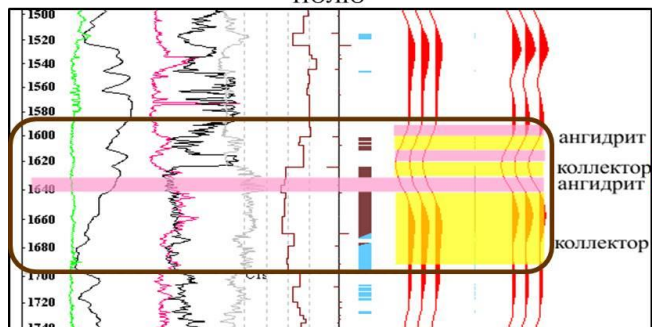
ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ РИФОГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Первым, важнейшим этапом прогноза нефтегазоносности является выбор критериев и обоснование их информативности с учетом особенности строения

ВЫДЕЛЕНИЕ И ПРОСЛЕЖИВАНИЕ ФЛЮИДОУПОРОВ И КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС



ПРИВЯЗКА ЦЕЛЕВЫХ ГОРИЗОНТОВ К ВОЛНОВОМУ ПОЛЮ



ПРОСЛЕЖИВАНИЕ ЦЕЛЕВЫХ ГОРИЗОНТОВ ПО СЕЙМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

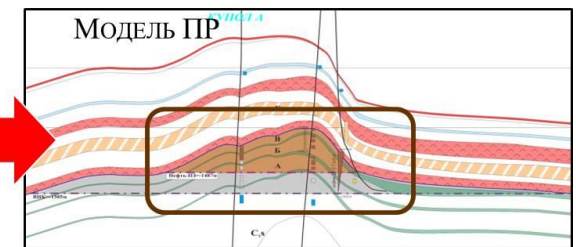
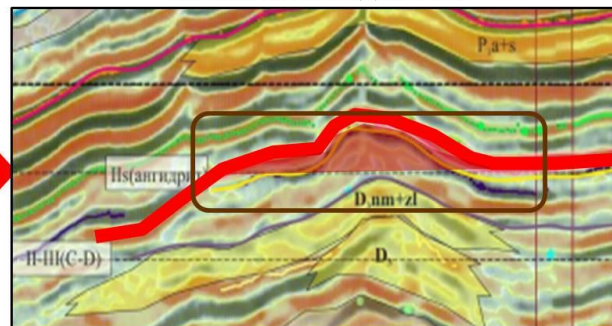


Рисунок 3.1.4 – О возможностях выделения и картирования коллекторов и флюидоупоров по материалам комплексной интерпетации данных ГИС и сейсморазведки. Хоседаю-Неруюское месторождение нефти (Колоколова И.В.) [53, 54]

отложений.

Критерии – это признак, на основании которого производится оценка, определение или классификация чего-либо [55]. В геологоразведке – это в первую очередь критерии регионального и локального прогноза нефтегазоносности недр.

Известные и широко используемые специалистами основные критерии нефтегазоносности подразделяются на:

1. литолого-палеогеографические и петрофизические, характеризующие качество резервуара (коллектор и флюидоупор);
2. структурно-тектонические и палеотектонические, определяющие строение ловушек – антиклинальных и неантиклинальных;
3. геохимические и термодинамические, оценивающие условия нефтегазообразования, включая количественную оценку генерационного потенциала;
4. гидрогеологические и палеогидрогеологические, которые в сочетании с другими факторами раскрывают механизм формирования залежей (вторичную миграцию и аккумуляцию углеводородов в ловушках).

Внутренний диапазон представленных критериев довольно широк, и позволяет с достаточной достоверностью решать задачи прогноза нефтегазоносности карбонатных отложений на всех этапах геологоразведочного процесса. Выбор зависит от поставленных задач и степени изученности объекта. Решать задачи можно с применением полного комплекса геолого-геофизических материалов (литология, петрофизика, тектоника, палеотектоника, палеогеоморфология, сейсмостратиграфия, седиментология и др.). Критерии и методы прогноза должны отвечать требованиям сравнительной простоты и дешевизны (экономичности), базироваться на объективной информации [56].

Как правило, в рамках локального прогноза при поисках месторождений и залежей углеводородов (УВ) первым условием их формирования является наличие ловушки. Ловушка – это часть природного резервуара, представляющая собой геологический объект с замкнутым контуром, ограниченный экранирующим пластом-флюидоупором, контролирующим процессы миграции и

формирования залежи УВ в коллекторе. Благоприятное сочетание трех элементов – ловушки, флюидоупора и коллектора под ним представляет собой природный резервуар, где можно прогнозировать открытие залежей УВ [57].

Результаты работ на разных полигонах Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП, особенности геологического строения и нефтегазоносности рифогенных природных резервуаров (глава 2) с использованием основных положений теории о трехслойном строении ПР позволили автору впервые определить и научно обосновать критерии выделения нефтегазоперспективных ловушек и прогноза высокодебитных залежей УВ в доманиково-турнейских рифогенных отложениях по данным комплексной интерпретации промысловой геофизики и сейсморазведки и сформулировать первое защищаемое положение [58,59].

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 (Рисунок 3.2.1). Соответственно, особую значимость для прогноза нефтегазоперспективных ловушек, связанных с рифогенными телами, приобретает выявление и прослеживание локальных флюидопоров (Рисунок 3.2.2). Следует отметить, что нефтегазоперспективные ловушки могут формироваться под тонкими (около первых единиц метров и даже менее)

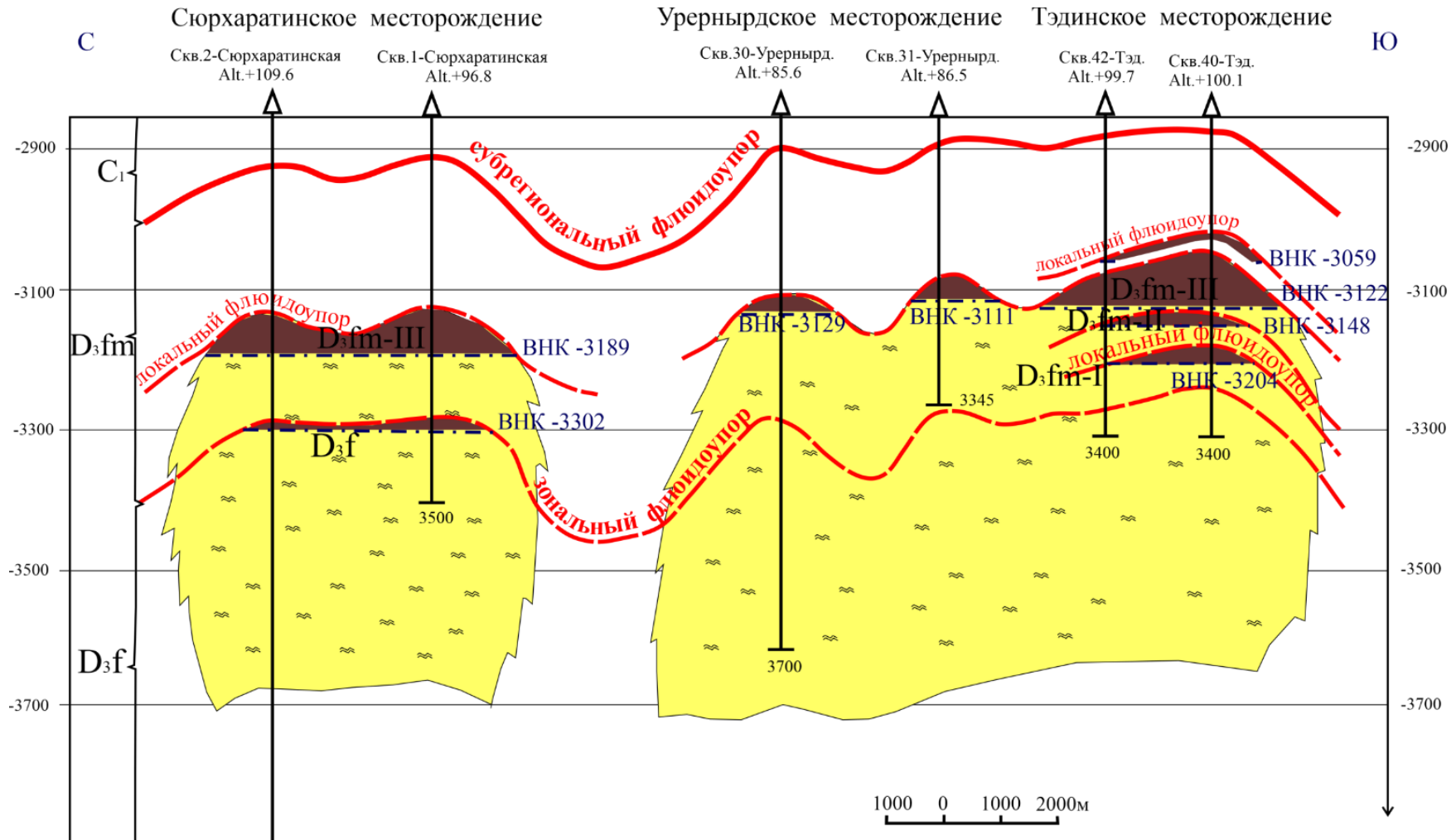


Рисунок 3.2.1 – **Критерий 1.** Пример залежей в рифогенных массивах под локальными и зональными флюидоупорами.

Сюрхаратинское, Уреннырдское, Тэдинское месторождения нефти (Колоколова И.В. по данным ВНИГРИ)

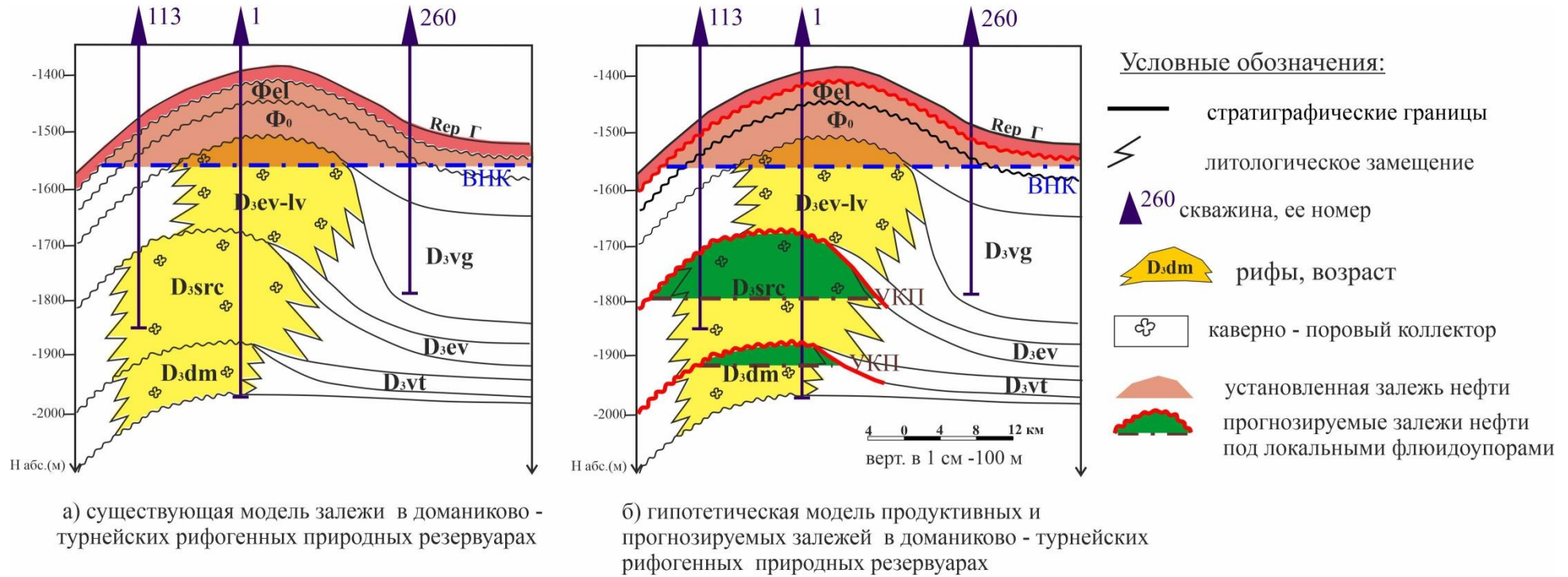


Рисунок 3.2.2 – **Критерий 1.** Наличие надежных флюидоупоров, особенно локальных внутририфовых, обеспечивает повышенное количество нефтегазоперспективных ловушек внутри разновозрастных рифогенных массивов. Южно-Терехевейское месторождение нефти (Колоколова И.В. по материалам ТП НИЦ) [26]

флюидоупорами, а открытие высокодебитных залежей нефти и газа можно прогнозировать в резервуарах, где экранирующий пласт залегает непосредственно над коллектором (нет промежуточного слоя).

На рисунке 3.2.3 приведен пример интерпретации данных ГИС на Северо-Мукеркамыйльском месторождении нефти (Хорейверская впадина). В скважине выделен флюидоупор мощностью 2,5 м, а под ним залегает нефтенасыщенный пласт. Продуктивность коллектора и надежность флюидоупора подтверждены испытанием скважин;

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 3.2.4) [60].

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 высокоемких коллекторов и их количественному прогнозу. Эти карты позволяют в дальнейшем размещать скважины непосредственно в максимумы

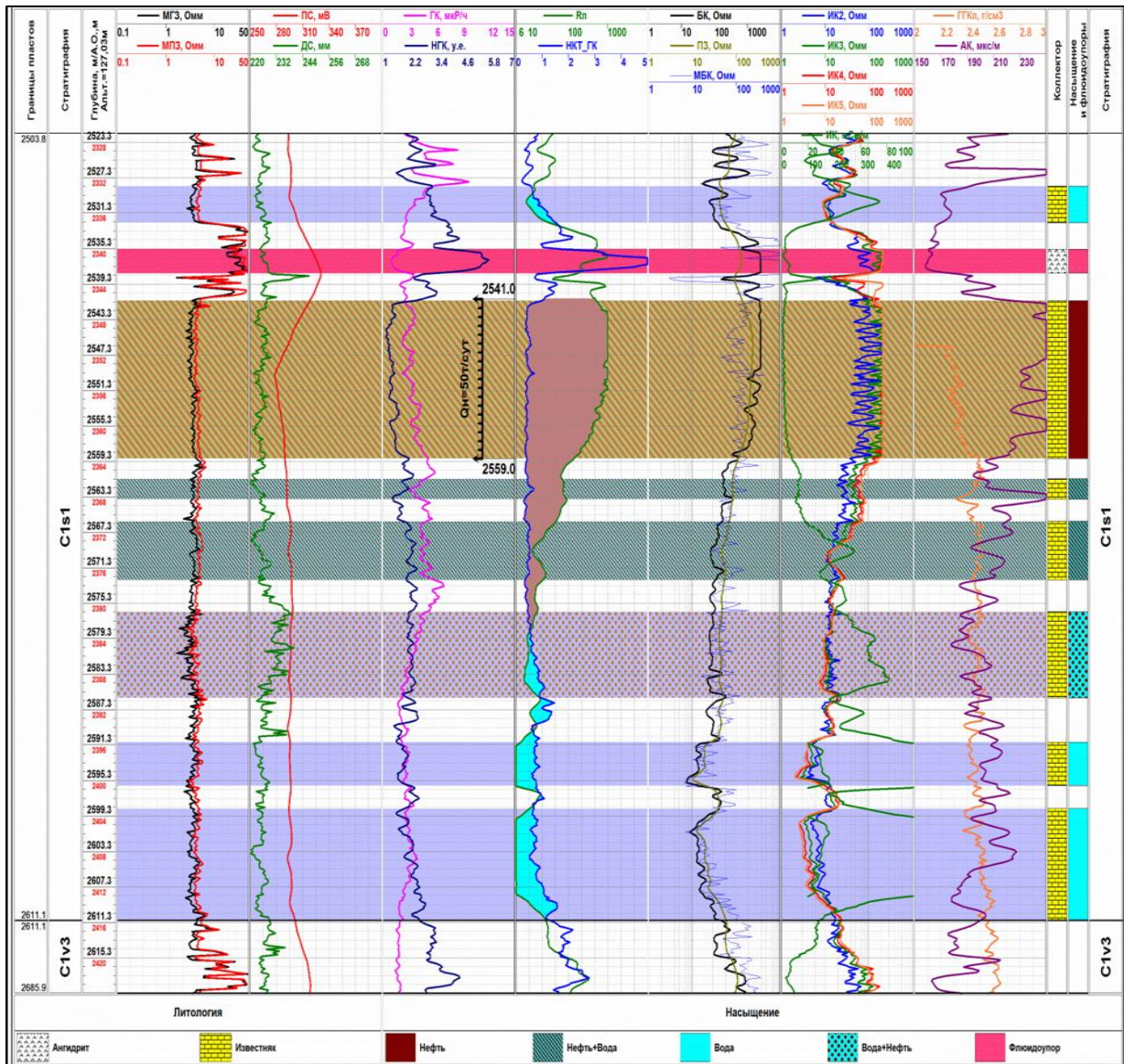


Рисунок 3.2.3 – Пример выделения надежного маломощного флюидоупора и высокеемкого коллектора под ним по данным ГИС

(Колоколова И.В., Данилова Е.М.)

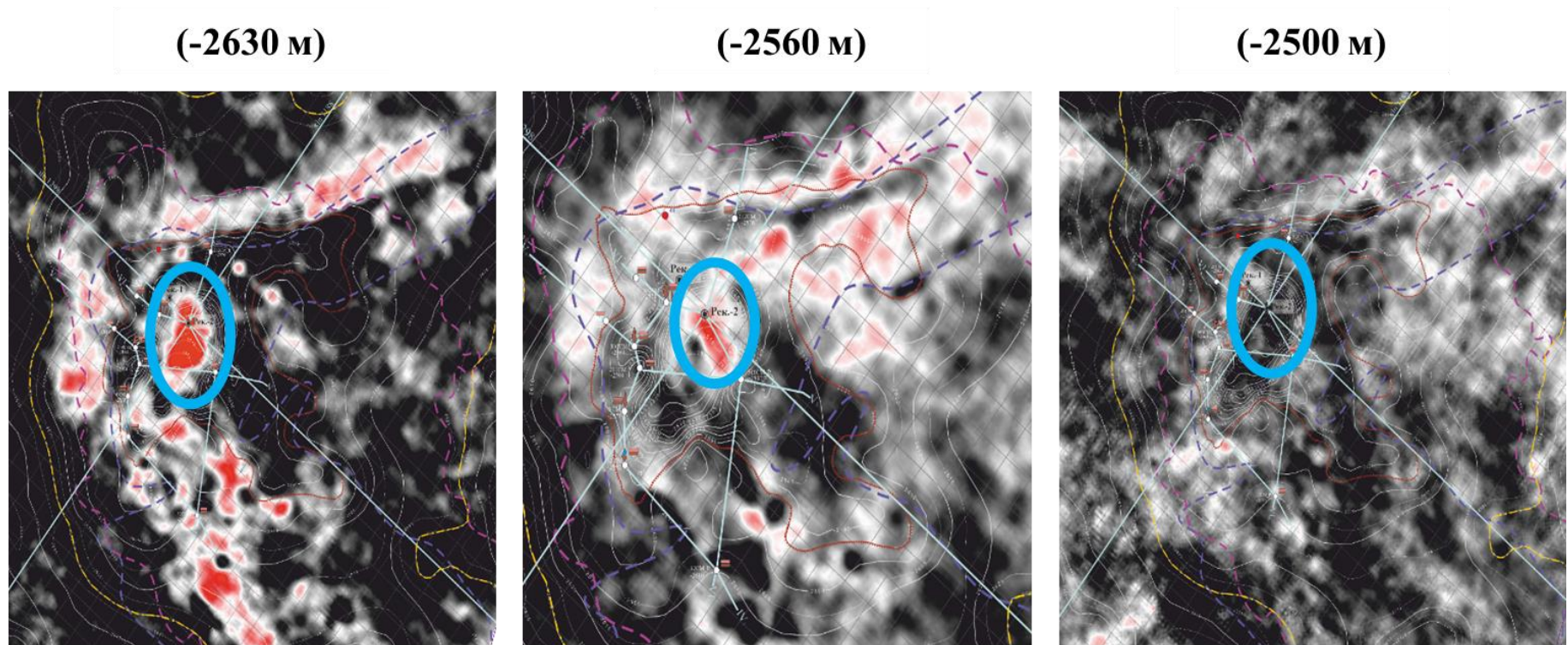


Рисунок 3.2.4 - **Критерий 2** - Интенсивность амплитуды (контрастность аномалий) отражающей сейсмической волны как эффективный инструмент детализации морфологии ловушек и ее коллекторских свойств.

Горизонтальные срезы сейсмического куба МОГТ-3D. Северо-Мукеркамьльское месторождение нефти
(Колоколова И.В.) [61,62,66]

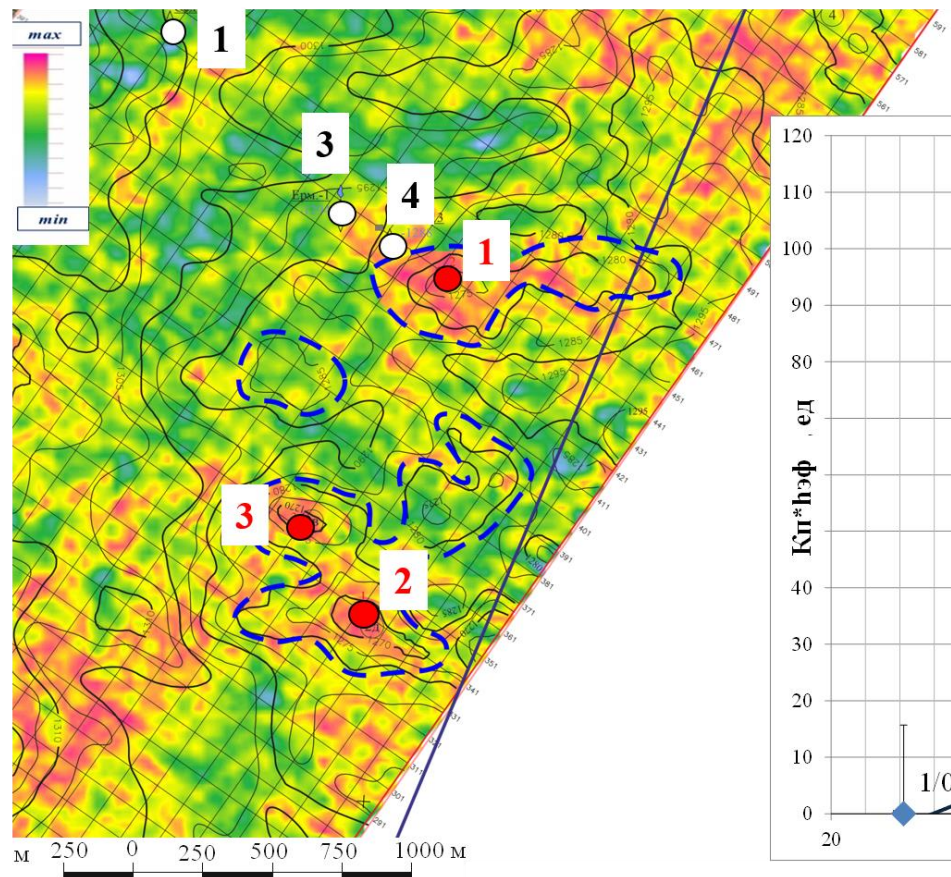
значений, повышая эффективность бурения. Карты подсчетных параметров позволяют в дальнейшем размещать скважины непосредственно в максимумы значений (Рисунок 3.2.5) [61].

Предложенные автором новые критерии могут стать полезными в практике геологоразведочных работ 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 флюидопорами;
- ✓ 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 критериев доказана на Северо-Хоседаюском месторождении (Рисунок 3.2.6), где по рекомендации автора была пробурена скважина, и получен продукт в нюмылгско-зеленецких рифогенных отложениях верхнего девона [62], на Северо-Мукеркамьльском месторождении (глава 4) и ряде других площадей ТП НГП.

Карта $Kп*h_{эф.}$ с точками рекомендуемых скважин



Зависимость $Kп*h_{эф.}$ от общей толщины пласта

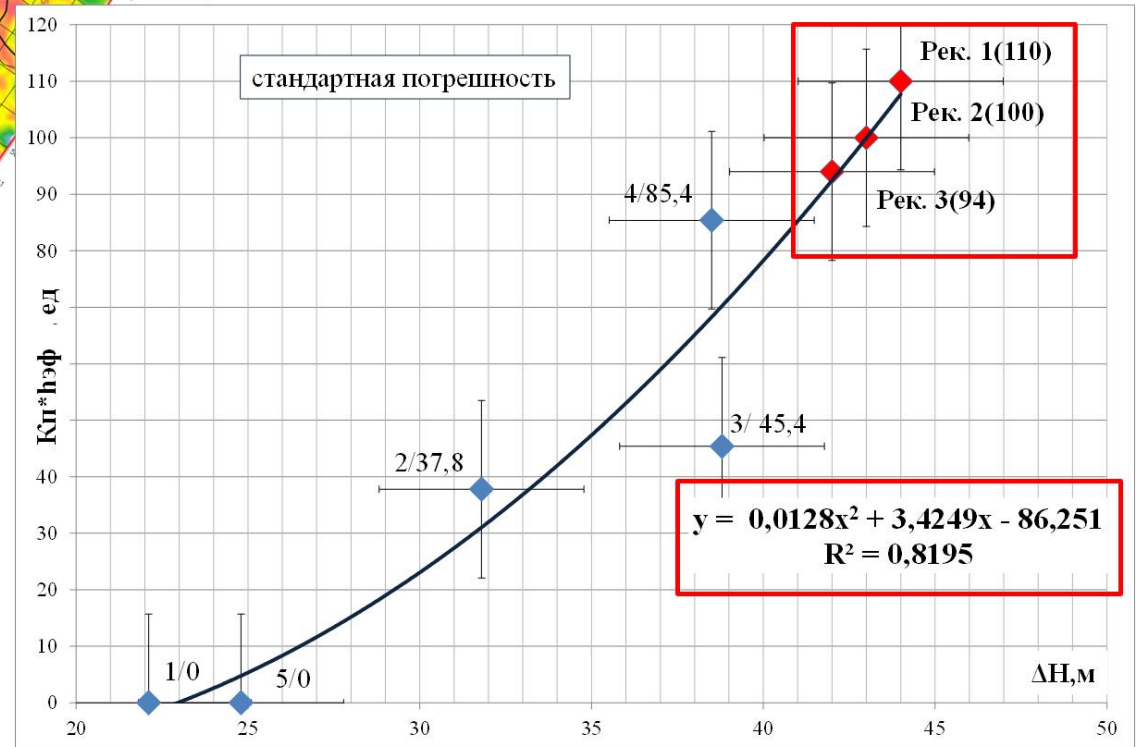
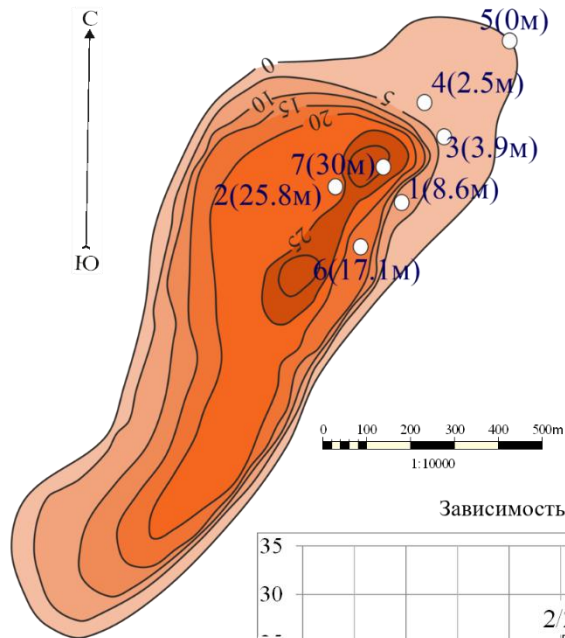
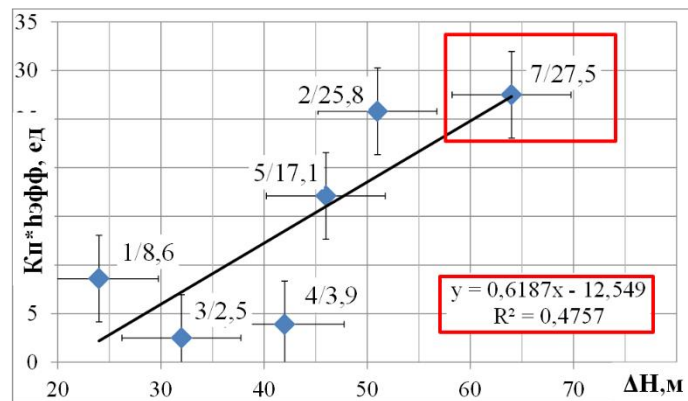


Рисунок 3.2.5 - **Критерий 3** - Пример количественного прогноза ФЕС коллектора. Пласт Ф5 (D3up). Ермоловская площадь (Колоколова И.В.) [71]

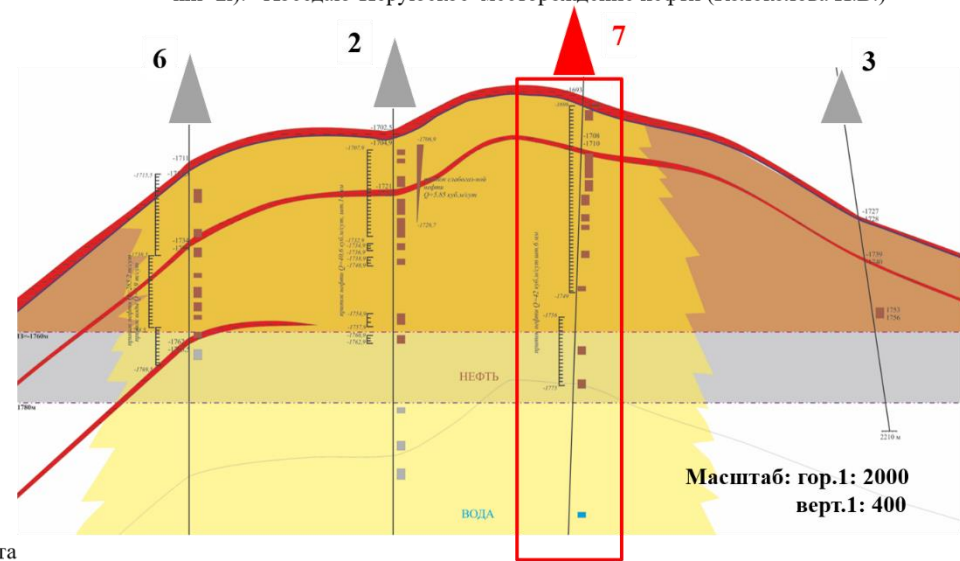
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин с местоположением рекомендуемой скважины (Колоколова И.В.)



Зависимость $K_{п} \cdot h_{эф.}$ от общей толщины пласта



Модель продуктивных нюмылгско-зеленецких отложений верхнего девона 9D3 nm+zl). Хоседаю-Неруюское месторождение нефти (Колоколова И.В.)



Условные обозначения:



Рисунок 3.2.6 – Новая модель нюмылгско-зеленецких продуктивных отложений верхнего девона. Хоседаю-Неруюское месторождение нефти. (Колоколова И.В.) [62]

4. ПОСТРОЕНИЕ НОВЫХ МОДЕЛЕЙ ДОМАНИКОВО-ТУРНЕЙСКИХ РИФОГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ПРИМЕРЕ РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Второе защищаемое положение. Новые модели рифогенных доманиково-турнейских природных резервуаров и перспективных объектов в них для Хоседаю-Неруюского и Северо-Мукеркамыйлькского месторождений нефти и перспективного Ермоловского участка. В моделях впервые учтены данные о наличии локальных внутририфовых флюидоупорах, 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 главе представлены результаты моделирования нефтегазоперспективных доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров на двух участках, расположенных в Хорейверской и Ижма-Печорской впадинах. Пересмотру ранее существовавших моделей способствовали полученные высокоинформативные материалы сейсморазведки МОГТ-3D с привлечением результатов бурения и переинтерпретации данных геофизических исследований скважин. Автором выполнена интерпретация сейсморазведочных данных в объеме 550 км² с использованием данных ГИС по 30-ти скважинам, построены новые модели доманиково-турнейских природных резервуаров и выработаны рекомендации по координатам точек заложения скважин в «высокоемких» коллекторах с максимальными эффективными нефтенасыщенными толщами.

Хорейверская впадина. Цильегорская депрессия.

Площадь исследования расположена в пределах Цильегорской депрессии в южной части Хорейверской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Рисунок 4.1). Здесь в 2008 году пробурена поисковая скважина глубиной 3600 м, вскрывшая отложения силура и в которой из серпуховских

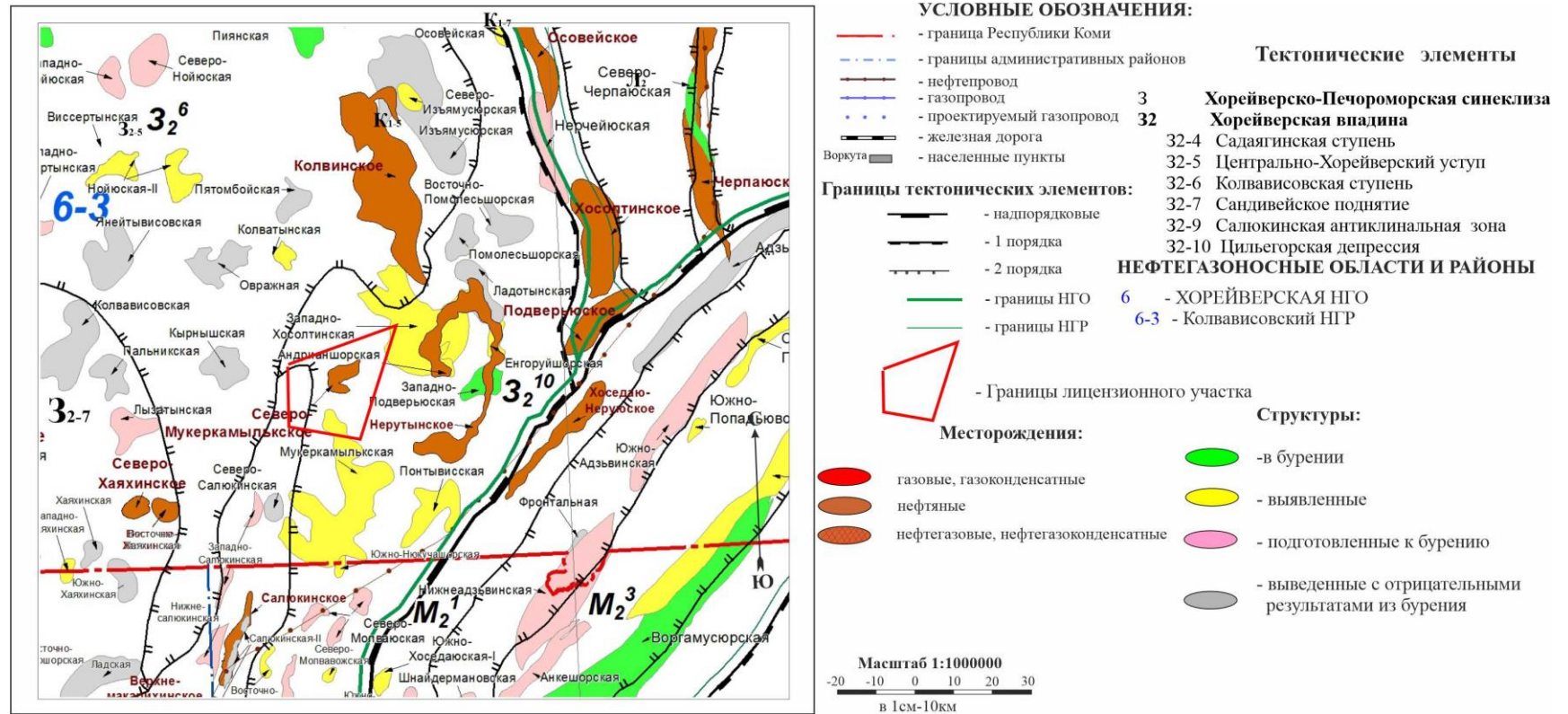


Рисунок 4.1 – Выкопировка из "Карты нефтегазогеологического и тектонического районирования ТП НГП»
(Колоколова И.В. по данным ТП НИЦ, 2012) [62]

карбонатных отложений нижнего карбона получен промышленный приток нефти и непромышленные притоки из нижней перми и нюмылгско-зеленецких отложений верхнего девона.

Верхнедевонский комплекс представлен рифогенными и биогермными образованиями фаменского и верхнефранского веков и характеризуется широким развитием построек, которые однозначно выделяются на временных сейсмических разрезах, образуя ассоциации рифогенных ловушек фаменско-турнейского возраста [63]. Морфологически – это атоллы, с четко выраженными лагунными (шельфовыми), рифовыми и депрессионными фациями (Рисунок 4.2). Мощность построек составляет 200-300 м. В основании залегает погребенный одиночный риф северо-восточного простирания. Над ним в результате колебания уровня палеоуральского океана создавались благоприятные условия для отложения органогенных образований, переслаивающихся глинистыми и глинисто-карбонатными породами, играющими роль флюидоупоров, что в совокупности с высокочемкими коллекторами рифогенных построек значительно повышает перспективы открытия промышленных залежей нефти [23].

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_{3ur} отложениях (объект 2) и структуру облекания – D_{3nm-zl} (объект 1). При этом в модели никак не учитывалось наличие локальных флюидоупоров. Горизонты были проведены по стратиграфической принадлежности объектов [62,64].

В результате детальной интерпретации материалов ГИС с участием автора в доманиково-турнейских отложениях впервые были выделены внутририфовые локальные флюидоупоры и высокочемкие коллекторы под ними в елецких и задонско-сирачойских отложениях верхнего девона (D_{3el} , $D_{3zd+src}$) [65]. Это позволило предположить возможность формирования нескольких залежей нефти внутри рифа. В усть-печорских отложениях, считавшихся перспективными, по данным предыдущих исследований сделан вывод о невозможности

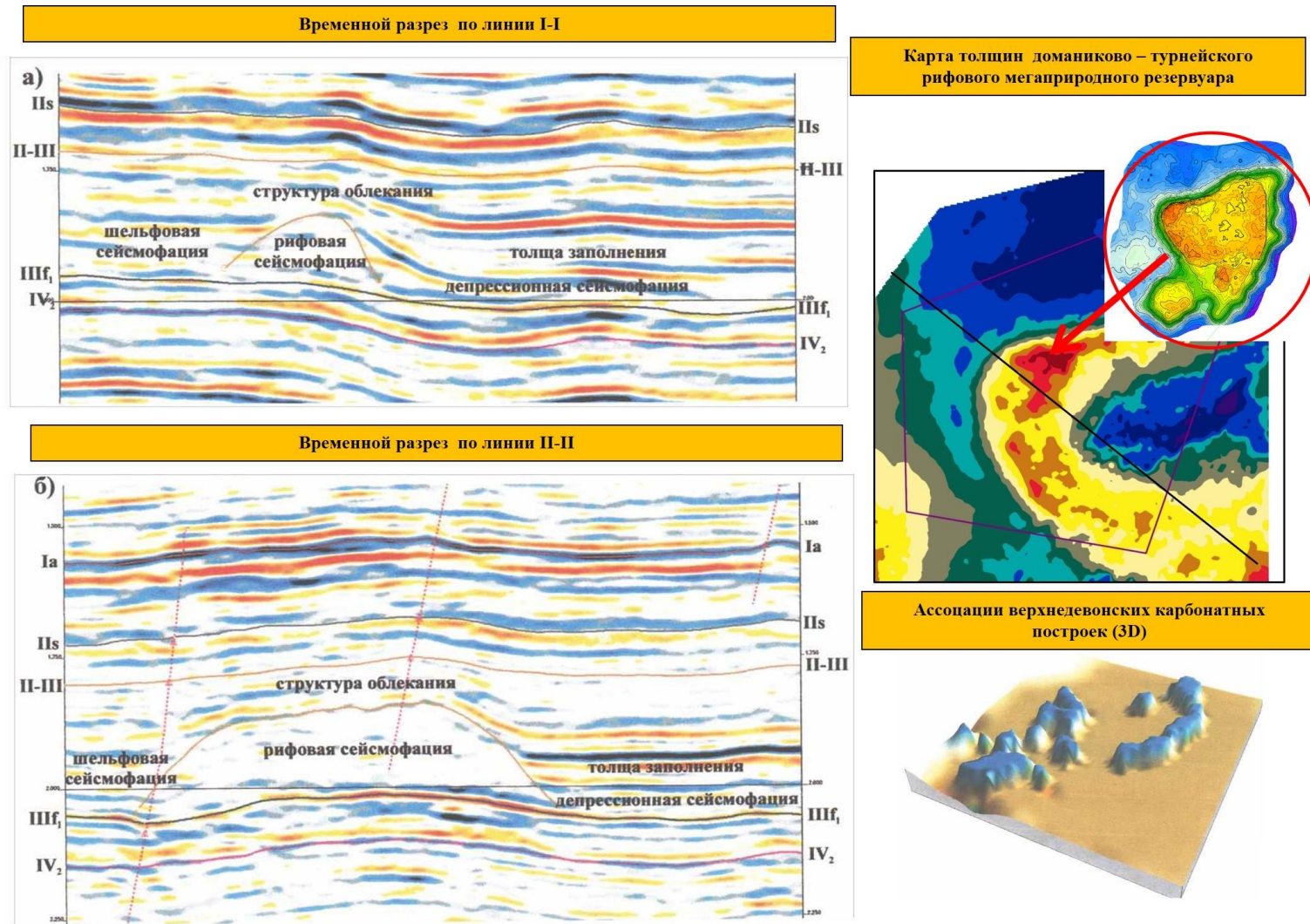


Рисунок 4.2 – Схема строения верхнедевонского карбонатного комплекса в пределах Северо – Муеркамьельского месторождения нефти (Колоколова И.В. с использованием материалов ООО «ГНПЦ ПурГео») [63]

формирования залежи, так как флюидоупор по результатам интерпретации ГИС прослеживается не во всех скважинах, вскрывших горизонт, т.е. имеет гидродинамические окна (Рисунок 4.3).

Природный резервуар 1 (ПР1) в кровле верхнедевонских отложений с доказанной нефтенасыщенностью экранируется тонким (1-2 м) глинистым пластом тульского возраста (C_{1t}). Выше в коллекторах непосредственно над ним по данным ГИС фиксируется вода (Рисунок 4.4).

Для прогнозируемых залежей в елецких и задонско-сирачойских карбонатных отложениях верхнего девона флюидоупорами являются тонкие глинистые пласты в верхней фаменской части рифового массива (ПР2) (Рисунок 4.5) и ангидритовые в нижней франской (ПР3) (Рисунок 4.6).

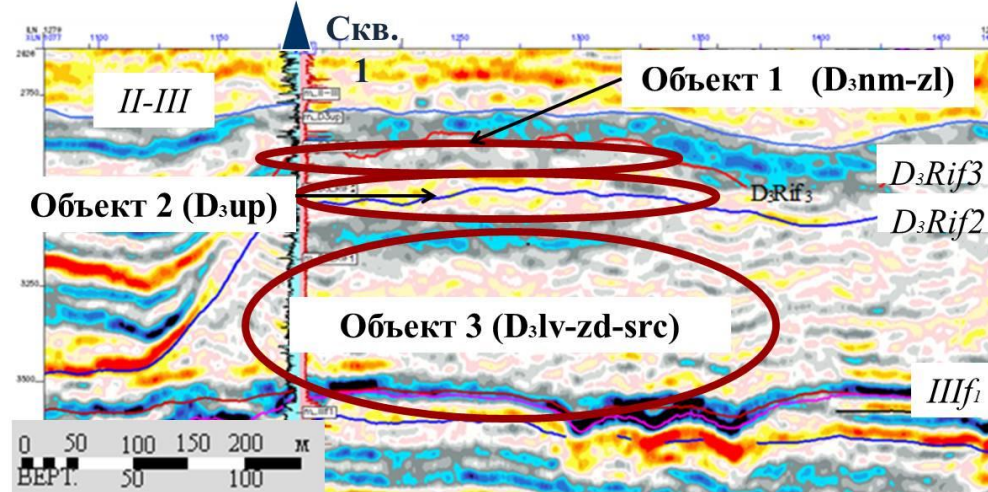
По результатам первого этапа были определены границы целевых горизонтов (ОГ ПИР₁, ПИР₂, ПИР₃, ПИР₄), соответствующих подошвам флюидоупоров над наилучшими коллекторами в нюмылгско-зеленецких, елецких и задонско-сирачойских рифовых объектах, кровле коллектора для продуктивного пласта в D_{3nm-zl} . Далее выполнена структурная интерпретация (увязка скважинных данных с сейсмикой, корреляция ОГ, картопостроение).

Продуктивный природный резервуар 1 (D_{3nm-zl})

Верхнедевонские отложения нюмылгско-зеленецкого горизонта (D_{3nm-zl}) вскрыты десятью скважинами, в четырех из них получены притоки нефти, добыча в малых количествах осуществлялась только из двух скважин в опытном порядке. По данным интерпретации материалов геофизических исследований 10-ти скважин в резервуаре выделены два интервала: верхний представлен плотными низкопористыми слабопроницаемыми известняками с единичными пропластками коллекторов, по сути, ложным флюидоупором; нижний представлен чистыми проницаемыми высокочемкими известняками с максимальными эффективными толщинами. Граница раздела интервалов принята как условная граница кровли наилучших коллекторов (ОГ ПИР₂) (Рисунок 4.7).

В процессе анализа сейсмических разрезов глубинного куба амплитуд выделилась контрастная аномалия (Рисунок 4.8). Ее наличие подтвердилось на

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.)

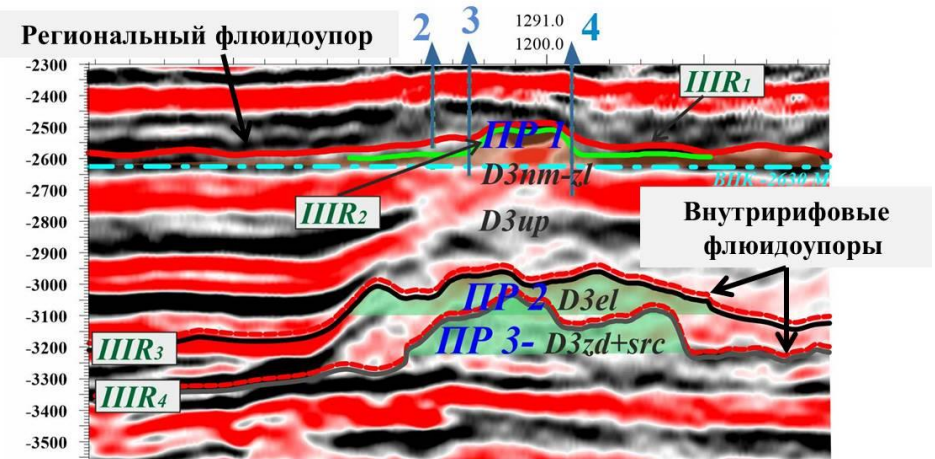


Рисунок 4.3 – Модели доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров по результатам предыдущих работ (ООО «ГНПЦ ПурГео») и новая (Колоколова И.В.) [47,50,52]

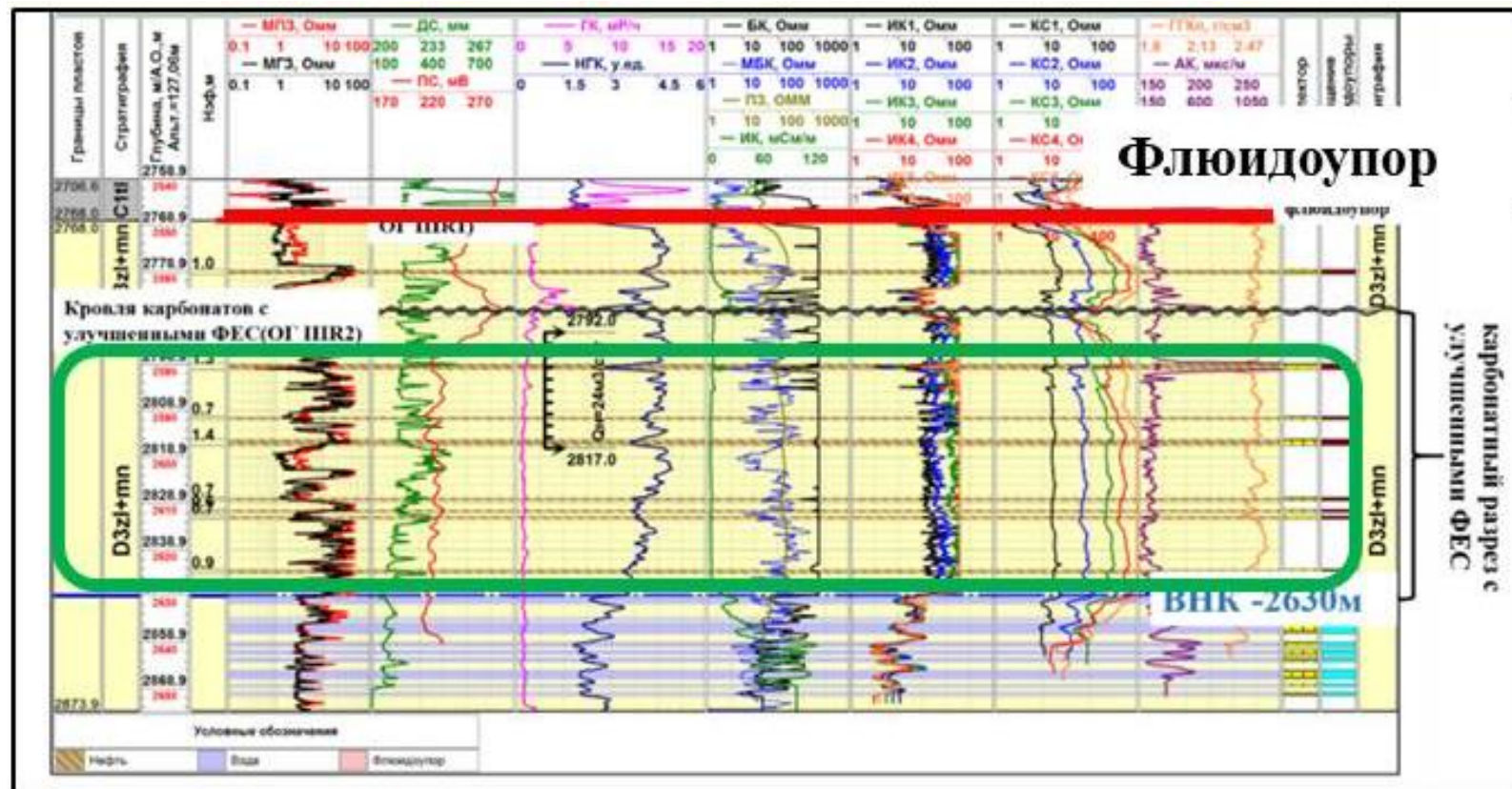


Рисунок 4.4 – Новая модель природного резервуара 1 по данным ГИС (Колоколова И.В., Данилова Е.М.) [50,65]

ПР 2 (D3el)

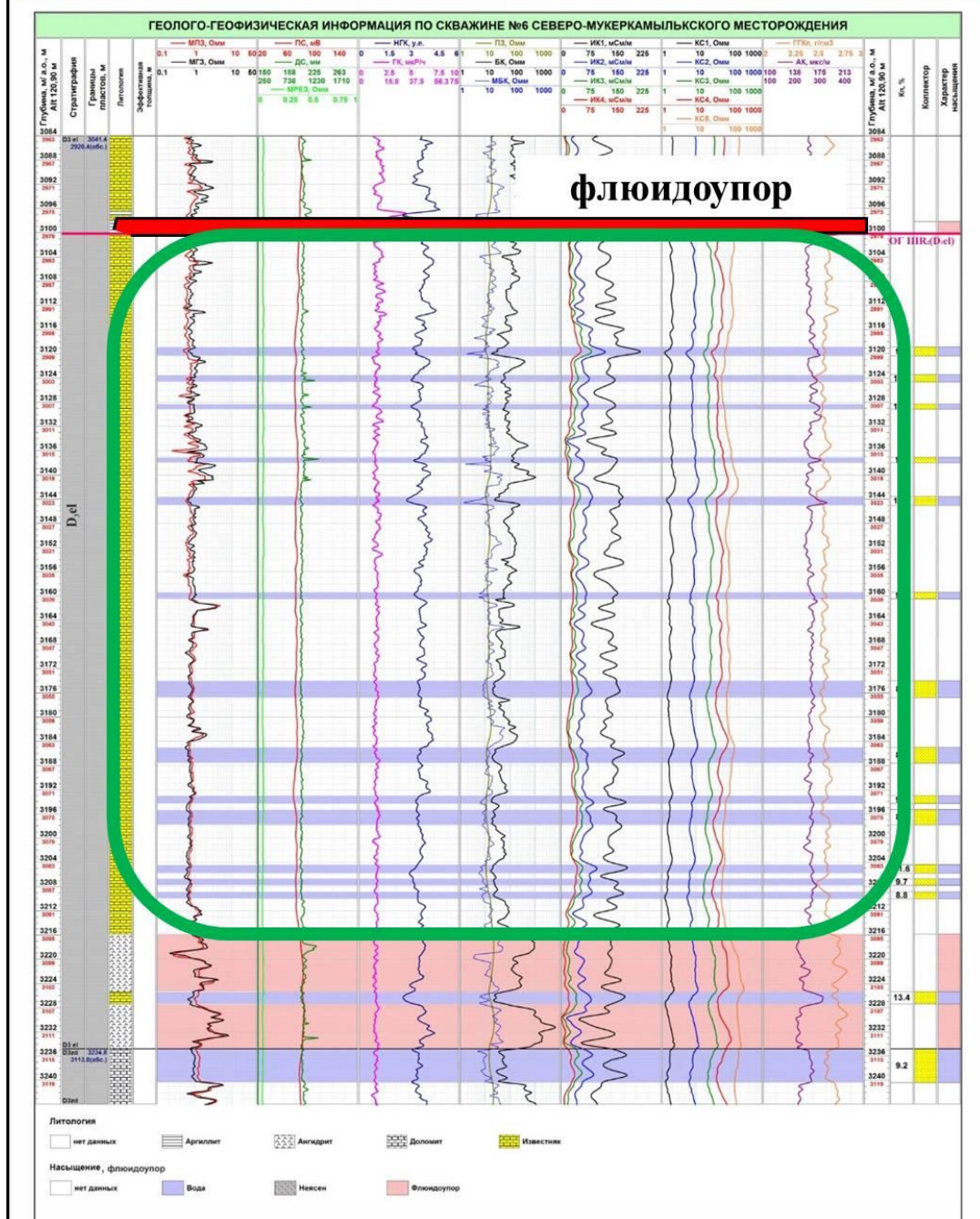


Рисунок 4.5 – Новая модель природного резервуара 2 по данным ГИС
(Колоколова И.В., Данилова Е.М.) [50,65]

Рисунок 4.6 - Новая модель природного резервуара 3 по данным ГИС (Колоколова И.В., Данилова Е.М.) [50,65]

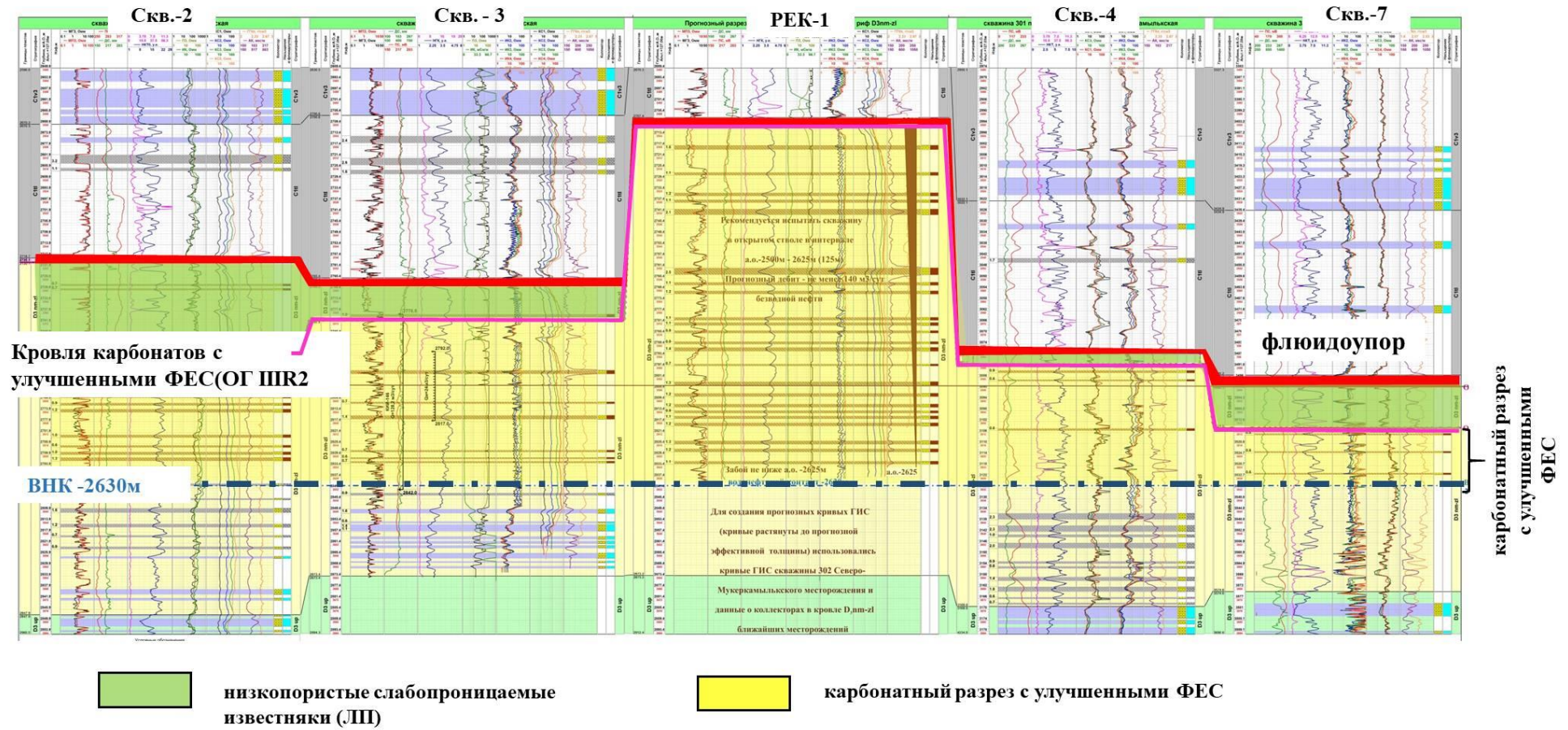


Рисунок 4.7 - Схема корреляции по скважинам 2,3,4,7 продуктивных нюмылгско-зеленецких отложений верхнего девона с прогнозным разрезом рекомендуемой скважины (Колоколова И.В., Данилова Е.М.) [50,65]

ILN 1298

Композитный профиль через пробуренные скважины. Куб акустического импеданса.

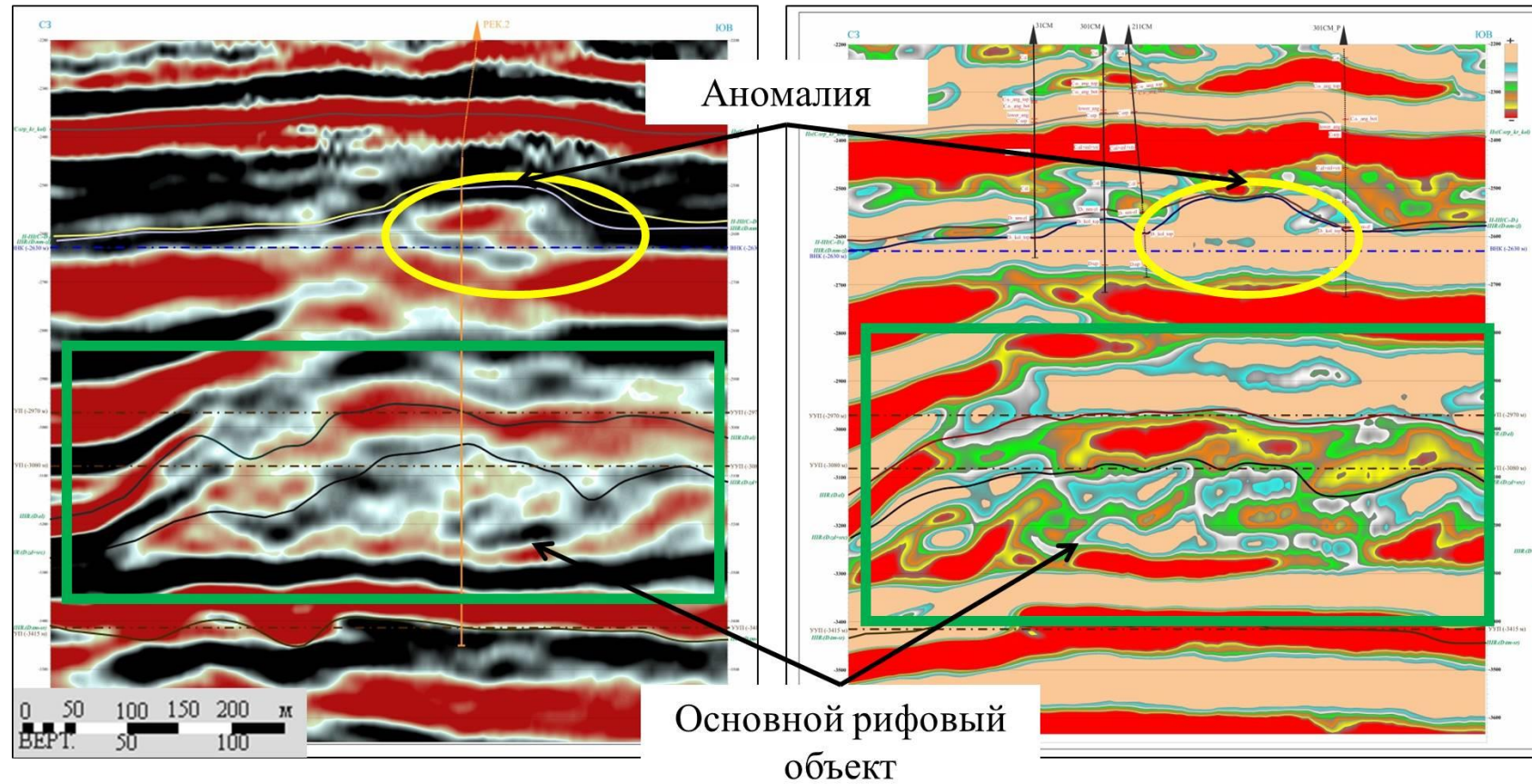


Рисунок 4.8 - Пример выделения органогенной постройки «карбонатный остров», сформировавшейся над основным рифовым объектом в волновом поле на сейсмических разрезах (Колоколова И.В.) [47,50,52]

разрезах куба относительного акустического импеданса. Возник вопрос, к какому возрасту ее отнести - к продуктивным верхнедевонским нюмылгско-зеленецким или к вышележащим каменноугольным? Если предположить, что аномалия относится к верхнему девону, – это кардинально меняет представление о строении продуктивных нюмылгско-зеленецких отложений и получается совершенно новая геологическая модель резервуара.

Для того чтобы обосновать возраст аномалии и закартировать её, были построены горизонтальные слайсы по кубу амплитуд через 20 м в пределах замкнутого контура структуры по ОГ III_{R2} (минус 2630 м). По динамике изменения формы аномалии отчетливо видно ее наличие в продуктивном интервале нюмылгско-зеленецких отложений и постепенное исчезновение вверх по разрезу до полного отсутствия в каменноугольных.

Если границу горизонта провести по кровле аномалии, конфигурация структуры относительно выполненных построений 2014 года изменится: сводовая часть структуры смещается на восток, увеличивается ее амплитуда (Рисунок 4.9). При сопоставлении слайсов и волнового поля на разрезах стало очевидным, что это органогенная постройка типа «карбонатный остров», сформировавшаяся над основным рифогенным объектом, ранее никем не выделяемая. Наибольшие ее размеры отмечаются на слайсе по уровню (минус 2595 м), и далее вверх по разрезу происходит постепенное уменьшение вплоть до полного исчезновения. Пространственное положение ее свода вблизи предвизейского размыва, совпадающего в плане с подошвой флюидоупора (ИФ), и отсутствие ЛФ дают основание прогнозировать наличие коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами в контуре аномалии, приобретенных за счет вторичных изменений: доломитизации, перекристаллизации и выщелачивания, максимально развивающихся, как правило, в процессе перерывов в осадконакоплении. Это подтверждается яркой контрастностью и четкой формой аномалии, так как изменение амплитуды сигнала по латерали является своеобразным индикатором литологического состава и коллекторских свойств пород [66].

Учитывая вышеизложенное по принятой модели нюмылгско-зеленецких

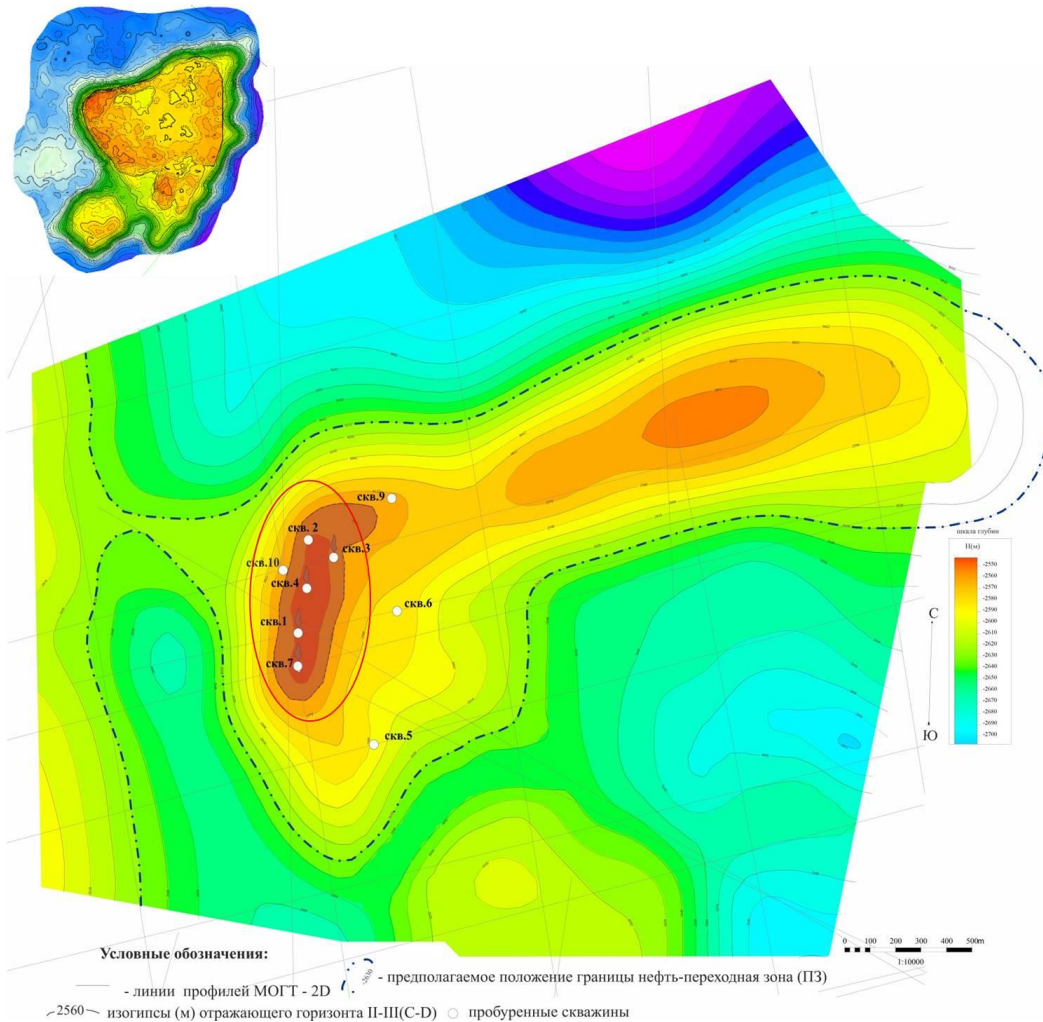
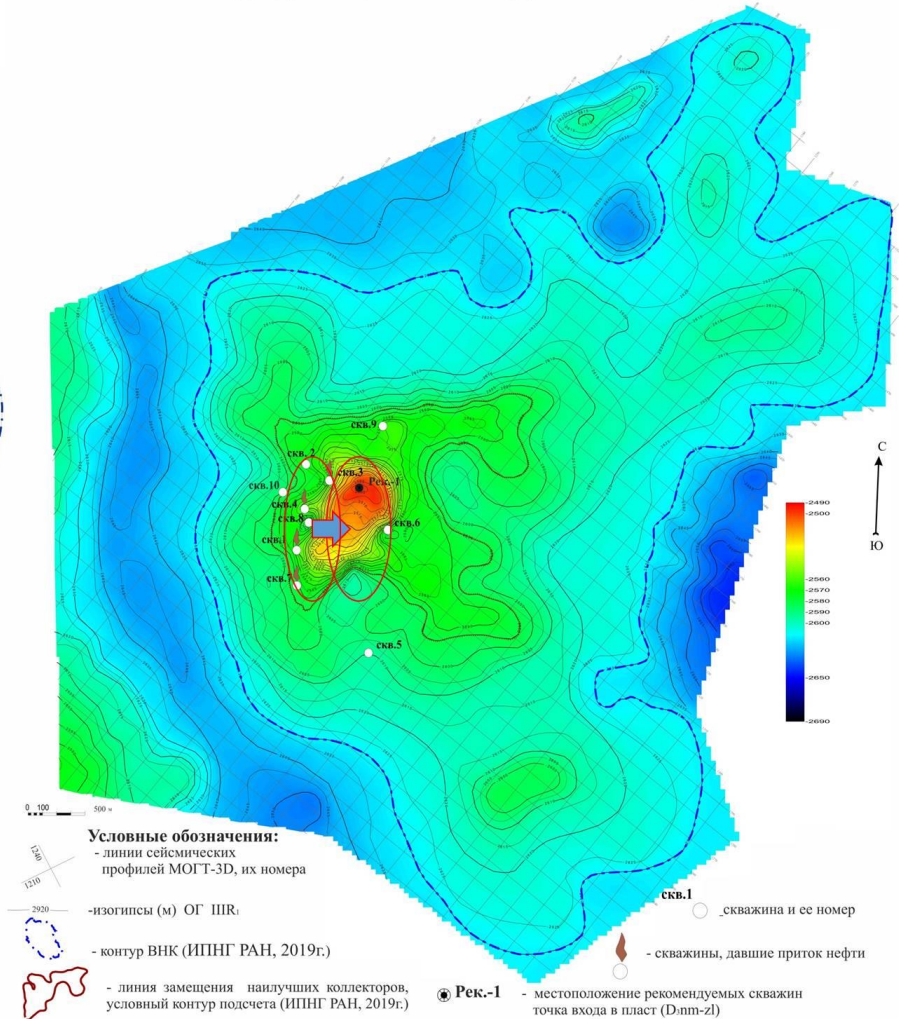
Структурная карта по ОГ ПИР₁ (Колоколова И.В., 2014)Структурная карта по ОГ ПИР₁ (Колоколова И.В., 2019)

Рисунок 4.9 -Сравнение структурных построений по кровле коллектора D_{3пм-zl} по сейсморазведочным данным МОГТ-2D (2014) и МОГТ-3D (2019) (Колоколова И.В.) [62,65]

продуктивных отложений в сводовой части структуры, совпадающей с границами аномалии на слайсах куба амплитуд, прогнозируется наличие наилучших коллекторов с максимальными эффективными толщинами.

На слайсе по уровню минус 2500 м, где постройка отмечается уже в виде точки, соответствующей наивысшему значению абсолютной отметки купола рифа, прогнозируется вскрытие максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин (Рисунок 4.10).

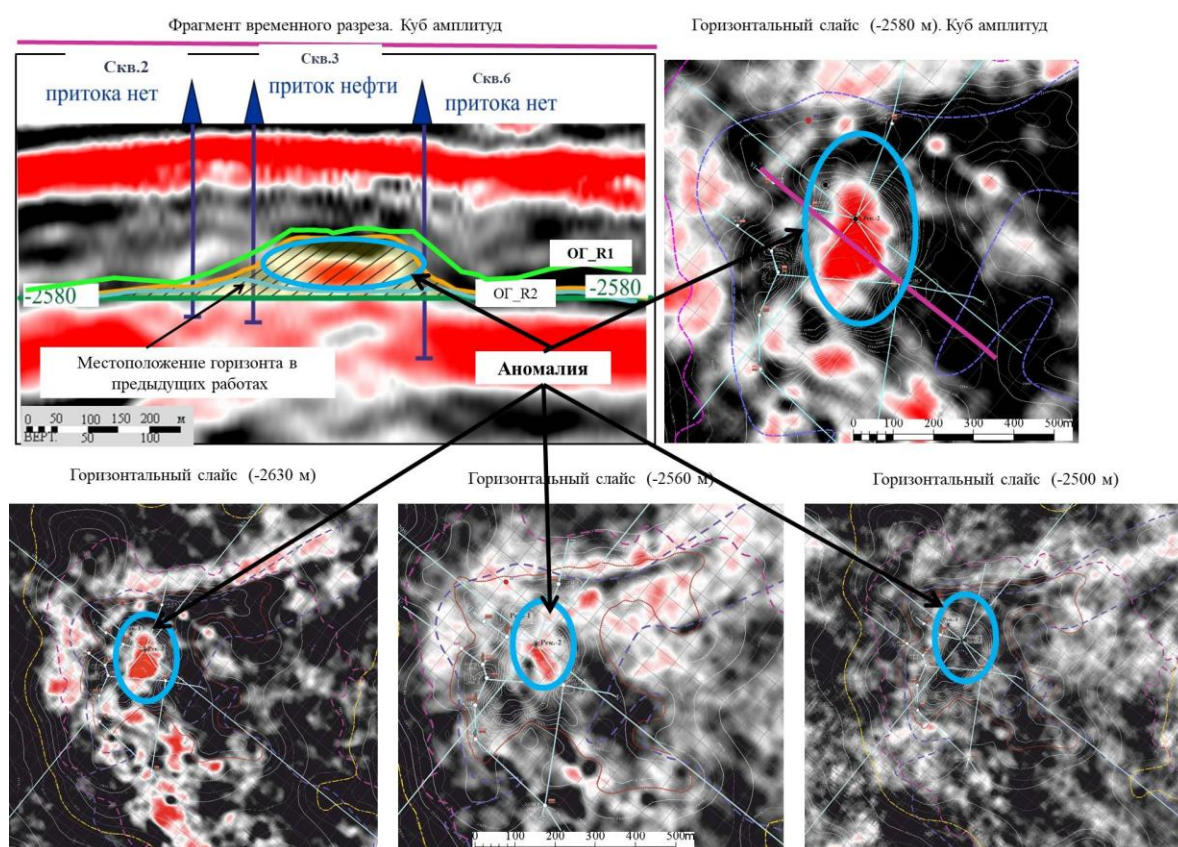


Рисунок. 4.10 – Пример выделения аномалии типа "карбонатный остров" на глубинном разрезе и по горизонтальным слайсам. Куб амплитуд
(Колоколова И.В.) [47,50,52]

Далее для прогноза свойств коллекторов в рекомендуемой к бурению скважине (РЕК_1) были построены диаграммы зависимости параметров коллекторов от общей толщины пласта в уже пробуренных скважинах.

При построении использовались следующие результаты интерпретации материалов геофизических исследований скважин: эффективная

нефтенасыщенная толщина ($h_{эф}$), сумма произведений значений пористости на значения эффективных нефтенасыщенных толщин ($K_p \cdot h_{эф}$), общая толщина H от отметки контура ВНК (минус 2630 м) до отметки кровли коллектора (ОГ IIIР₂).

По точечным диаграммам параметров коллекторов пласта от общих толщин подобраны уравнения кривых тренда, которые дали максимальные величины достоверной аппроксимации R^2 . Исходя из значения исходного параметра H (ось абсцисс) для новой скважины, по этому уравнению рассчитывалось значение искомого параметра (ось ординат).

По данным интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ-3D наивысшая точка на карте общих толщин пласта имеет значение $H=130$ м. Согласно полученной зависимости, ему соответствует значение $h_{эф} = 28,5$ м. На графике (Рисунок 4.11), характеризующем данную зависимость, точка рекомендуемой скважины занимает наивысшее положение. Именно это значение

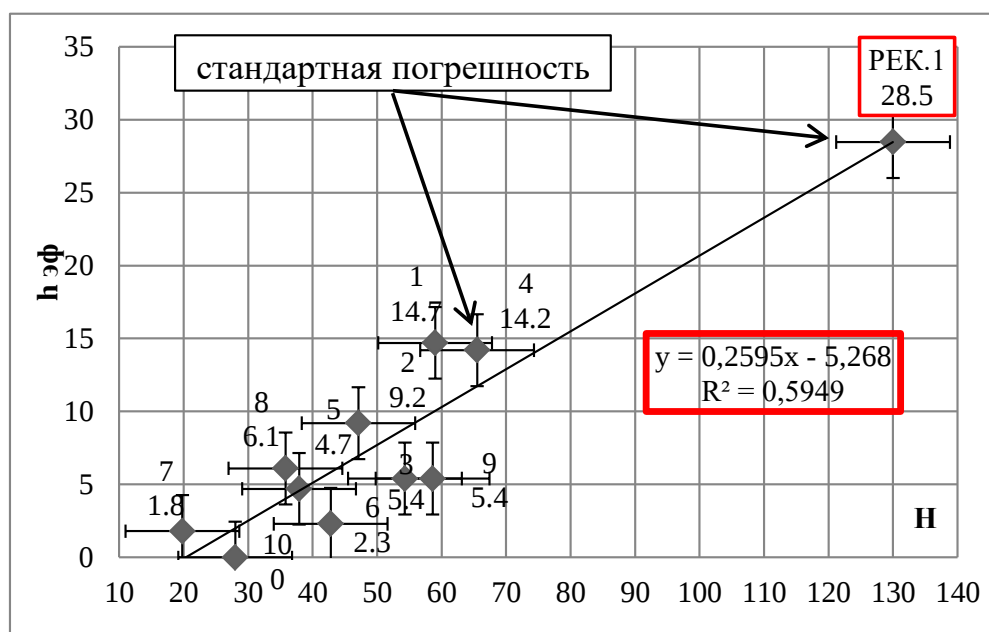


Рисунок 4.11 - Зависимость эффективных нефтенасыщенных толщин от общей толщины (Колоколова И.В.) [52,65, 66]

использовалось при построении карты эффективных нефтенасыщенных толщин и выбора точки бурения скважины (Рисунок 4.12). 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.

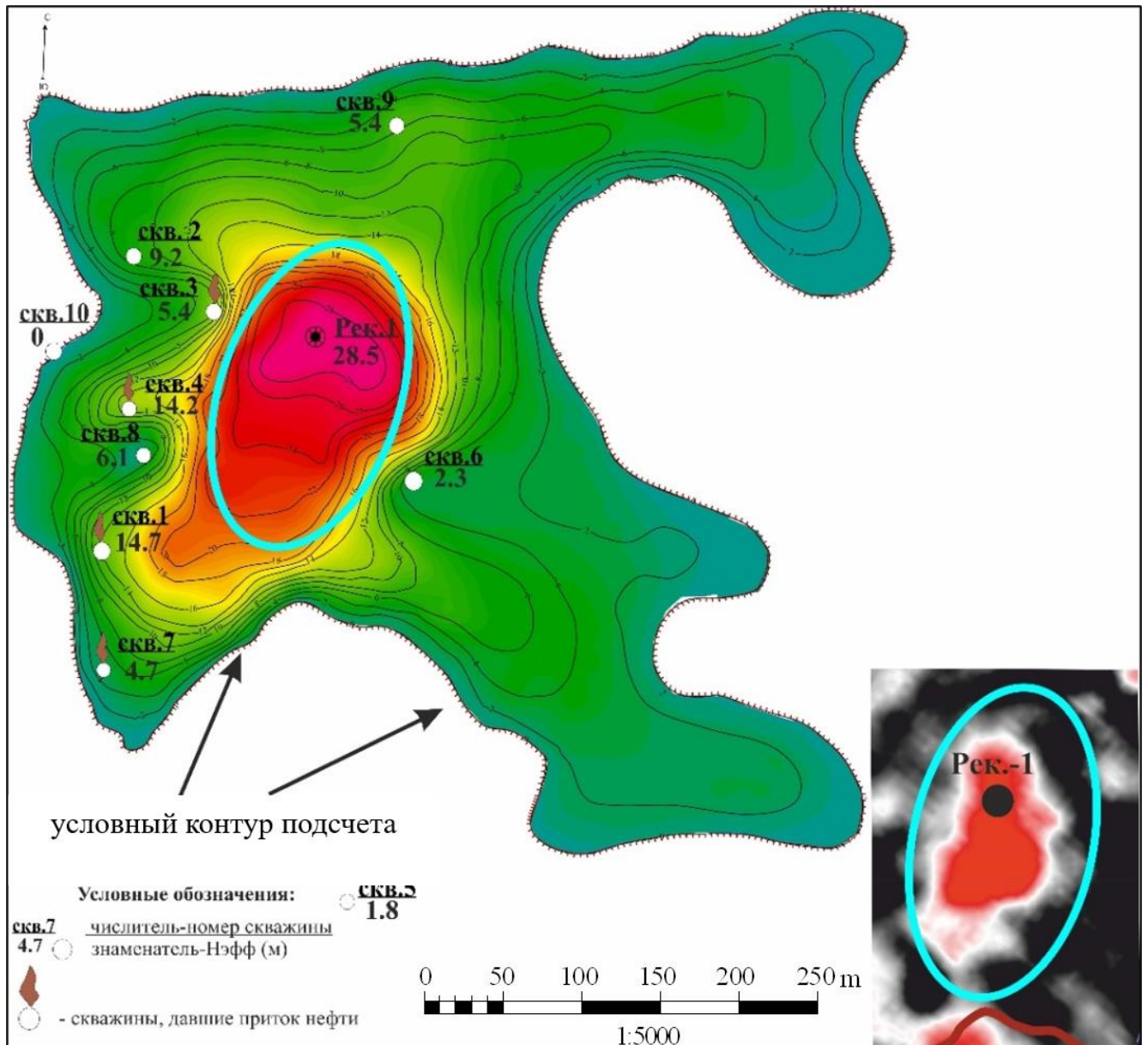


Рисунок. 4.12 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин с местоположением рекомендуемой скважины (Колоколова И.В.) [52,65,66]

На рисунке 4.13 представлен график, характеризующий зависимость произведений значений эффективной нефтенасыщенной толщины на значения пористости ($K_p \cdot h_{эф}$) от общей толщины пласта H . На нем точка рекомендуемой скважины также занимает наивысшее положение со значением в 188 ед.

Как уже упоминалось выше, по результатам интерпретации ГИС скважины 1, вскрывшей полностью интервал верхнедевонских отложений предполагается

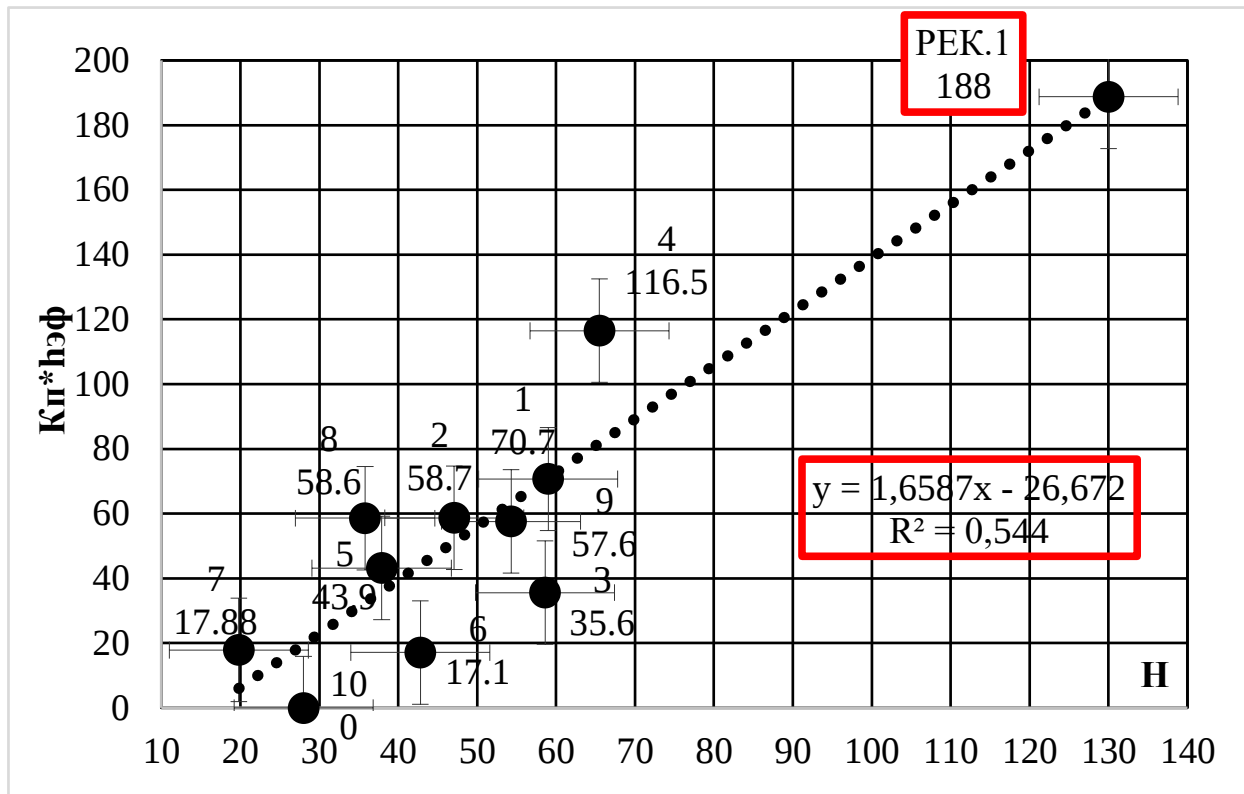


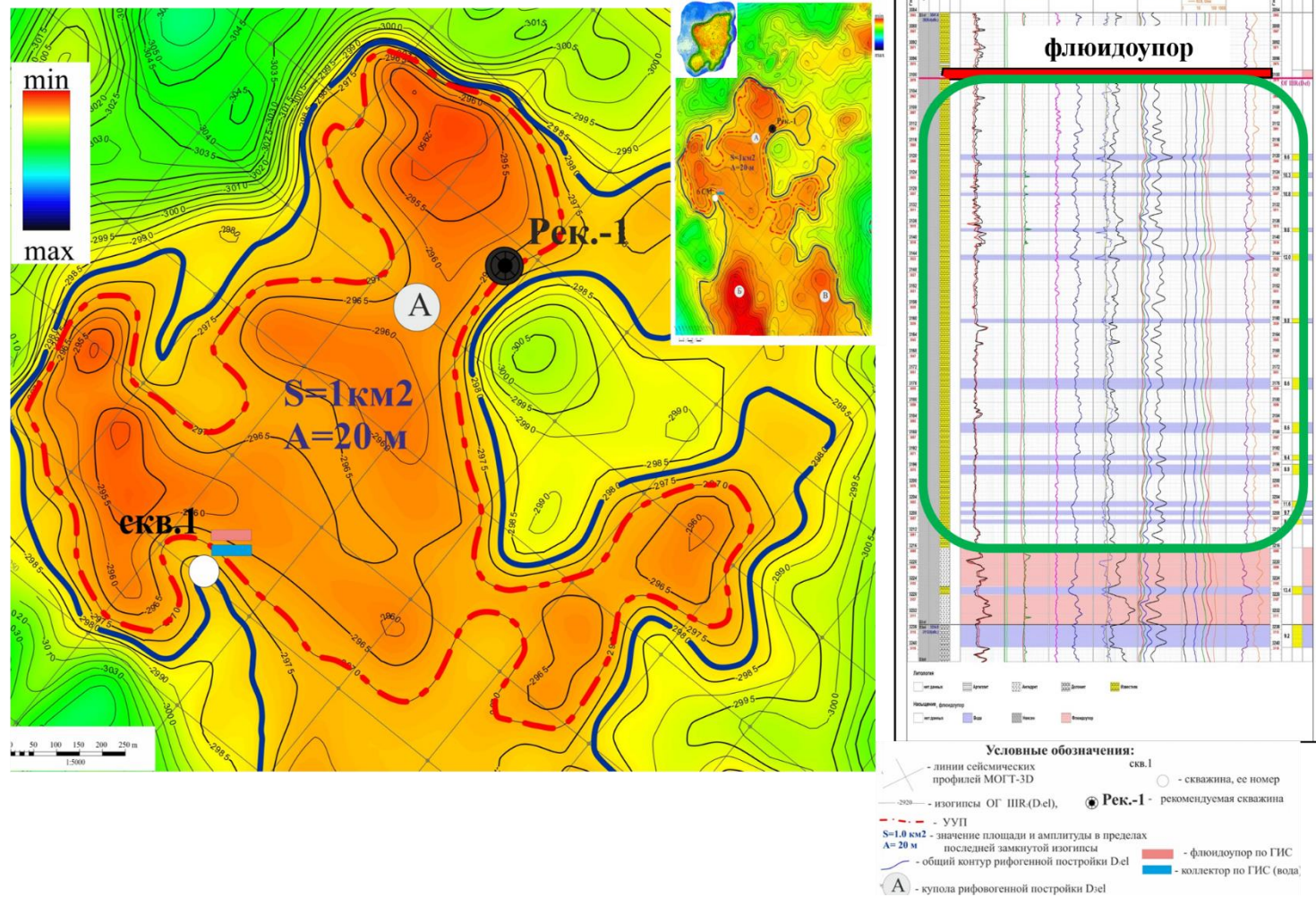
Рисунок. 4.13 – Зависимость параметра $K_{п} \cdot h_{эф}$ от общей толщины пласта (Колоколова И.В.) [52,65, 66]

существование залежей в рифовых объектах под локальными флюидоупорами в елецких, задонских и сирачойских отложениях.

Перспективы открытия залежей подтверждаются по данным ГИС наличием высокопроницаемых коллекторов (вода) в скважине 1, пробуренной не в оптимальных структурных условиях [65].

Перспективный природный резервуар 2 (D_{3el}) (Рисунок 4.14)

Морфологию залежи характеризует структурная карта по ОГ ПИР₃, стратиграфически приуроченному к подошве глинистого пласта локального флюидоупора для рифовых объектов в елецких отложениях верхнего девона. Структура представляет собой фрагмент рифового кольца, осложненного разноамплитудными куполами. Наличие флюидоупора для прогнозируемой залежи в елецких отложениях фиксируется в скважине 1 в кровельной части отложений. На каротажной диаграмме между покрышкой и коллектором существует промежуточный слой. Однако по поведению горизонтов в волновом

Структурная карта по ОГ ПИР₃(D₃el) (Колоколова И.В., 2018)Рисунок 4.14 - Перспективный природный резервуар 2 (D₃el) (Колоколова И.В.) [65]

поле предполагается, что в сводовой части структуры кровля коллектора совпадет с подошвой истинного флюидоупора.

Перспективный природный резервуар 3 ($D_{3zd+src}$) (Рисунок 4.15)

Для задонских и сирачойских рифов роль флюидоупора выполняют ангидритизированные доломиты и ангидриты. Наличие пластов-флюидоупоров подтверждается в скважине 1. Наличие глин и ангидритов в разрезах скважины 1 и анализ волновой картины сейсмических данных МОГТ-3D позволили сделать предположение, что постройки образовались в лагуне рифового кольца.

В скважине 1 в подошве елецких отложений в интервале на абсолютной отметке (а.о.) минус 3084-3114 м выделен пласт ангидрита мощностью 30 м. На глубинных разрезах ему соответствует отражающий горизонт PIR_4 . Он довольно четко прослеживается от скважины в купол рифа. Это дает основание надеяться, что горизонт не выклинивается и будет экранировать прогнозируемую залежь.

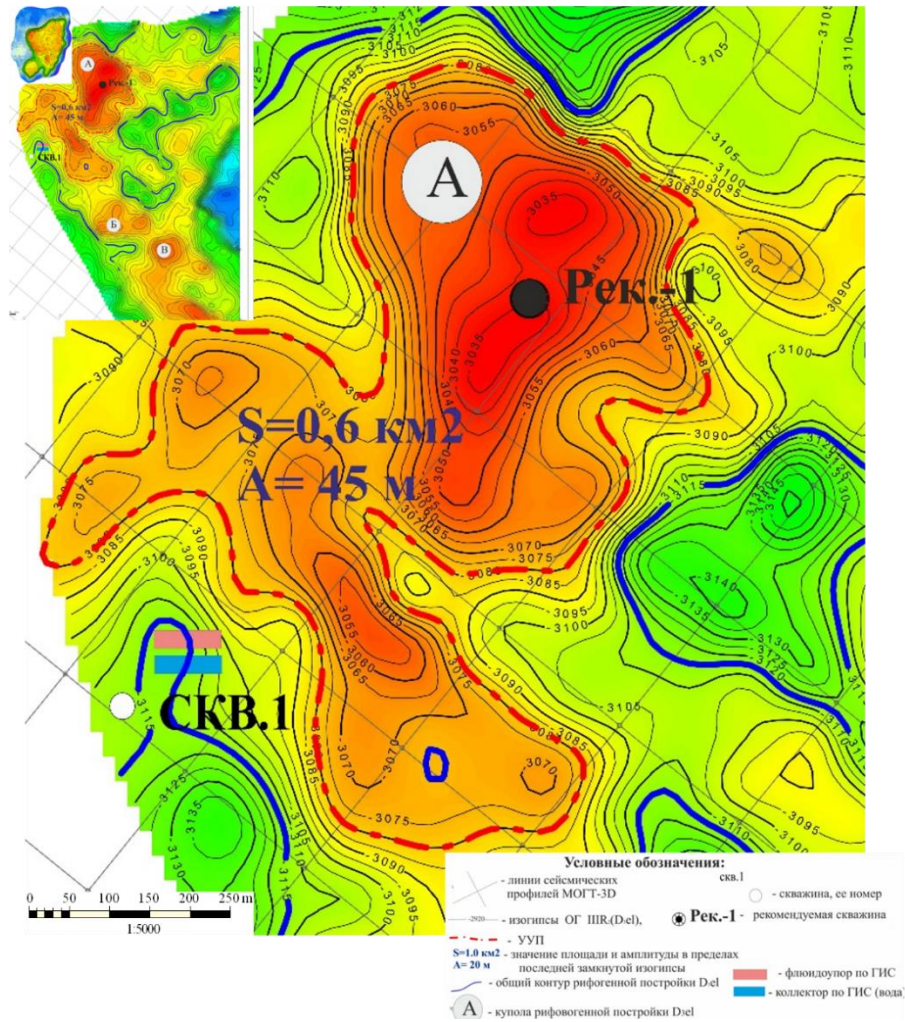
В подошве задонских отложений в скважине 1 выделяется еще один пласт ангидрита мощностью порядка 3,5 м, который может также служить флюидоупором для залежей в данном интервале разреза. Учитывая наличие двух флюидоупоров (в подошве ельца и подошве задона) в описываемом интервале, можно рассчитывать на обнаружение залежи нефти хотя бы под одной из них. В результате выполненных автором исследований с применением комплекса критериев, предложенного в работе, на Северо-Мукеркамьльском месторождении в доманиково-турнейских отложениях.

В результате выполненных работ автором впервые:

1. установлено наличие нескольких изолированных локальных природных резервуаров со своими флюидоупорами – один продуктивный В нюмылгско-зеленецких карбонатных отложениях верхнего девона (D_{3nm-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;

Структурная карта по ОГ ПИР₃(D₃zd+src) (Колоколова И.В., 2019)



СКВ.1

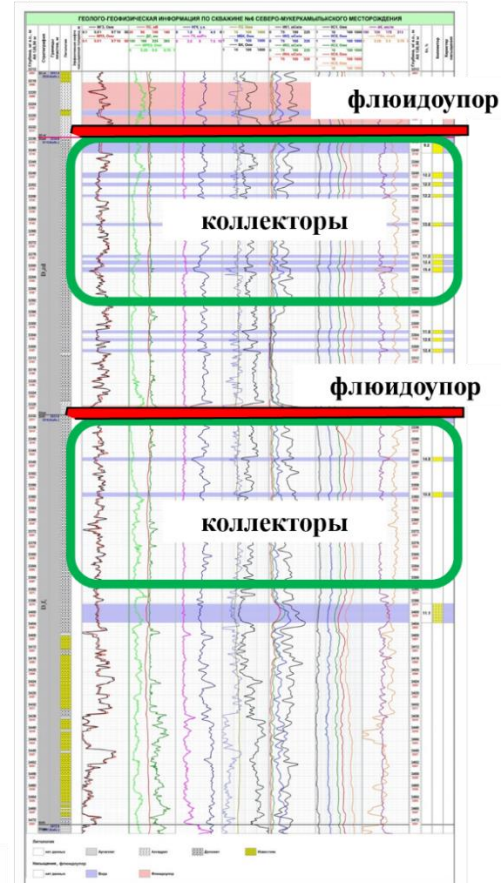


Рисунок 4.15 - Перспективный природный резервуар 3 (D₃zd+src) (Колоколова И.В.) [65]

2. по форме аномалии на горизонтальных сечениях кубов сейсмических данных МОГТ-3D скорректировано в пространстве положение кровли продуктивного пласта-коллектора в нюмылгско-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 ($h_{эф.}$, $K_p \cdot h_{эф.}$) в рекомендуемой скважине (критерий 3).

В результате определено оптимальное местоположение новой скважины, где прогнозируется вскрытие максимальных нефтенасыщенных эффективных толщин в высокочемких коллекторах и получение безводных притоков нефти, превышающих суммарный дебит уже пробуренных скважин в нюмылгско-зеленецких отложениях и открытие новых залежей в елецких и задонско+сирачойских рифовых объектах.

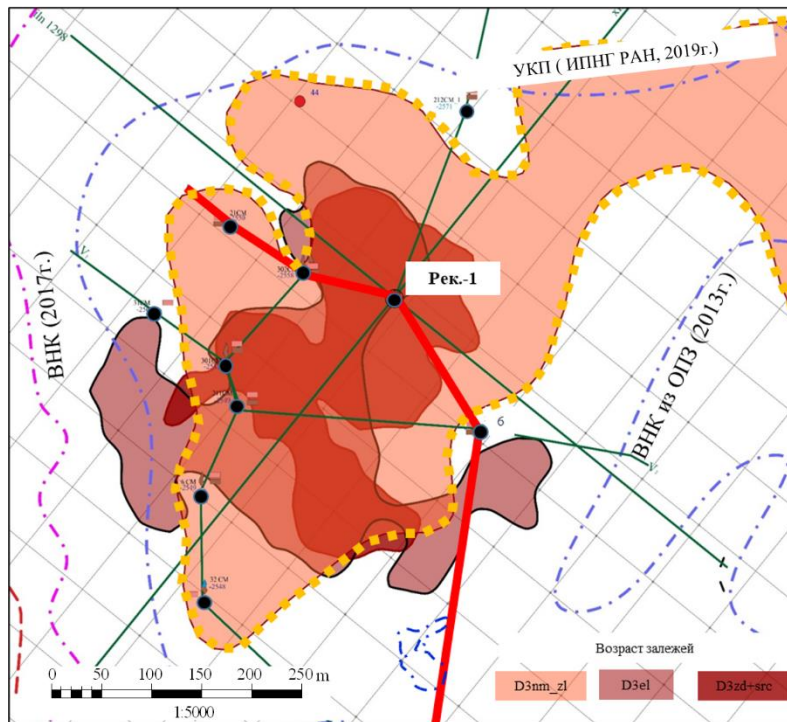
Новая модель доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров представлена на рисунке 4.16.

Ижма-Печорская впадина. Ермоловский лицензионный участок.

Ермоловский участок недр расположен в центральной части Ижма-Печорской впадины в пределах Лемъюской ступени в старом добычном районе с развитой инфраструктурой. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования ТП НГП относится к Верхнелыжско-Лемъюскому НГР Ижма-Печорской НГО (Рисунок 4.17).

В пределах Ермоловского участка в 1980-е годы пробурено четыре

Сводная карта перспективных верхнедевонских рифовых объектов



Геолого-геофизический профиль по критическому направлению через рекомендуемую скважину

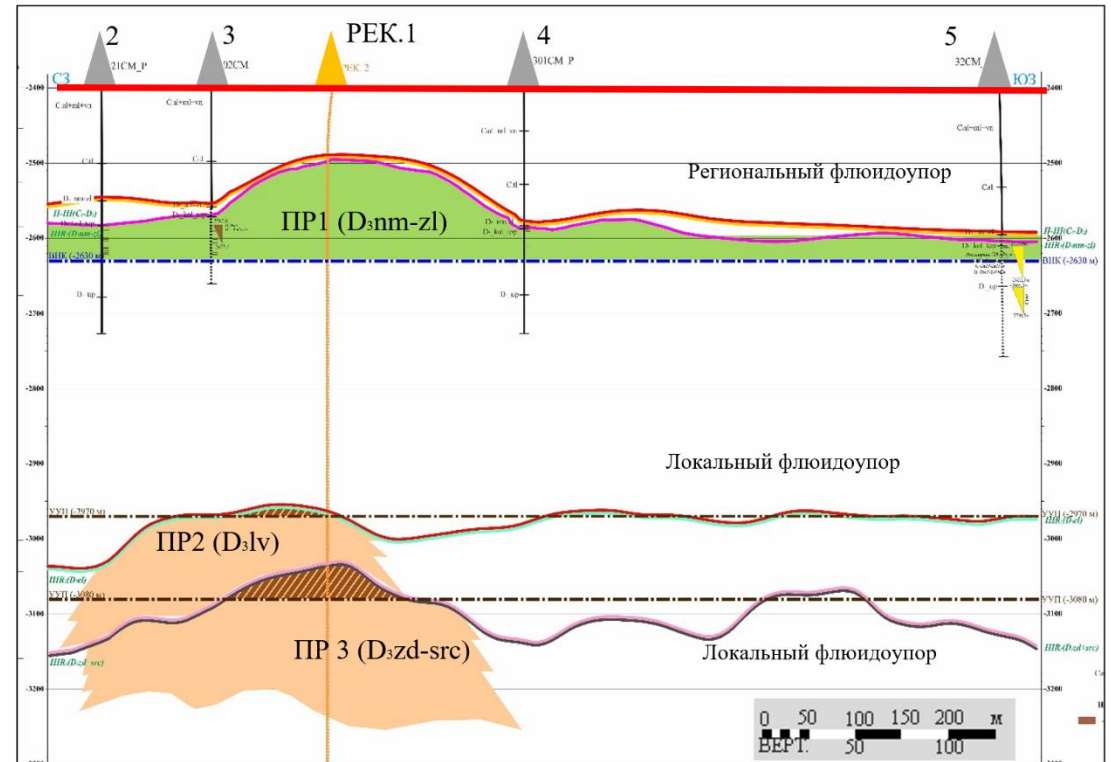


Рисунок 4.16 – Новая модель доманиково-турнейских рифогенных природных резервуаров по данным МОГТ-3D
(Колоколова И.В.) [65]

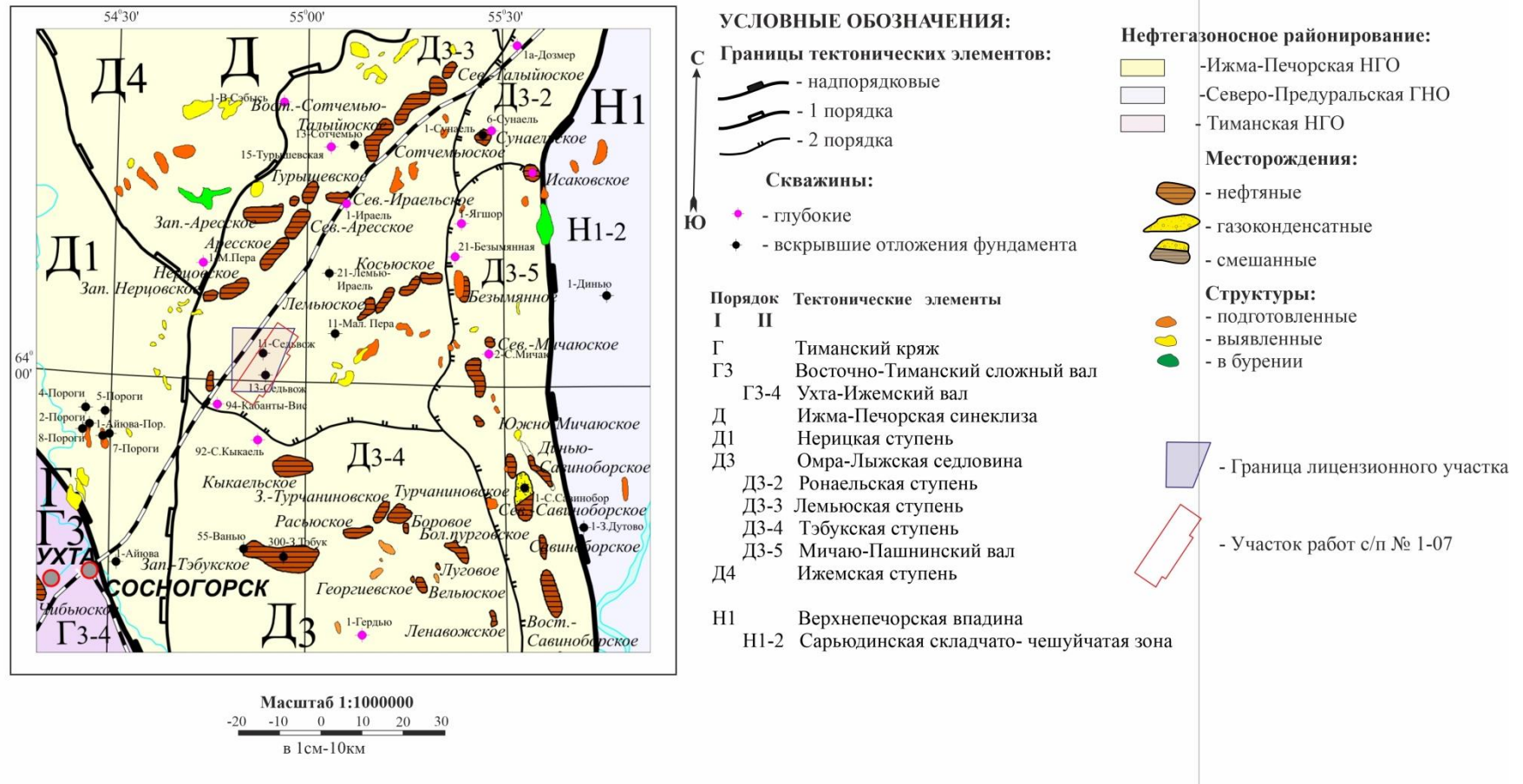


Рисунок 4.17– Выкопировка из "Карты нефтегазогеологического и тектонического районирования ТП НГП»

(Колоколова И.В. по данным ТП НИЦ, 2012) [71]

поисковых скважины (11,12,13,14-Седьвовжские), выполнено около 250 пог. км сейсморазведки 2D-МОГТ. По материалам пробуренных скважин залежей УВ установлено не было – структуры Седьвовжская и Восточно-Седьвовжская выведены из бурения, дальнейшие поиски признаны бесперспективными.

В 2007 году после приобретения участка компанией ООО "НК "Нефтегеосервис" пробурена поисковая скважина 1-Ермоловская глубиной 2250 метров на расстоянии 600 метров на северо-запад от старой скважины 13-Седьвовжская. Этой скважиной вскрыты отложения перми-ордовика. Признаки нефти в скважине 1-Ермоловская установлены только в кровле карбонатов нижней перми по комплексу ГИС, испытателем пластов в этом интервале получена вода с запахом газа и пленкой нефти. Причина отрицательных результатов бурения – недостоверный на момент начала бурения структурный план по горизонтам в нижней перми-верхнем девоне, полученный по материалам крайне редкой сети старой сейсморазведки МОГТ-2D. Бурение этой скважины по данным старой геофизики было вынужденно рискованным из-за угрозы изъятия лицензии в связи с невыполнением лицензионного соглашения. Именно с целью избежать в дальнейшем рисков бурения на Ермоловской площади в зиму 2006-2007 гг выполнено 134 км² сейсморазведки 3D-МОГТ.

По материалам новой сейсморазведки Седьвовжская и Восточно-Седьвовжская переподготовлены под бурение.

На Ермоловском участке вероятно открытие залежей в кровле карбонатов нижней перми (артинский ярус), в ассельских отложениях, в кровле верхнего девона (пласт Φ_5), в регионально нефтеносном пласте Φ_0 , в джьерском горизонте (песчаники), а также в салюкинской свите верхнего ордовика. Перспективными также могут оказаться пласты Φ_1 - Φ_4 и некоторые горизонты верхней перми, карбона и доманиковый горизонт. Далее рассмотрим более подробно интервал верхнедевонских карбонатных отложений, являющийся объектом исследования в работе.

Участок расположен между Сотчемью-Аресской рифовой и Расьюской зонами развития нижнефаменских карбонатных уступов. Сотчемью-Аресская

зона нефтенакопления приурочена к барьерным рифам доманикового, сирачойского и евланово-ливенского возраста. Ввиду отсутствия здесь экранирующей толщи над рифовым массивом, залежи нефти сконцентрированы в фаменском надрифовом пласте Φ_0 и, частично, в пласте Φ_{e1} . На Расьюской площади (в южной части Тэбукской ступени) выявлена залежь нефти, приуроченная к пласту Φ_5 [67,68,69]. Ермоловская площадь расположена вне зоны распространения барьерных рифов позднефранского и раннефаменского возраста, но в разрезе пробуренных на отчетной площади скважин выделяются мелководно-шельфовые пласты Φ_0 , Φ_{e1} , Φ_1 - Φ_5 [70]. По данным ГИС выделены коллекторы: в скважине 11-Седьвовская в пласте Φ_4 нефтенасыщенные, в пластах Φ_0 , Φ_2 и Φ_3 – водонасыщенные; в скважине 12 Седьвовская нефтенасыщенные – в пласте Φ_2 ; в скважине 13-Седьвовская пласты Φ_2 и Φ_5 – нефтенасыщенные (Рисунок 4.18); в

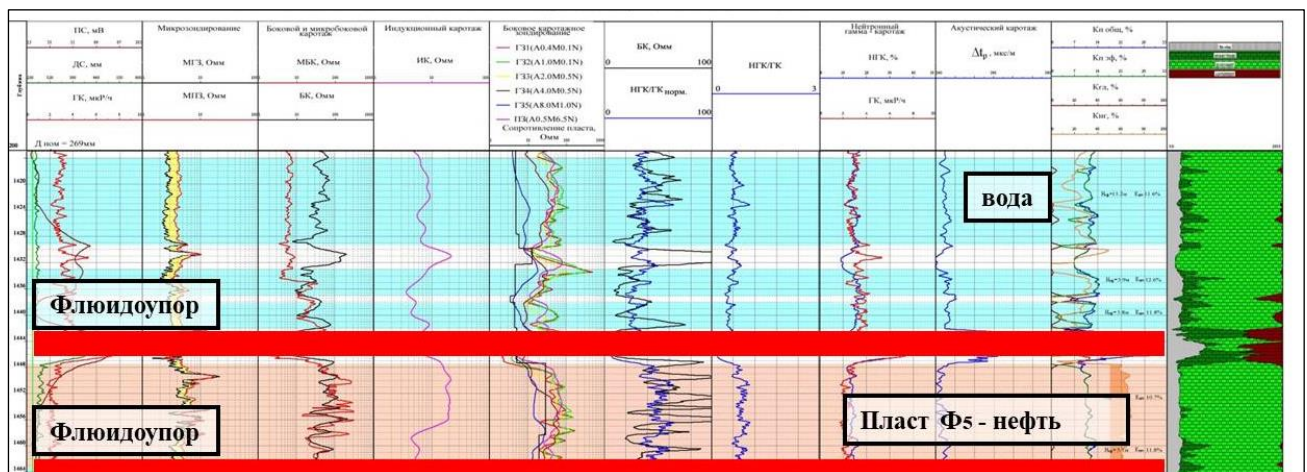


Рисунок 4.18 – Результаты интерпретации ГИС. Скважина 13-Седьвовская (Теленков, Колоколова И.В., 2008) [71]

скважине 14-Седьвовская нефтенасыщенный – Φ_0 , водонасыщенные – Φ_2 и Φ_3 ; в скважине 1-Ермоловская в пластах Φ_0 и Φ_1 - Φ_5 – водонасыщенные). Пласты Φ_1 и Φ_{e1} коллекторов в скважинах не содержат. Таким образом, формирование залежей УВ зависит от благоприятных структурных условий и наличия надежных локальных флюидоупоров [71]. Дальнейший анализ скважинных данных показал, что открытие залежей возможно в мелководно-шельфовых резервуарах пластов Φ_5 и Φ_0 . Для них установлены надежные флюидоупоры: для

пласта Φ_5 – это глинистые отложения в основании визейского яруса, пласт Φ_0 – RP_Г. Над пластом Φ_2 , который является коллектором, экранирующая толща отсутствует.

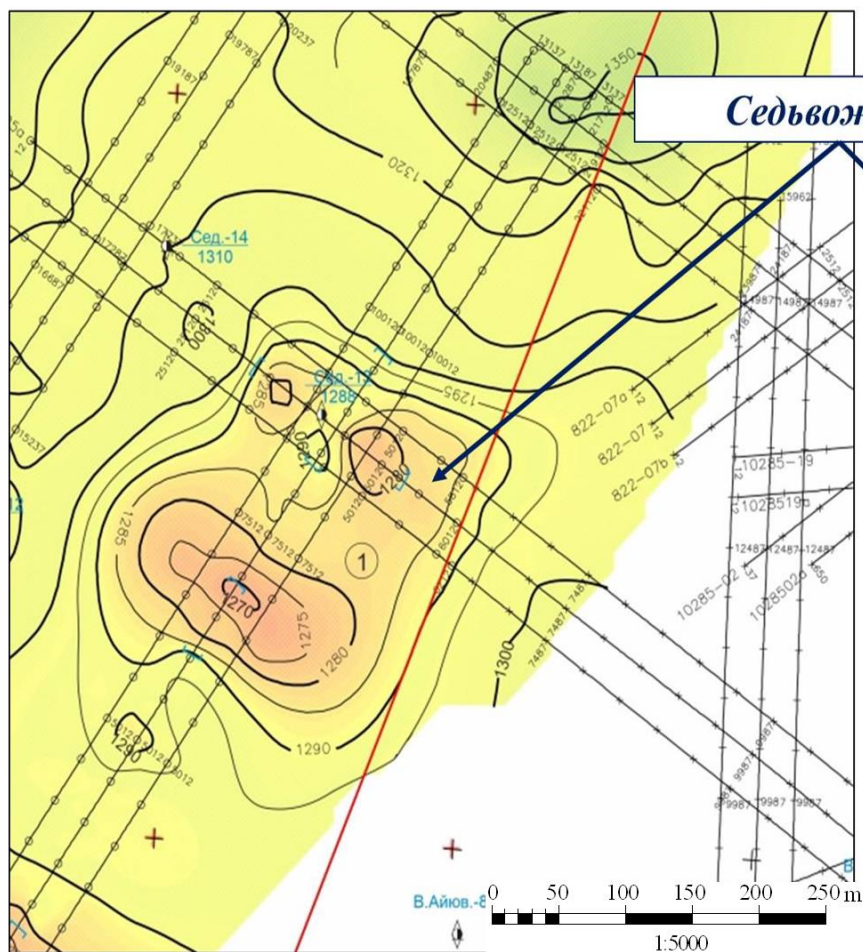
Следующим этапом – по данным сейсморазведки автором выполнены структурные построения, характеризующие строение пластов Φ_5 , Φ_0 и количественный прогноз ФЕС с использованием комплекса программ Paradigm Geophysical (Probe и Vanguard).

По итогам выполненных работ с учетом всех прогнозных карт и истории развития территории наиболее перспективной является юго-восточная часть исследуемой площади, включающая Центральный, Восточный и Южный куполы Седьмовжской структуры для открытия залежей в мелководно-шельфовых пластах Φ_5 , Φ_0 [72]. В сводовых частях куполов автором были выбраны точки заложения скважин. Для определения очередности бурения выполнен количественный прогноз параметров прогнозируемых залежей. На графиках и картах, характеризующих зависимость эффективной нефтенасыщенной толщины ($h_{эф}$) и произведений значений эффективной нефтенасыщенной толщины на значения пористости ($K_p \cdot h_{эф}$) от общей толщины пласта (H) точки рекомендуемых скважин 1,2,3 занимают наивысшие положения (Рисунок 3.2.5).

На рисунках 4.19 и 4.20 представлены старая и новая модель усть-печорских перспективных отложений и геолого-геофизический разрез по критическому направлению через рекомендуемые скважины.

Полученные результаты показывают эффективность и актуальность выполненных исследований с применением комплекса критериев выделения и прогноза нефтегазоперспективных объектов в рифах. На двух участках созданы принципиально новые геологические модели рифовых объектов в доманиково-турнейских природных резервуарах, уточнены перспективы разновозрастных залежей и их ресурсная оценка, определены оптимальные местоположения новых скважин, где прогнозируется вскрытие максимальных нефтенасыщенных эффективных толщин в наилучших коллекторах и получение безводных притоков нефти.

Структурная карта по ОГ II-III (D3ур-Ф5) - МОГТ-2D



Структурная карта по ОГ II-III (D3ур-Ф5) - МОГТ-3D

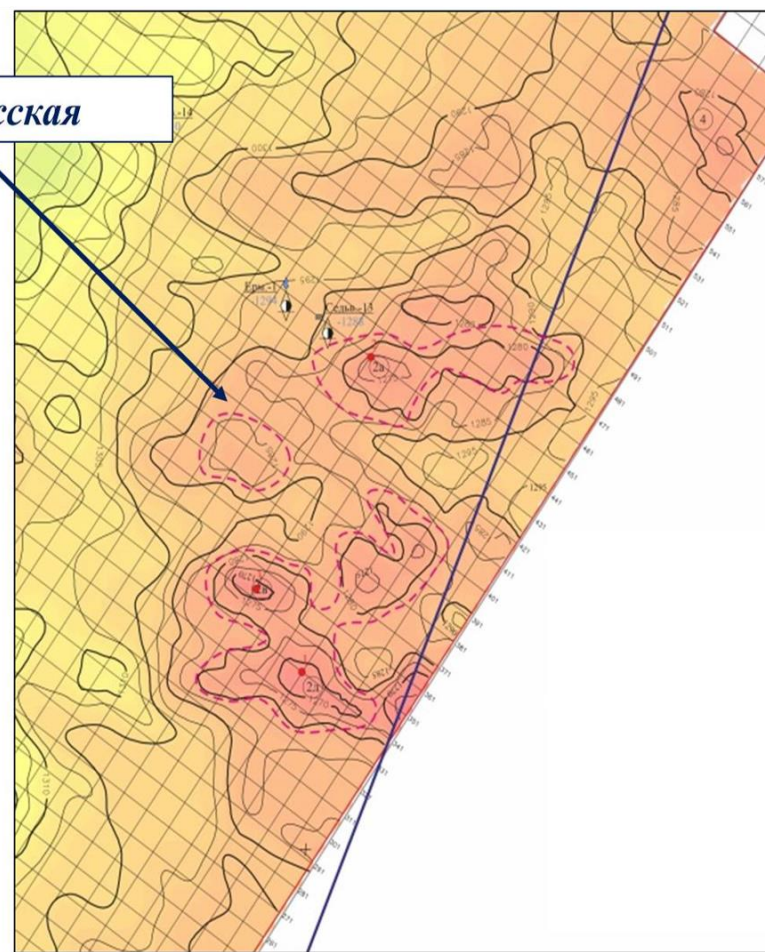


Рисунок 4.19 – Сравнение структурных построений по кровле пласта-коллектора D₃Ф₅ по данным МОГТ-2D и МОГТ-3D (Колоколова И.В.) [71]

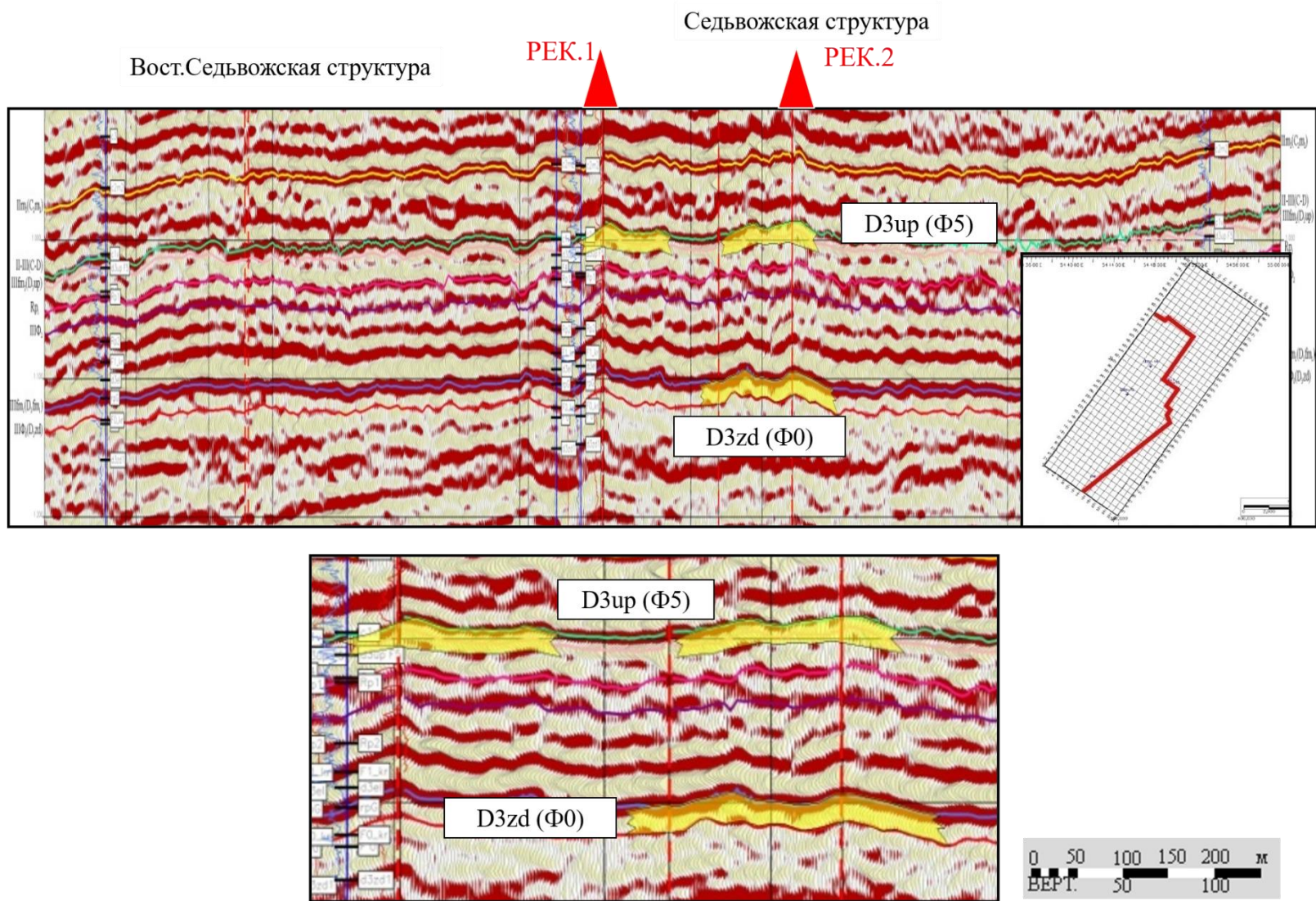


Рисунок 4.20 – Геолого-геофизический профиль по критическому направлению (СЗ – ЮВ) (Колоколова И.В.)

4. РАЗРАБОТКА СХЕМ УПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫМИ ПРОЦЕССАМИ

Третье защищаемое положение. Система сравнительной оценки рисков геологоразведочных работ в разнотипных структурных зонах, с разной степенью изученности (Хорейверская впадина, Предуральский краевой прогиб) на базе вероятностной оценки существования залежи УВ, как инструмент повышения эффективности управления процессами геологоразведочных работ.

Научные, тематические и любые другие исследования в области геологии в конечном итоге должны быть направлены на удовлетворение потребностей общества в том или ином виде полезного ископаемого. В нефтегазовой геологии – это ускоренное и экономически эффективное открытие рентабельных для освоения месторождений нефти и газа [73]. Поэтому, при оценке нефтегазопоисковых проектов и планировании геологоразведочных работ очень важно учитывать не только геологические, но и экономические факторы.

Для формирования портфеля геологоразведочных проектов многие компании внедряют различные методы анализа рисков, позволяющие специалистам решать целый ряд задач. Это – выбор направлений ГРП и первоочередных объектов, сравнение альтернативных вариантов проведения поисков и разведки, определение кондиционных значений подсчетных параметров и величины запасов [74,75,76]. Одним из методических приемов определения рисков является система сравнительной оценки. Процедура сравнительной оценки рисков включает несколько этапов: сбор необходимого объема информации; определение критериев такого уровня, которые разделяют опасности на группы – высокой, средней и малой степени рисков (ранжирование объектов) по параметру вероятности существования залежи (P_z). 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 [77, 78].

Для количественной оценки финансовых рисков в работе автором использована формула:

$$R = (C_{грр} + N \cdot C_{скв}) - C_n \cdot \sum k_i \cdot P_{zi} \cdot Q_i, \text{ где} \quad (1)$$

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:

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

P_k -вероятность существования коллектора

P_f -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 5.1.

Оценка степени уверенности и диапазон параметров для оценки величины вероятности каждого фактора основан на материалах, опубликованных в 2000-м году CCOP (The Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes). Классификация надежности исходной геолого-геофизической информации согласно данным материалам представлена в таблице 5.2; диапазоны изменения значений каждого из геологических факторов в зависимости от степени достоверности приведены в таблицах 5.3-5.9 [79, 80].

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 Предуральяского краевого прогиба.

Таблица 5.1 – Диапазоны изменения P_3

ЭТАП	СТАДИЯ	ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ	ЗАДАЧИ	P_3 , %
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

Таблица 5.2 – Классификация исходных геолого-геофизических данных
(ССОР, 2000)

Класс информации		Кондиционные данные	Ограниченные данные	Косвенные данные
Данные бурения	Результаты испытаний			н/д
	Данные ГИС/ГДИС		н/д	н/д
	Описание керна, ФЕС, ФХС	по результатам бурения на оцениваемом участке	по аналогии с соседними месторождениями	н/д, нет информации по аналогам
Геология и геофизика	Структурные карты	структурные построения выполнены по перспективному горизонту с учетом данных бурения	структурные построения выполнены по конформно-залегающему горизонту	структурные построения выполнены по неконформно-залегающему горизонту
	Лито-фациальные карты	количественный прогноз методами сейсморазведки	качественный прогноз (сейсмостратиграфия)	теоретическая региональная модель
	Моделирование УВ-систем	по данным, полученным в пределах оцениваемого участка	по осредненным данным	теоретическая региональная модель
Прочее	Прямые методы	В зависимости от успешности применения в регионе		
	Несейсмические технологии геофизики	В зависимости от успешности применения в регионе		

Таблица 5.3 – Вероятность наличия коллектора (Pk)

ПОЛНОТА ДАННЫХ		Кондиционные данные		Ограниченн ые данные	Косвенн ые данные
ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ		прокси мальные отложени я	дистальн ые отложен ия		
МОРСКИЕ	Мелководно-морские	0.9-1.0	0.7-0.8	0.6-0.7	0.4-0.6
	Прибрежные, дельтовые, приливно-отливные	0.8-1.0	0.7-0.8	0.6-0.7	0.4-0.6
	Конуса выноса	0.7-0.8	0.5-0.6	0.3-0.5	0.1-0.3
	Шельфовые карбонаты	0.7-0.8	0.5-0.6	0.3-0.5	0.3-0.5
	Рифы	0.8-1.0		0.5-0.7	0.3-0.5
КОНТИНЕНТАЛЬН ЫЕ	Озерные	0.7-0.9	0.5-0.7	0.4-0.6	0.3-0.5
	Речные	0.7-0.9	0.5-0.7	0.4-0.7	0.3-0.6
	Эоловые	0.8-1.0		0.3-0.5	0.4-0.6
ПРОЧИЕ	Кора выветривания фундамента	0.4-0.6		0.2-0.4	0.1-0.3
	Эффузивные	0.4-0.6		0.2-0.4	0.1-0.3

Таблица 5.4 – Характеристика качества коллектора

ПОЛНОТА ДАННЫХ		Кондиционные данные		Ограниченные данные	Косвенные данные
ГЛУБИНА ЗАЛЕГАНИЯ		проксимальные отложения	дистальные отложения		
1-3 КМ	«Чистые» однородные коллекторы	0.9-1.0	0.8-0.9	0.7-0.8	0.6-0.7
	Смешанные (с глинистой или ПШ составляющей) коллекторы	0.8-1.0	0.7-0.8	0.6-0.7	0.4-0.6
3-4 КМ	«Чистые» однородные коллекторы	0.8-0.9	0.7-0.8	0.5-0.7	0.4-0.5
	Смешанные (с глинистой или ПШ составляющей) коллекторы	0.7-0.9	0.6-0.7	0.5-0.6	0.3-0.5
>4 КМ	«Чистые» однородные коллекторы	0.7-0.9	0.5-0.7	0.4-0.6	0.3-0.5
	Смешанные (с глинистой или ПШ составляющей) коллекторы	0.6-0.9	0.3-0.5	0.2-0.4	0.1-0.3

Таблица 5.5 – Достоверность выделения ловушки

ПОЛНОТА ДАННЫХ		3D сейсморазведка	2D сейсморазведка		
СТЕПЕНЬ СЛОЖНОСТИ			Плотность >2 пог км/км ²	Плотность >1 пог км/км ²	Плотность <1 пог км/км ²
ЛАТЕРАЛЬНАЯ ОДНОРОДНОСТЬ СКОРОСТЕЙ	Пликативные структуры	0.9-1.0	0.9-1.0	0.8-1.0	0.7-0.9
	Осложненные разломами структуры	0.7-0.9	0.6-0.9	0.5-0.8	0.4-0.7
	Малоамплитудные (до 15 м) структуры	0.6-0.8	0.5-0.8	0.4-0.7	0.3-0.6
ЛАТЕРАЛЬНАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ СКОРОСТЕЙ	Пликативные структуры	0.8-0.9	0.7-0.9	0.6-0.8	0.5-0.7
	Осложненные разломами структуры	0.6-0.8	0.5-0.7	0.4-0.6	0.3-0.5
	Малоамплитудные (до 15 м) структуры	0.4-0.6	0.3-0.5	0.2-0.4	0.1-0.3

Таблица 5.6 – Вероятность наличия флюидоупора

КАЧЕСТВО ФЛЮИДОУПОРА		Очень хорошее	Хорошее	Приемлемое
ТИП ЛОВУШКИ				
АНТИКЛИНАЛЬНЫЕ ЛОВУШКИ		0.9-1.0	0.8-1.0	0.6-0.8
НЕАНТИКЛИ НАЛЬНЫЕ ЛОВУШКИ	Тектонически экранированные	0.6-0.8	0.5-0.6	0.3-0.5
	Литологически экранированные	0.6-0.8	0.5-0.7	0.4-0.6
	Стратиграфически экранированные	0.4-0.5	0.3-0.5	0.2-0.4
ЛИТОЛОГИЯ ФЛЮИДОУПОРА				
ЭВАПОРИТЫ		v		
РЕГИОНАЛЬНО-ВЫДЕРЖАННЫЕ АРГИЛЛИТЫ, ГЛИНИСТО- КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ			v	
ЛОКАЛЬНО РАЗВИТЫЕ ИЛИ МАЛОМОЩНЫЕ ГЛИНЫ И ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ, ГЛИНИСТЫЙ АЛЕВРОЛИТ				v

Таблица 5.7 – Вероятность наличия и зрелости нефтегазоматеринских толщ

ФАЦИИ ОВ		Ограниченные морские или озерные условия с концентрированным сапропелевым ОВ	Смешанные морские или озерные условия с рассеянным сапропелевым ОВ	Дельтовые условия с преимущественно гумусовым ОВ
ДОСТОВЕРНОСТЬ				
Доказанные НМТ	Зрелое ОВ	0.9-1.0	0.8-1.0	0.8-0.9
	Перезрелое ОВ	0.5-0.8	0.4-0.7	0.4-0.6
	Недозрелое ОВ	0.4-0.6	0.3-0.6	0.3-0.5
Вероятные НМТ	Зрелое ОВ	0.8-0.9	0.7-0.9	0.7-0.8
	Перезрелое ОВ	0.4-0.6	0.3-0.6	0.3-0.5
	Недозрелое ОВ	0.3-0.5	0.3-0.4	0.2-0.4
Гипотетические НМТ	Зрелое ОВ	0.7-0.8	0.6-0.8	0.6-0.7
	Перезрелое ОВ	0.3-0.5	0.2-0.5	0.2-0.4
	Недозрелое ОВ	0.2-0.4	0.1-0.3	0.1-0.2

Таблица 5.8 – Вероятность миграции УВ

ВРЕМЕННОЕ СООТНОШЕНИЕ	Ловушка сформирована до начала миграции УВ	Формирование ловушки и начало миграции УВ совпадают по времени	Ловушка сформировалась к моменту, когда НГМТ вышли из ГЗН (ГЗГ)
МИГРАЦИЯ			
Локальная миграция	0.9-1.0	0.4-0.8	0.1-0.4
Латеральная миграция без барьеров	0.8-0.9	0.4-0.7	0.1-0.3
Латеральная миграция с барьерами	0.5-0.8	0.2-0.5	0.1-0.3
Вертикальная миграция без барьеров	0.7-0.9	0.3-0.6	0.1-0.3
Вертикальная миграция с барьерами	0.4-0.6	0.2-0.4	0.1-0.2
Миграция на дальние расстояния	0.4-0.6	0.2-0.4	0.1-0.2
Ловушки в стороне от путей миграции	0.2-0.4	0.1-0.3	0,1

Таблица 5.9 – Вероятность сохранности залежи

ДОСТОВЕРНОСТЬ ДАННЫХ		Формирование ловушки и начало миграции УВ совпадают по времени	Ловушка сформировалась к моменту, когда НГМТ вышли из ГЗН (ГЗГ)
ПОСТАККУМУЛЯЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ			
НЕТ АКТИВНОСТИ	Нет тектонической активности после аккумуляции	0.9-1.0	0.8-1.0
	Неглубокие ловушки, возможна биодеградация	0.8-0.9	0.4-0.7
ЭРОЗИЯ	Ловушки, связанные с генерирующими толщами	0.7-0.9	0.3-0.6
	Ловушки, несвязанные с генерирующими толщами	0.5-0.8	0.2-0.5
РАЗЛОМЫ ВТОРИЧНОЙ АКТИВИЗАЦИИ	Сжатие	0.5-0.7	0.4-0.5
	Растяжение	0.4-0.6	0.3-0.4

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

Северо-Мукеркамыйльский 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 нюмылгско-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 $D_{3ур}$, где P_f равна 0, следовательно и P_z тоже равна 0. На основании

существующих оценок R_3 , 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: $R(D_{3nm-zl}) = \text{минус } 18852 \text{ млн. руб.}$, $R(D_{3el}) = \text{минус } 1204 \text{ млн. руб.}$, $R(D_{3zd+src}) = \text{минус } 2193 \text{ млн. руб.}$, $R(D_{3el}, D_{3zd+src}, D_{3tm+sr}, S_{2gr}) = \text{минус } 18739 \text{ млн. руб.}$

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

Подробно схема принятия решений в процессе бурения скважины и исследованиях в ней описана ниже и проиллюстрирована рисунком 5.1 [65].

Скв. РЕК-1. Сценарий 1 (вероятный $P=0.9$)

Целевые горизонты - D_{3nm-zl} , D_{3el} , D_{3zd} , D_{3tm+sr} , S_{2gr} с забоем а.о.-3500 м

Основной целевой горизонт - D_{3nm-zl} , ВНК а.о.-2630 м. Прогнозные эффективные нефтенасыщенные толщины (D_{3nm-zl})- 28 м. Прогнозируемый дебит- 100 м³/сут и более.

В процессе бурения рекомендуется:

1. отобрать керн из интервала P_{1a+s} ;
2. провести опробование в открытом стволе в интервале а.о.-1963-1995 м (интервал может уточняться);

3. в случае получения дебита безводной нефти более 100 м³/сут принять решение о бурении наклонно - направленной скважины РЕК-2 исключительно на отложения P_{1a+s} с забоем не ниже а.о.-1995 м и продолжить бурение скв. РЕК-1;

1. в интервале нижнекаменноугольных отложений (C_{1tl}) провести отбор керна;

2. бурение выполнить до уровня а.о.-**2615 м** и провести опробование в интервале D_{3nm-zl} отложений;

В случае получения дебита безводной нефти из нюмылгско - зеленецких отложений более 100 м³/сут спустить эксплуатационную колонну, провести перфорацию продуктивного интервала и вести добычу.

Сценарий 2 (маловероятный P=0.1)

Целевые горизонты - D_{3el}, D_{3zd}, D_{3tm+sr}, S_{2gr}, забой а.о.-3500 м.

Прогнозируемый дебит- 100 м³/сут и более.

При достижении глубины до уровня а.о.- 3500 м провести каротаж по всему стволу.

На основании результатов интерпретации данных ГИС рекомендуется:

1. последовательно провести опробование выявленных нефтенасыщенных интервалов по ГИС;

2. в случае получения дебита безводной нефти более 100 м³/сут спустить эксплуатационную колонну, провести перфорацию продуктивного интервала и вести добычу;

При получении дебита нефти значительно меньше 100 м³/сут или его отсутствии предлагается провести перфорацию в интервале нефтенасыщенных коллекторов по ГИС в интервале C_{1tl} и проводить добычу в случае успешного испытания.

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.

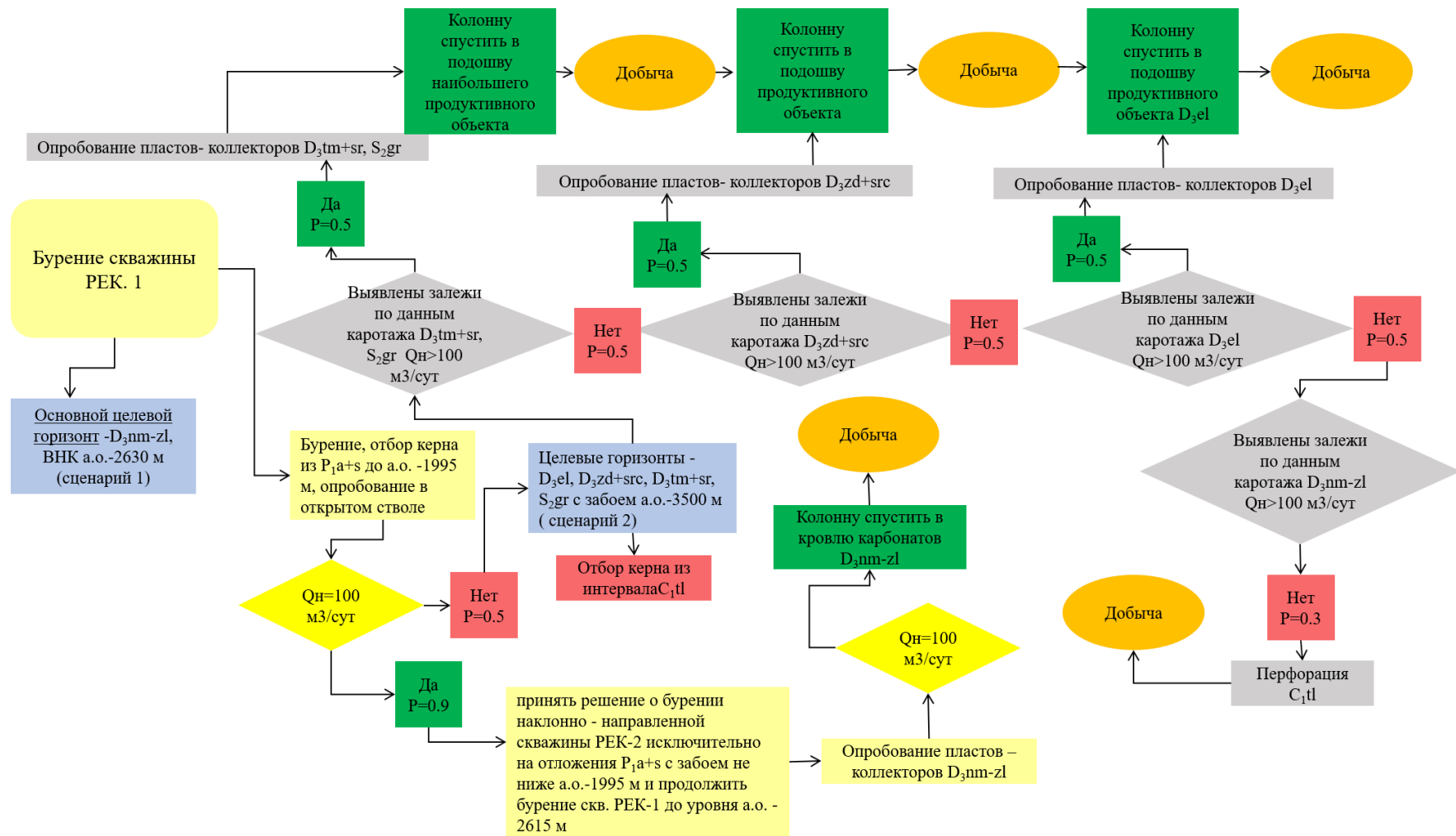


Рисунок 5.1– Дерево принятия решений по проведению бурения скважины РЕК-1 на Северо-Мукеркамьльском месторождении нефти (Колоколова И.В.) [65]

Исследования выполнены для нефтегазоносных районов (НГР), входящих в состав Предуральского краевого прогиба, приуроченного к Северо-Предуральской нефтегазоносной области (СП НГО). В составе НГО выделено 9 НГР: Воркутский, Хоседаю-Воргамусюрский, Кочмесский, Интинско-Лемвинский, Большесынинский, Среднепечорский, Вуктыльский, Верхнепечорский и Курьинско-Патраковский.

Нефтегазоносность доказана в интервале среднего девона - верхней перми. Непосредственно в карбонатных отложениях верхнего девона открыто 7 месторождений: нефтяные – Нерутынское, Хоседаю-Неруюское, Суборское, Западно-Соплесское и Восточно-Пыжьельское, газовые и газоконденсатные – Юрвож-Большелягское и Вуктыльское (крупное).

К настоящему времени территория НГО достаточно дифференцировано изучена сейсморазведкой и бурением. Изученность сейсморазведкой составляет 78476,7 усл. пог.км МОВ+МОГТ-2D+3D, плотность 1,168 усл. пог.км/км², бурением-28 п.м/км². Большая часть находится в нераспределенном фонде (Рисунок 5.2, 5.3) [81, 82, 83].

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 (Д₀ и Д_л) 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.

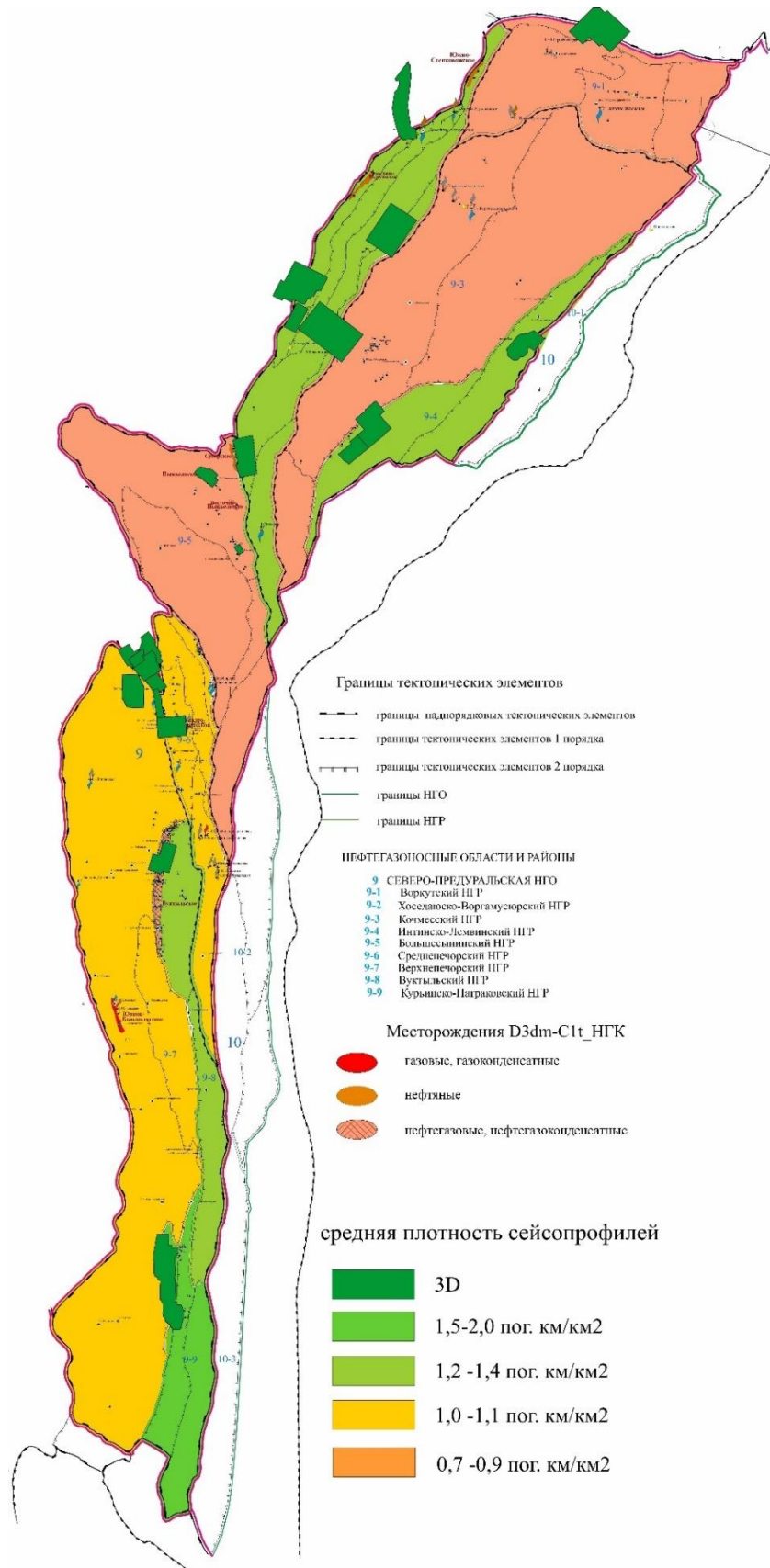


Рисунок 5.2 – Схема изученности сейсморазведкой (Колоколова И.В.)

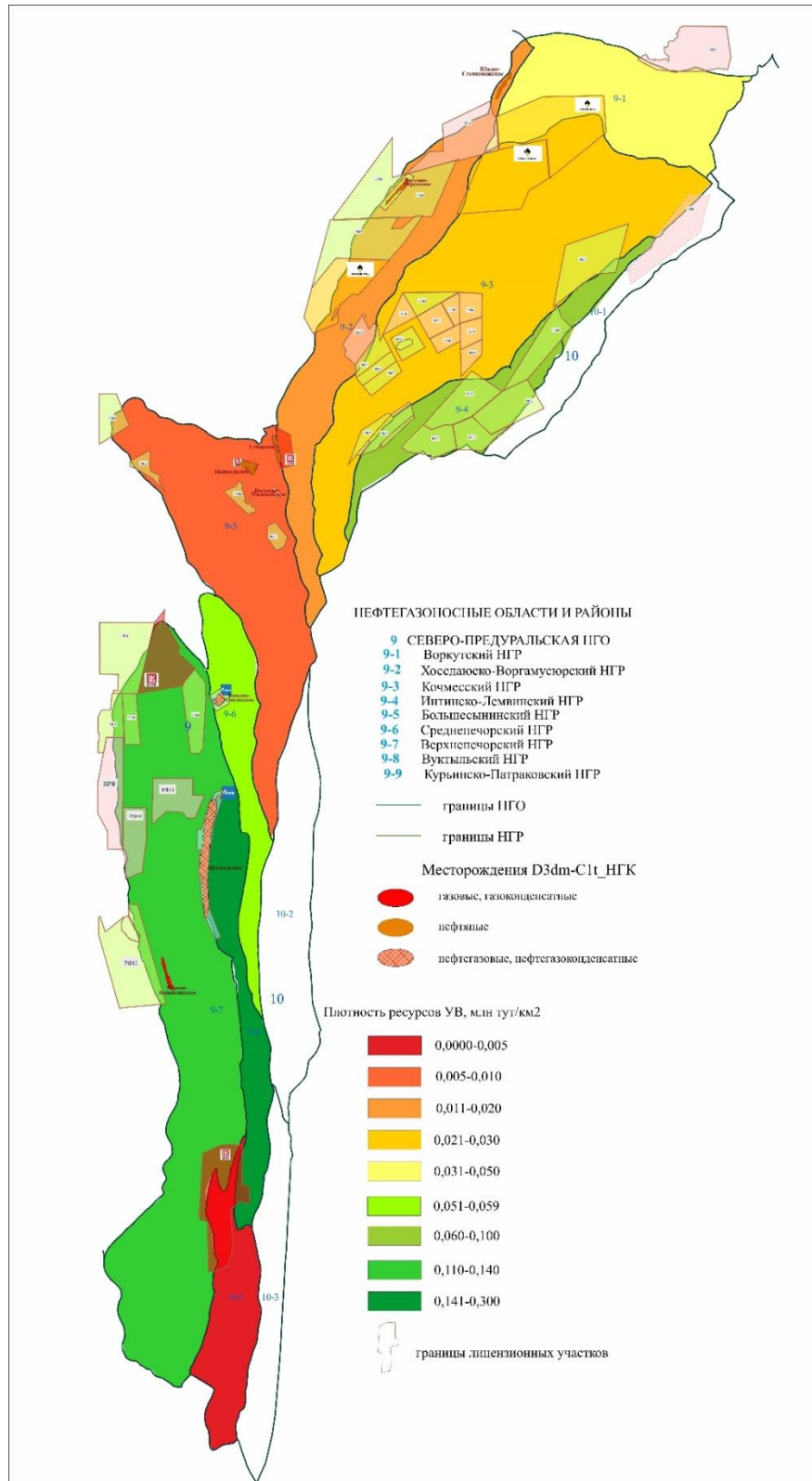


Рисунок 5.3 – Схематическая карта плотности ресурсов (Колоколова И.В.)

Краткая характеристика обоснования вероятностей существования геологических факторов приведена ниже для каждого НГР Северо-Предуральской НГО.

Воркутский НГР. В тектоническом плане НГР приурочен к Воркутскому поперечному субширотному поднятию - структуре 1-го порядка, разделяет Косью-Роговскую и Коротаихинскую впадины и включает в себя структуры 2-го порядка: горст Чернова, Ярвожский купол, Юньягинскую и Падимейскую антиклинальные зоны.

На территории Воркутского поперечного поднятия на Государственном балансе числится одно месторождение Падимейское (нефтяная залежь C_1+C_2 возраста), расположенное в северной части Воркутского поднятия. В пределах поднятия находятся две подготовленные структуры – Южно-Ярвожская и Сизимшорская, Падимейская-II находится в фонде структур, введенных в бурение, восемь структур находятся в фонде выявленных. Плотность сейсмопрофилей 2D составляет 0,7 пог. км/кв.км, пробурено 19 глубоких скважин общим метражом 60668 пог.м, в том числе 6 опорных и параметрических (21674,4 пог.м), 11 поисковых (36663,6 пог.м) и 2 структурно-поисковые (2330 пог.м).

Вероятность существования залежи оценена для Ярвожской структуры, ресурсный потенциал которой составляет 63,1 млн.т. нефти (извл.).

В результате оценки качества объектов по степени вероятности существования структура отнесена к «надежным», плотность сейсмических профилей составляет 0,8 пог км/км² [84, 85].

С точки зрения наличия и качества природного резервуара по результатам бурения установлен благоприятный для аккумуляции УВ рифогенный тип разреза. Ярвожская структура находится в области барьерного рифового пояса (D_3fm). По результатам бурения разрез представлен известняками и доломитами светло-серого и буровато-серого цвета, водорослевыми и органогенно-детритовыми, неравномерно перекристаллизованными, пористо-кавернозными, иногда сульфатизированными. Первичное емкостное пространство водорослевых и биогермных известняков в

рифовых телах было обусловлено наличием каркасостроящих организмов и водорослей, которые обеспечили формирование высокой первичной седиментационной пористости. Хорошие фильтрационные-ёмкостные свойства коллекторов подтверждены высокими дебитами ($>200 \text{ м}^3/\text{сут}$) минерализованной воды, полученными при испытании скважин на Западно-Ярвожской структуре, расположенной восточнее.

Зафиксированные в процессе бурения пленки нефти в растворе, а также присутствие растворенного газа в продуктах испытания подтверждают миграцию УВ из нефтематеринских толщ. Основной очаг, вероятнее всего, расположен восточнее, и приурочен к Абезьской депрессии (Косью-Роговская впадина), где породы доманиково-турнейского комплекса представлены преимущественно депрессионными фациями с повышенным содержанием органического углерода.

Отсутствие промышленных притоков на Ярвожской структуре может быть обусловлено неоптимальным структурным положением пробуренных скважин. Анализ материала показывает, что наилучшие условия для сохранения залежей в пределах Воркутского НГР существуют, вероятно, только в наиболее гипсометрически приподнятых участках территории.

Хоседаю-Воргамусюрский НГР. Вероятность существования залежи оценена для 13 - ти структур, суммарный ресурсный потенциал которых составляет 63,6 млн.т. нефти (извл.).

В тектоническом плане Хоседаю - Воргамусюрский НГР приурочен к гряде Чернышева, представляющей собой сложнопостроенную структуру на севере Предуральяского краевого прогиба. Окончательное формирование современного структурного плана района произошло в конце триаса после стадии интенсивного горообразования в результате тангенциального сжатия со стороны Урала [86].

Выделенные структуры в основном являются приразломными, с ориентировкой, совпадающей с меридиональным простиранием гряды, характеризуются удлиненными формами с высокой интенсивностью, небольшими и средними размерами от 5 до 50 км². По степени изученности ловушки относятся к

категории «надежных», плотность сейсмических профилей МОГТ-2D в их пределах составляет 0,8-0,9 пог. км/км².

С точки зрения распространения и качества коллекторов район приурочен к фациальной зоне мелководно - морского шельфа с карбонатным осадконакоплением. Рифовые высокые коллекторы развиты в восточной части района (Воргамусюрская зона) в зоне сочленения Гряды Чернышева с Косью - Роговской впадиной. Весь фонд оцениваемых структур расположен в противоположной (западной) части, где открыты – Усинокушшорское и Хоседаю-Неруюское месторождения нефти.

В тектонически дислоцированных районах с несколькими этапами перестройки структурного плана ключевые неопределенности связаны с сохранностью залежей и миграцией УВ. По проведенным оценкам время генерации углеводородов из силурийских и верхнедевонских (доманиковых) НГМТ продолжалось примерно до конца триасового времени, что совпадает с последней структурной перестройкой региона и формированием современной морфологии ловушек. Как правило, это негативно влияет на возможности аккумуляции углеводородов, что отражено в пониженных коэффициентах по факторам миграции и сохранности при оценке вероятности существования залежей. Также стоит учитывать, что на путях миграции из основного очага (Косью - Роговская депрессия) имелся ряд преград в виде цепочек барьерных рифов и карбонатных банок, расположенных в восточной части гряды Чернышева, которые могли улавливать углеводороды.

В целом перспективы данного НГР ниже, чем Воркутского. Коэффициенты R_z для структур варьируют от 9 до 14 %. Наибольшее значение рассчитано для Поварнической структуры, где при испытании скважин получены притоки воды с растворенным газом, нефтепроявления и поглощения бурового раствора в верхнедевонских карбонатах. Данный факт свидетельствует о работе углеводородных систем и необходимости пересмотра морфологии и строения ловушек с целью выбора более оптимального положения точки бурения

скважины, либо окончательном выводе структур из фонда перспективных объектов.

Кочмесский и Интинско-Лемвинский НГР. Оценки ресурсного потенциала и вероятности существования залежей в пределах данных НГР произведены для 5 структур.

В тектоническом плане все они расположены в пределах Косью-Роговской впадины, однако группируются на разных ее бортах. Лесная и Ыджиднюрская структуры (Интинско-Лемвинский НГР), характеризующиеся по степени изученности как «надежные» (плотность профилей МОГТ-2D – 0,85 пог км/км²) расположены в области сочленения Косью - Роговской впадины и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны – на территории Прилемвинской и Восточно-Лемвинской складчато-покровных зон, вдоль западной границы которой предполагается пояс рифогенных образований. Породы данного типа подтверждены бурением скв. Юньяхинская-1, которая вскрыла франско-фаменский строматолитовый биогерм, на котором трансгрессивно залегает мощная фаменская оолитовая банка. Коллекторы сложены светлыми строматопорово-водорослевыми, оолитовыми и мелкообломочными известняками. По газовому каротажу в одном из пластов наблюдалось увеличение суммарных газопоказаний в два раза выше относительно фоновых, опробование данных интервалов не проводилось (Рисунок 5.4) [87]. Структуры Лесная и Ыджиднюрская расположены западнее выделяемого рифового пояса – вероятнее всего в зоне зарифового шлейфа, где происходило образование сферово-сгустково-оолитовых песчаниковидных известняков, когда в результате понижения уровня моря постройка выветривалась и разрушалась, а обломочный и глинистый материал с тыловой части органогенной постройки сносился и отлагался в зоне зарифового шлейфа. По мере удаления от органогенной постройки обломочные известняки, конгломераты и брекчии сменялись отсортированными песчаниковидными известняками.

Геологические неопределенности для структур данной зоны обусловлены сложным тектоническим строением, негативно влияющим на аккумуляцию и

сохранность залежей углеводородов. Интинско-Лемвинская тектоническая зона характеризуется складчато-надвиговым строением. Здесь широко развиты

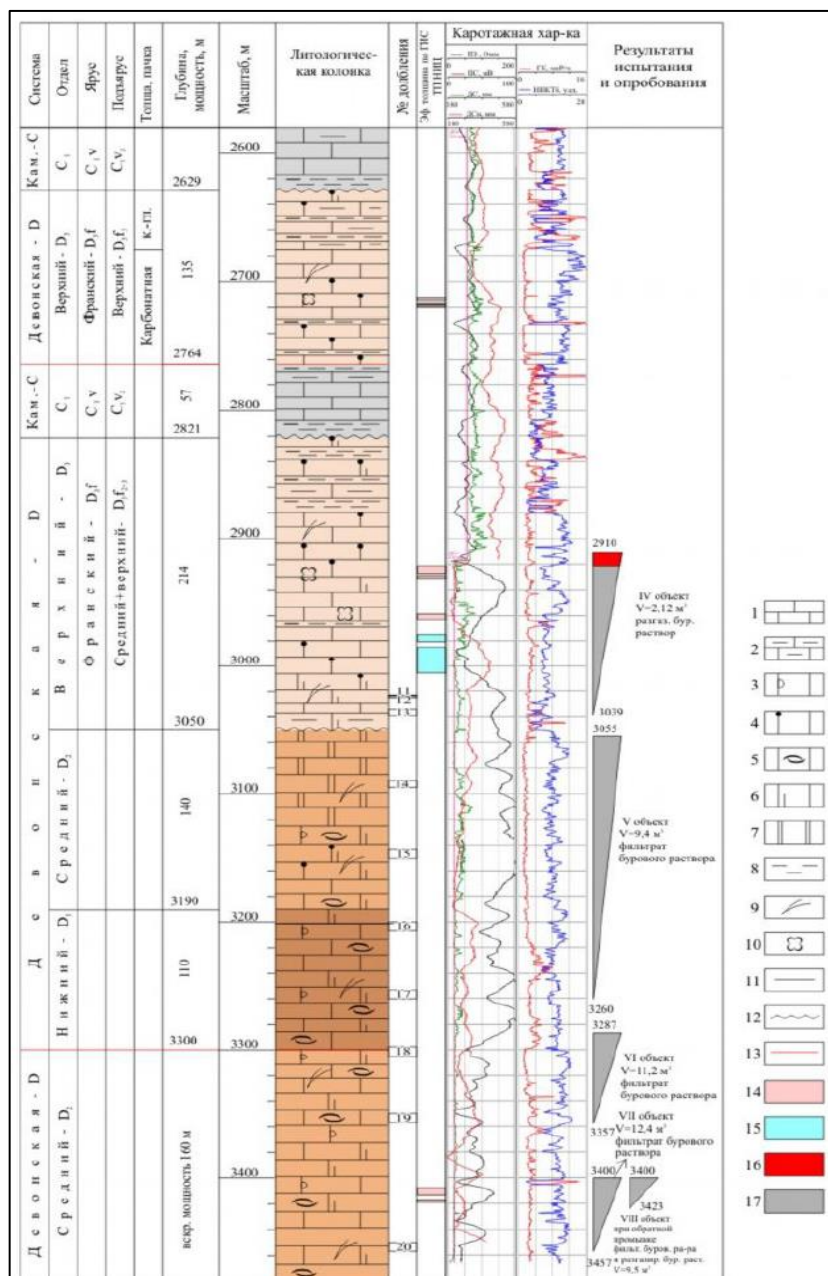


Рисунок 5.4 – Литолого-стратиграфический разрез перспективных девонских отложений по скважине Левогрубейюская-1 [87]

Условные обозначения: 1 – известняки, в том числе: 2 – глинистые; 3 – водорослевые, 4 – сгустково-комковатые, 5 – органогенно-детритовые, 6 – доломитизированные; 7 – доломиты; 8 – аргиллиты; 9 – трещиноватость; 10 – пористость, кавернозность; 11 – согласное залегание; 12 – несогласное залегание; 13 – тектонические нарушения. Характеристика коллекторов по ГИС: 14 – газонасыщение; 15 – водонасыщение; 16 – разгазированный буровой раствор; 17 – фильтрат бурового раствора

надви́ги, переходящие в покровы.

Коэффициент вероятности существования залежи для структуры Лесная составляет 12 %, для Ыджиднюрской – 10 %.

В западной тектонической зоне впадины (Кочмесский район), в которой локализованы структуры Правокымбожьёвская и Западно-Кымбожьёвская, выделяются крупные Бергантымылькский, Поварницкий и Кымбожьёвский дизъюнкты, значительная по площади Кочмесская структура размерами 10,8 x 24,6 км с амплитудой до 500 м, а также Усино-Роговское и Нерцетинское локальные поднятия. Как показывает анализ современных структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла, западная и частично северная части Косью-Роговской впадины, включая Кочмесскую структуру, развивались более дифференцированно и унаследованно в начальные доинверсионные этапы развития. Во внешней зоне отмечается конседиментационный рост Кочмесского, Нерцетинского и других поднятий с формированием рифовых фаций в отложениях верхнего ордовика, силура и верхнего девона.

По результатам палеотектонических реконструкций можно предполагать два основных этапа заполнения структурных ловушек углеводородами: 1 – доинверсионный предсреднедевонский в карбонатных резервуарах ордовикско-нижнедевонского комплекса; 2 - инверсионный пермско-триасовый в терригенных и карбонатных резервуарах среднего-верхнего девона, среднего-верхнего карбона, нижней и верхней перми. Несмотря на благоприятное соотношение времени аккумуляции и формирования ловушек в Кочмесском районе значение R_z здесь более низкие. Это обусловлено меньшей степенью надёжности выделения ловушек, их тектонической раздробленностью и наличием преград на путях миграции и большем расстоянии их от основного очага. Таким образом R_z для группы Правокымбожьёвской (I и II) и Западно-Кымбожьёвской составляет 5-8 %.

Большесынинский НГР. Оценка вероятности существования залежи произведена для 9 структур. Тектонически район расположен в пределах одноименной впадины, в пределах которой разрез верхнедевонских отложений

представлен, главным образом, депрессионными известняками и аргиллитами. С точки зрения анализа элементов углеводородных систем подобный тип разреза наиболее благоприятен для накопления нефтематеринских толщ и флюидоупоров. Коллекторский потенциал депрессионных фаций значительно ниже рифогенных и мелководно-шельфовых карбонатов, развитых в пределах, ранее описанных НГР. Основными продуктивными горизонтами являются мелководно - шельфовые верхнедевонские средне-верхнефаменские и турнейские отложения нижнего карбона в зоне выхода их под визейский субрегиональный флюидоупор. Нефтегазоносность района подтверждена результатами бурения скважин на Пыжьельской и Суборской площадях. Однако низкие дебиты (0,8-5,8 м³/сут) свидетельствуют о невысоком качестве коллекторов. Данный фактор является ключевым при оценке Большесынинского НГР. С точки зрения структурно-тектонического анализа выделенные ловушки характеризуются практически полным отсутствием тектонической раздробленности, что в свою очередь, снижает вероятность миграции углеводородов внутри низкопроницаемого карбонатного разреза. Но, с другой стороны, повышает коэффициент сохранности залежи в случае ее формирования. Анализ структурных планов указывает на то, что по морфологическим характеристикам ловушки имеют небольшую площадь, что при нерегулярной сети сейсмических профилей МОГТ-2D требует их дополнительного подтверждения и доизучения. Данный аспект нашел свое отражение в пониженных значениях коэффициентов по фактору «ловушка», наиболее «надежными» являются Большеаранецкая, Южно-Аранецкая, южный купол Сынинской и Нитчемьюская структуры.

Таким образом, с учетом вышеизложенного, коэффициенты R_z для перспективных структур Большесынинского НГР варьируют от 6 до 10%.

Среднепечорский НГР. Оценка произведена для 7 структур с суммарным ресурсным потенциалом 97,4 млрд м³.

В тектоническом плане границы НГР совпадают с одноименным поперечным поднятием в пределах Предуральского краевого прогиба. Среднепечорское поперечное поднятие (СПП) разделяет Верхнепечорскую и

Большесынинскую впадины. До раннепермского времени поднятие развивалось как составная часть Печоро-Колвинского авлакогена. В дальнейшем, с момента зарождения Уральского орогена, являлось составной частью формирующегося прогиба, испытало интенсивное прогибание и надвигообразование [88].

На территории Среднепечорского поперечного поднятия на Государственном балансе запасов числятся четыре месторождения: Аранецкое (нефтегазовая залежь в отложениях C_{1v}), Худоельское (нефтяная залежь в отложениях C_{1v}), Югид - Соплесское (нефтяные залежи в отложениях D_{2st} , D_{2ef} , P_{2u}) и Западно-Соплесское (нефтегазоконденсатная залежь в отложениях D_{3f}).

Разрез франско-фаменских отложений представлен в основании депрессионными известняками и мергелями, которые выше (усть-печорский и елецкий горизонты) сменяются мелководно - шельфовыми карбонатными породами. Наиболее благоприятные фациальные условия для образования коллекторов существовали в районе Еджыдыртынской и Аранецкой структур, где в зонах окраины мелководного шельфа происходило формирование барьерных рифов. В целом следует отметить довольно хорошее качество коллекторов в пределах СПП, что обусловлено особенностями палеорельефа [89].

С точки зрения процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов территория Среднепечорского поперечного поднятия представляет повышенный интерес. Этому способствует два фактора: 1) особенности структурного плана - приподнятая область, разделяющая две впадины, являющиеся очагами генерации УВ; 2) фациальная изменчивость вверх по разрезу верхнедевонских отложений – от депрессионных фаций, играющих роль нефтематеринских пород, до мелководных – служащих природными резервуарами для потенциальных залежей нефти и газа.

Особо следует отметить Югид-Вуктыльскую структуру, в пределах которой проводилось поисковое бурение, однако промышленных залежей в отложениях верхнедевонского комплекса не выявлено. Неудачи бурения вероятнее всего связаны со сложным тектоническим строением ловушки и не самыми благоприятными коллекторскими свойствами. По результатам интерпретации

данных сейсморазведки и бурения были уточнены положения и выделены четыре взбросо-надвига. Основной надвиг – западный, по которому аллохтонная часть складки надвинута и нарушена оперяющими надвигами (Рисунок 5.5). Некомпетентными породами, по-видимому, служили глинистые отложения среднедевонского возраста. На возможную перспективность структуры указывает кратковременный приток газа с водой при испытании в процессе бурения скв. 637, пробуренной на северном осложнении структуры [90].

В целом в пределах НГР оценки R_z не являются критичными по какой-либо из компонент. Значения R_z для структур составляют 16 - 24 %, что позволяет сделать оптимистичный прогноз для формирования и реализации дальнейшей программы ГРП.

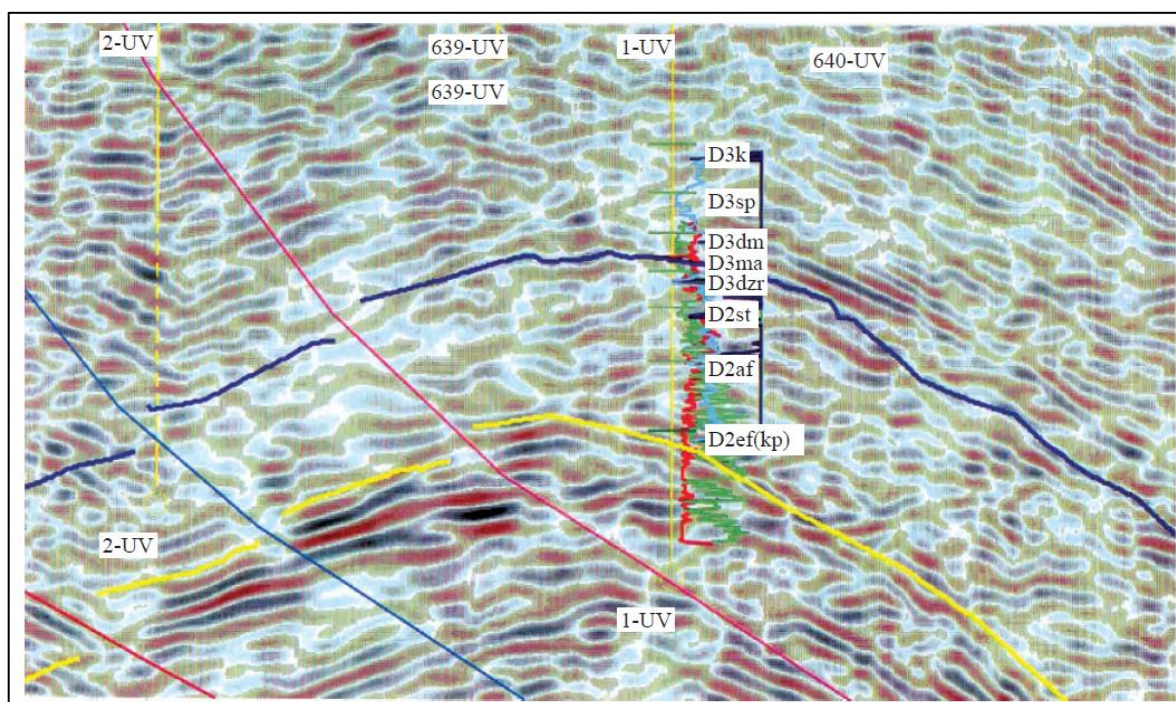


Рисунок 5.5 – Фрагмент временного разреза по профилю 796-06 (Данилов, 2016)

Верхнепечорский НГР. Оценка вероятностей существования залежей произведена для Западно -Югидской структуры и Динью-Югидьельского атолла.

В тектоническом отношении НГР приурочен к осевой части и западному борту одноименной впадины. Рифы верхнего девона в пределах Верхнепечорской впадины изучены достаточно хорошо. В 80 –е годы здесь был проведен большой

объем сейсморазведочных работ, основной задачей которых было выявление ловушек углеводородов в карбонатных отложениях верхнего девона.

Литологически комплекс представлен сложно сочетающимися отложениями рифогенных, склоновых, депрессионных фаций и компенсирующих их толщ заполнения. Это связано с его формированием, которое происходило в условиях трансгрессивно - регрессивного накопления осадков при общем погружении бассейна. Такая палеогеографическая ситуация способствовала широкому развитию органогенных образований, локализующихся в барьерные, колониальные и локальные рифогенные системы [90].

В доманиково - турнейском комплексе выделяются природные резервуары зонального и локального ранга следующих типов: мелководно-шельфовые, рифогенные, доманикоидные (депрессионные, относительно глубоководно-шельфовые), толщ заполнения относительно глубоководно-шельфовых впадин.

Западно-Югидская структура расположена в северной части Печоро-Илычской моноклинали. Формирование ее произошло в результате раннефранских тектонических движений, последующие этапы тектогенеза не оказали существенного влияния на ее морфологию. С точки зрения соотношения «тайминга» процессов генерации – миграции и аккумуляции углеводородов структура относится к перспективным. Коллекторские свойства прогнозируются благоприятные ввиду расположения структуры в пределах пояса барьерных рифов. Коэффициент R_z для Западно-Югидской структуры - 21 %.

В пределах северной и центральной частях впадины выделено 9 перспективных объектов, приуроченных к Динью-Югидьельскому атоллу доманиково - задонского возраста. Атолл вскрыт скважинами 2-Южно-Марьельская, 11-Ронаельская, 1-Диньюская, 1-Западно-Вуктыльская, 1-Еджидьельская и 2-Лебяжская. По периметру атолла биогермные купола образуют внешнее кольцо, внутренняя часть заполнена лагунными осадками с мелкими биостромами (по сейсмозаписям). Контуры атолла уточнены по данным сейсморазведки.

В результате переинтерпретации данных ГИС были выделены локальные флюидоупоры внутри рифового массива и коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, что говорит о возможности формирования внутрирезервуарных ловушек в доманиково-турнейских природных резервуарах и открытия многопластовых залежей в них. Качество сейсмических данных позволило проследить в межскважинном пространстве границы пород - флюидоупоров и оконтурить локальные объекты, оценки вероятности существования залежей УВ, в которых варьируют от 1 до 22 %.

Вуктыльский НГР. Оценка произведена для 4 перспективных структур - Ближняя, Епешорская, Козлаюская и Козланюрская.

С точки зрения распространения и наличия коллекторов, а также работы углеводородных систем параметры не критичные - структуры расположены в благоприятной области барьерных рифов и карбонатных банок, о чем упоминалось ранее при характеристике фациальной обстановки в пределах Верхнепечорской впадины. Пик генерации УВ нефтематеринскими толщами среднего и верхнего девона, приходящийся на триасовое время – после завершения надвиговых дислокаций, свидетельствуют о возможности миграции и аккумуляции УВ в ловушках без их последующего переформирования.

Основные неопределенности связаны с достоверностью выделения ловушек (за исключением Ближней, где проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D), о чем свидетельствует невысокая плотность данных сейсморазведки в их пределах, структуры характеризуются как «вероятные». Коэффициенты R_z для них варьируют от 14 до 27 %.

Результаты оценки вероятности существования геологических факторов и залежи (R_z) представлены в таблице 5.10 и рисунках 5.6 – 5.7.

Очередность объектов для ведения дальнейших геологоразведочных работ определялась путем ранжирования. Для этого были введены условные граничные значения R_z , 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 5.8).

Таблица 5.10 – Оценка вероятности существования залежи перспективных структур Предуральяского краевого прогиба

Перспективная структура	Параметры рисков по УВ системам			Суммарная вероятность УВС	Параметры рисков по ловушке				Суммарная вероятность по ловушке/залежи	Рз
	НГМТ (наличие, зрелость)	Продуктивный пласт (наличие)	Покрышка (наличие)		Ловушка (наличие)	Продуктивный пласт (качество)	Вероятность сохранности залежи	Миграция/Заполнение ловушки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Воркутский НГР (9-1) - Воркутское поперечное поднятие (М1)										
Ярвожская	0,9	1	0,7	0,63	0,8	0,8	0,9	0,9	0,33	0,21
Хоседаюско- Воргамусюрский НГР (9-2) - Гряда Чернышева (М2)										
Харутаюская (подготовленная)	0,8	0,8	0,7	0,45	0,9	0,7	0,7	0,6	0,27	0,12
Шнайдермановская (подготовленная)	0,8	0,8	0,7	0,45	0,9	0,7	0,7	0,6	0,27	0,12
Южно-Хоседаюская (подготовленная)	0,8	0,8	0,7	0,45	0,8	0,7	0,8	0,6	0,27	0,12
Усть-Молваюская (подготовленная)	0,8	0,8	0,7	0,45	0,8	0,7	0,8	0,6	0,27	0,12
Анкешорская (подготовленная)	0,8	0,8	0,7	0,45	0,9	0,7	0,7	0,6	0,27	0,12
Нядейтинская (подготовленная) + Северо-Нядейтинская	0,8	0,8	0,7	0,45	0,8	0,7	0,7	0,6	0,24	0,11
Поварницкая (выведенная из бурения)	0,8	0,8	0,7	0,45	0,9	0,7	0,7	0,7	0,31	0,14

Продолжение таблицы 5.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Панэчатинская (выявленная) + Северо- Панэчатинская	0,8	0,8	0,7	0,45	0,7	0,7	0,7	0,6	0,21	0,09
Сарьюгинская (выявленная)	0,8	0,8	0,7	0,45	0,7	0,7	0,7	0,6	0,21	0,09
Северо-Адзьвинская (выведенная из бурения)	0,8	0,8	0,7	0,45	0,8	0,7	0,6	0,6	0,20	0,09
Адзьвинская (Восточно- Адзьвинский блок) (выведенная из бурения)	0,8	0,8	0,7	0,45	0,75	0,7	0,6	0,6	0,19	0,09
Кочмесский НГР (9-3) и Интинско-Лемвинский (9-4) НГР - Косью-Роговская впадина (МЗ-1, 3-2, 3-3, 3-4, 3-5)										
Западно- Кымбожьюская (выявленная)	0,9	0,7	0,7	0,44	0,6	0,6	0,6	0,7	0,15	0,07
Правокымбожьюска я-I (выявленная)	0,9	0,7	0,7	0,44	0,5	0,6	0,6	0,6	0,11	0,05
Правокымбожьюска я-II (выявленная)	0,9	0,7	0,7	0,44	0,6	0,6	0,7	0,7	0,18	0,08
Лесная(выявл.)	0,9	0,8	0,7	0,50	0,7	0,7	0,6	0,8	0,24	0,12
Ыджиднюрская (выявленная)	0,9	0,8	0,7	0,50	0,7	0,7	0,6	0,7	0,21	0,10

Продолжение таблицы 5.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Большесынинский НГР (9-5) -Большесынинская впадина (М-4)										
Белоюская	0,9	0,7	0,8	0,50	0,55	0,5	0,8	0,8	0,18	0,09
Южно-Белоюская	0,9	0,7	0,8	0,50	0,5	0,5	0,8	0,8	0,16	0,08
Южно-Кырюгинская	0,9	0,7	0,8	0,50	0,5	0,6	0,8	0,8	0,19	0,10
Южно-Пыжьельские	0,9	0,7	0,8	0,50	0,5	0,6	0,8	0,8	0,19	0,10
Нитчемьюская	0,9	0,6	0,8	0,43	0,8	0,5	0,6	0,6	0,14	0,06
Сынинская	0,9	0,6	0,8	0,43	0,7	0,6	0,7	0,7	0,21	0,09
Кумшорская	0,9	0,7	0,8	0,50	0,5	0,4	0,8	0,7	0,11	0,06
Северо-Аранецкая	0,9	0,7	0,8	0,50	0,6	0,5	0,8	0,7	0,17	0,09
Южно- Аранецкая	0,9	0,6	0,8	0,43	0,75	0,5	0,7	0,7	0,18	0,08
Большеаранецкая	0,9	0,6	0,8	0,43	0,75	0,5	0,7	0,7	0,18	0,08
Среднепечорский НГР (9-6) -Среднепечорское поперечное поднятие (М5)										
Медвежская	0,8	0,9	0,8	0,58	0,6	0,8	0,8	0,8	0,31	0,18
Аранецкая	0,8	0,8	0,7	0,45	0,8	0,8	0,7	0,8	0,36	0,16
Переборская	0,8	0,8	0,8	0,51	0,8	0,8	0,9	0,8	0,46	0,24
Восточно-Почеремская	0,8	0,7	0,7	0,39	0,9	0,7	0,8	0,8	0,40	0,16
Еджидкыртинская	0,8	0,8	0,8	0,51	0,85	0,8	0,8	0,8	0,44	0,22
Южно-Еджидкыртинская	0,8	0,7	0,8	0,45	0,85	0,7	0,8	0,8	0,38	0,17
Югид-Вуктыльская	0,8	0,7	0,8	0,45	0,9	0,7	0,7	0,8	0,35	0,16

Продолжение таблицы 5.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Верхнепечорский НГР (9-7) - Верхнепечорская впадина (М-6-2, 6-3, 6-1)										
Западно-Югидская	0,8	0,8	0,7	0,45	0,9	0,8	0,8	0,8	0,46	0,21
Динью - Югидьельский атолл										
Объект 1	0,7	0,7	0,9	0,44	0,55	0,8	0,8	0,8	0,17	0,08
Объект 2	0,8	0,8	0,9	0,58	0,55	0,8	0,7	0,8	0,25	0,14
Объект 3	0,8	0,8	0,8	0,51	0,55	0,8	0,9	0,8	0,32	0,16
Объект 4	0,8	0,7	0,9	0,65	0,6	0,8	0,8	0,9	0,2	0,13
Объект 5	0,8	0,8	0,9	0,58	0,7	0,8	0,8	0,8	0,36	0,21
Объект 6	0,8	0,7	0,9	0,50	0,7	0,7	0,8	0,8	0,31	0,16
Объект 7	0,8	0,8	0,8	0,51	0,55	0,6	0,8	0,9	0,24	0,12
Объект 8	0,7	0,8	0,8	0,45	0,55	0,7	0,8	0,9	0,28	0,12
Объект 9	0,8	0,7	0,8	0,45	0,55	0,7	0,7	0,8	0,22	0,10
Вуктыльский НГР (9-8) - (М6-4)										
Козлаюская	0,8	0,8	0,8	0,51	0,7	0,7	0,9	0,8	0,35	0,18
Ближняя	0,8	0,8	0,8	0,51	0,9	0,8	0,9	0,8	0,52	0,27
Козланюрская	0,8	0,7	0,8	0,45	0,6	0,7	0,9	0,8	0,30	0,14
Епешорская	0,8	0,8	0,8	0,51	0,6	0,8	0,9	0,8	0,35	0,18
Южно-Еджидкыртинская	0,9	0,9	0,9	0,73	0,8	0,8	0,8	0,8	0,41	0,29
Югид-Вуктыльская	0,9	0,9	0,9	0,73	0,9	0,8	0,9	0,9	0,58	0,42

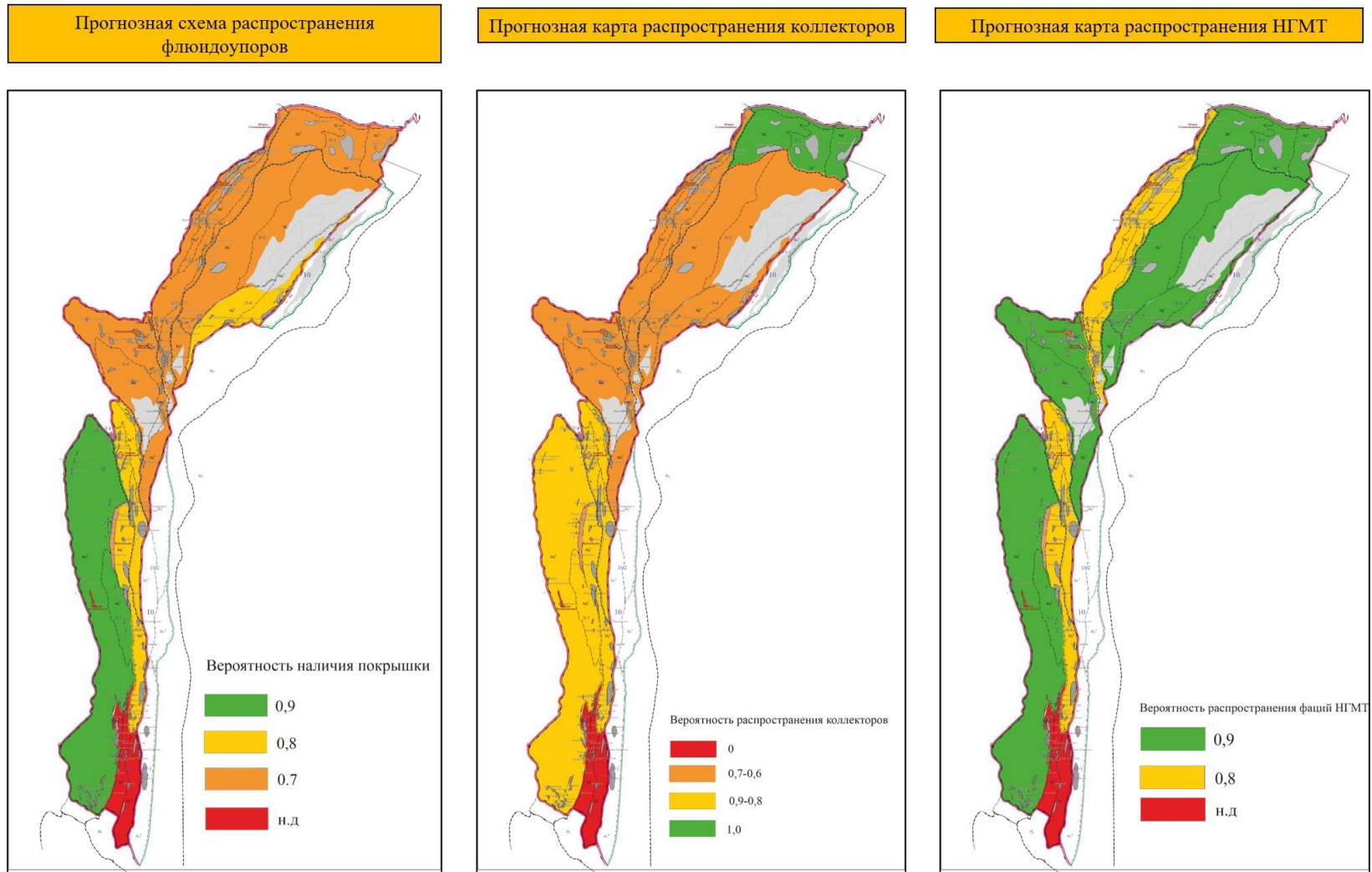


Рисунок 5.6 – Прогнозные схемы вероятностей существования геологических факторов (флюидоупор, коллектор, НГМТ)
(Колоколова И.В.)

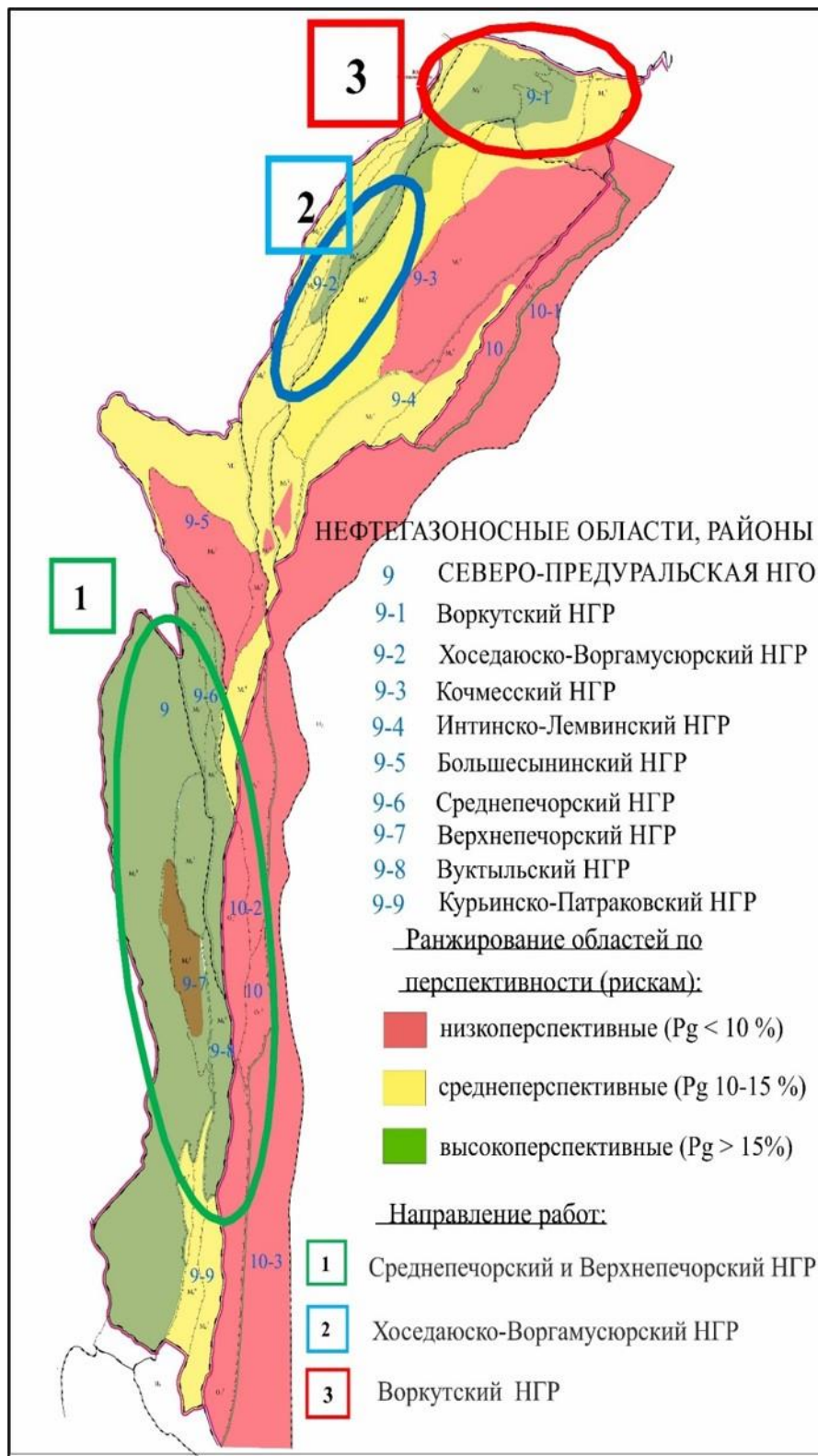


Рисунок 5.7 – Схема перспектив Предуральского краевого прогиба с учетом результатов оценки вероятности залежей (Колоколова И.В., Ульянов Г.В.)

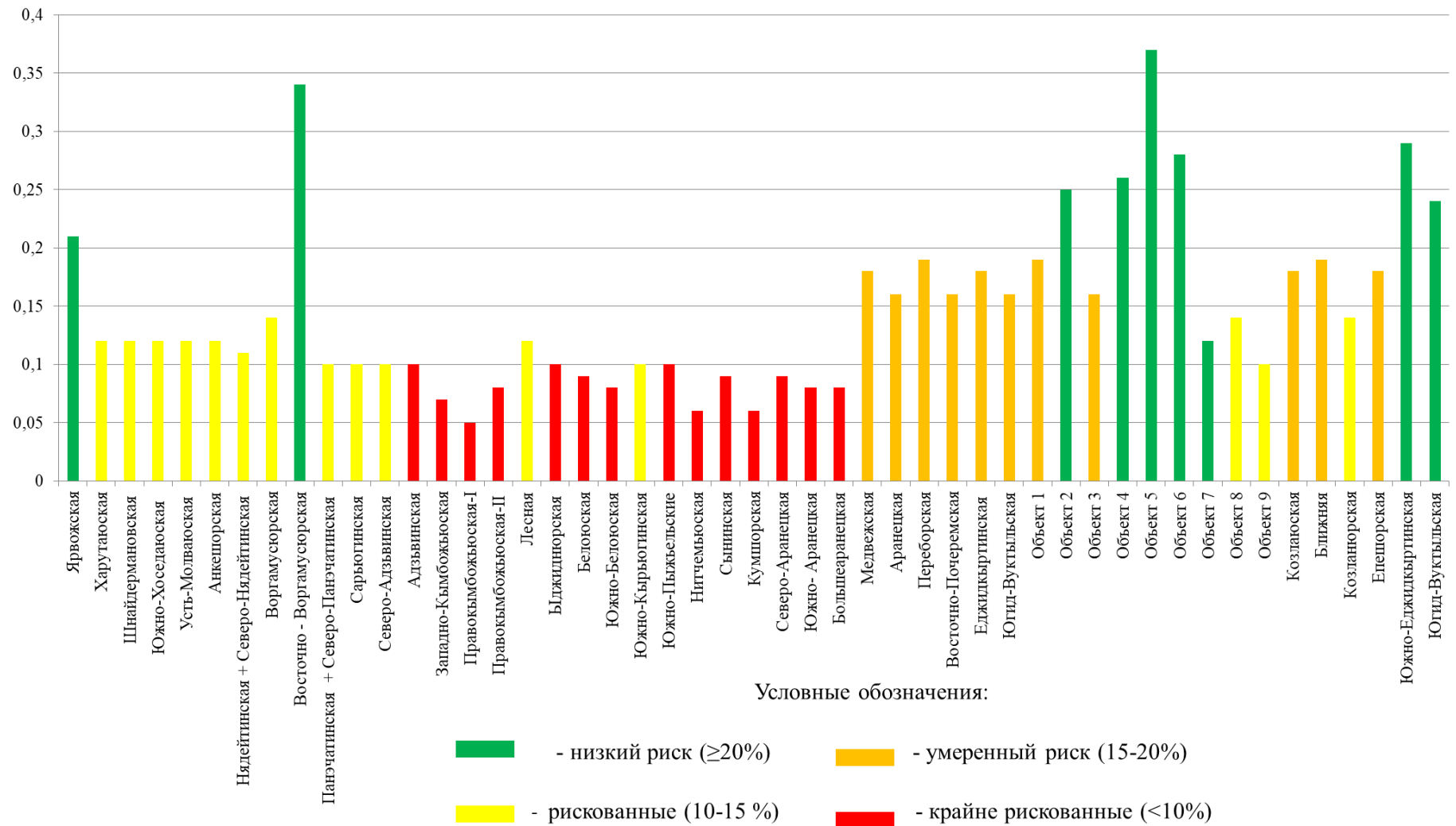


Рисунок 5.8 – Результаты ранжирования объектов исследования (Колоколова И.В., Ульянов Г.В.) [79, 92]

По результатам ранжирования выделено 19 локальных объектов умеренного и низкого риска. Исходя из вычисленных значений вероятностей существования залежи и имеющихся объемов ресурсов категории D_0 и D_L 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 5.9). Минимальные риски ГРП отмечаются для Динью-Югидьельского атолла (5, 6 объекты) и Ярвожской структуры, для газовых – Еджидкыртинская структура ($P_z \geq 20\%$) (Рисунок 5.10 – 5.11).

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 5.12).

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;

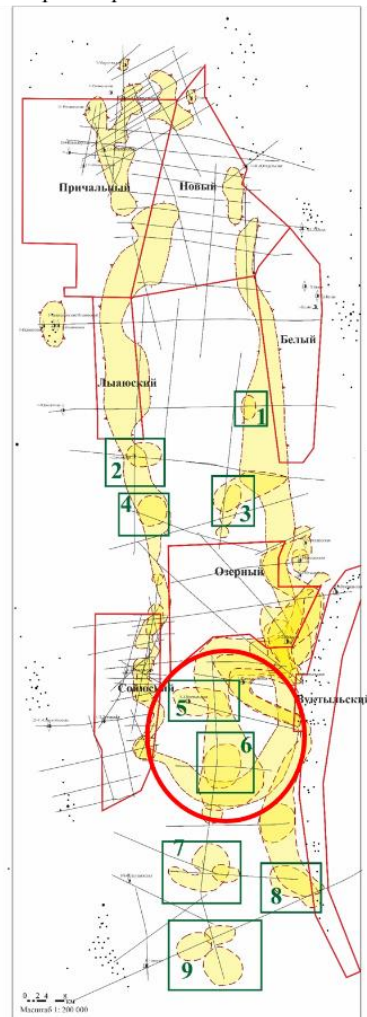
2. **Хоседаюско-Воргамусюрский НГР** – **Восточно-Воргамусюрская структура (нефть)** – доказанная нефтегазоносность. Ключевые риски – мелкий размер ловушек, низкие НСР, выделение высокочемких коллекторов;

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

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
	$C_{грр}$			C_c	P_z	Q	C_n	$P_z * Q * C_n$	R
Ярвояская 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 5.9 – Оценка финансовых рисков проведения геологоразведочных работ на нефть для перспективных объектов в пределах Воркутского, Хоседаюско-Воргамусюрского и Верхнепечорского НГР (Колоколова И.В.) [79,92]

Динью- Югидьельский атолл.
Карта перспективных объектов



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

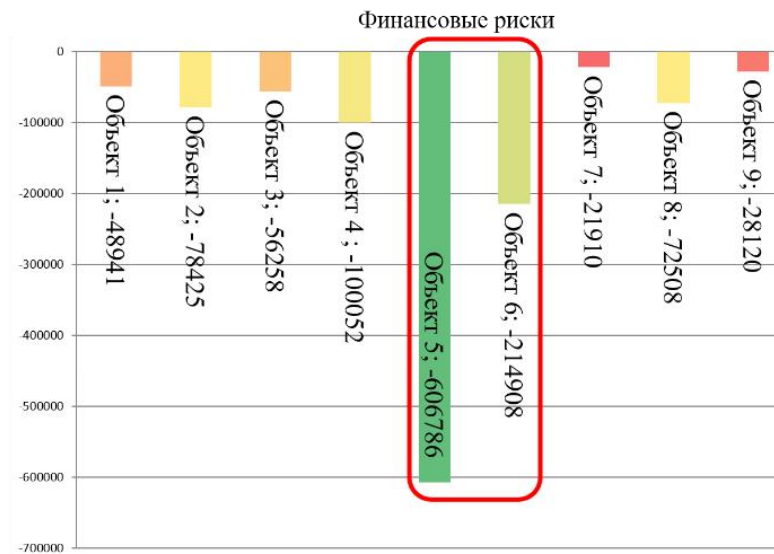
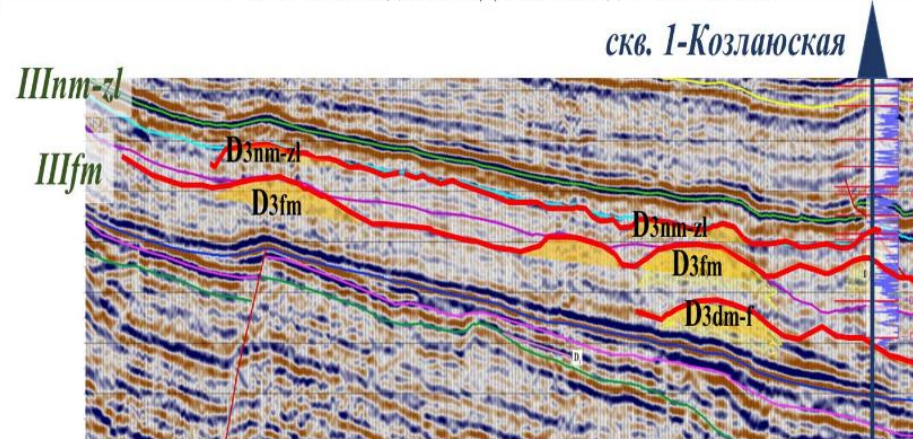


Рисунок 5.10 – Финансовые риски для поисковых объектов в пределах Динью-Югидьельского атолла (Колоколова И.В.)
[92]

Название структуры	Стоимость геологоразведочных работ, млн.руб	Глубина бурения скважины, м	Стоимость одного метра бурения, руб	Стоимость скважины, млн. руб	Стоимость 10 скважин, млн. руб	Вероятность существования залежи	Ресурсы, млрд.м3	Стоимость газа, руб. 1м3	Стоимость добытого газа, млн. руб	Риск, млн.руб
	C_s			C_c	$10 \cdot C_c$	P_g	Q	C_n	$P_g \cdot Q \cdot C_n$	R
Восточно-Почеремская/ Среднепечорский НГР	100	4000	130000	520	5200	0,16	15,6	16	39936	-39936
Еджидкыртинская / Среднепечорский НГР	100	4000	130000	520	5200	0,22	26,3	16	92576	-87276
Южно- Еджидкыртинская/ Среднепечорский НГР	100	4000	130000	520	5200	0,17	18,3	16	49776	-44476
Югид-Вуктыльская/ Среднепечорский НГР	100	4000	130000	520	5200	0,24	15,2	16	58368	-53068
Поднадвиг Вуктыльского НГКМ/Вуктыльский НГР	0	4000	130000	520	5200	0,24	45,5	16	174720	-174720

Рисунок 5.11 – Оценка рисков проведения геологоразведочных работ на газ для перспективных объектов в пределах Среднепечорского и Вуктыльского НГР



Рисунок 5.12 – Дерево принятия решений по проведению ГРП для поисковых объектов Предуральского краевого прогиба (Колоколова И.В.) [79]

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 (Еджидкыртинска 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.

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-Мукеркамьльском месторождениях нефти, Ермоловском перспективном участке;

3. дан авторский прогноз ФЕС коллекторов по данным атрибутивного анализа на Хоседаю-Неруюском и Северо-Мукеркамьльском 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-Мукеркамьльского 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 ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чернышев Ф.Н. Историческая геология: Девон. / Ф.Н. Чернышев, Ф.Н. Коняев, Д.В. Наливкин. - Москва: Гос. техн. изд-во, 1925. - VI, 144 с.
2. Пармузина Л.В. Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность)/ Л.В. Пармузина. – Санкт - Петербург: Недра, 2007. 151 с.
3. Кушнарева Т.И. Рифогенные структуры Печорской депрессии и перспективы их нефтегазоносности. / Т.И. Кушнарева, Н.Д. Матвиевская// Геология нефти и газа. – 1966. - № 8. – С.30-33.
4. Грачевский М.И. Верхнедевонские потенциально нефтегазоносные барьерные рифы Тимано-Печорской провинции. / М.И. Грачевский, А.В. Соломатин // Докл. АН СССР. – 1977 - № 4, С. 875-878.
5. Отчет по теме 050028/4: «Результаты геологоразведочных работ за 1974 г., обоснование первоочередных направлений, определение объемов и размещения глубокого бурения на 1976 г по объединению Коминнефть» / В.Е. Лещенко [и др.] – Ухта: Коминнефть, 1973. – 172с.
6. Отчет по теме: «Интерпретация материалов сейсморазведки на Харьягинском месторождении» / А.И. Громыко [и др.] – Ухта: ОАО «Севергеофизика», 2001. – 122с.
7. Ростовщиков В.Б. Закономерности размещения и формирования нефтегазоперспективных структур северо-восточной части Печорской синеклизы (в связи с вопросами совершенствования методики и повышения эффективности поисково – разведочных работ: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 04.00.17 / Ростовщиков Владимир Борисович. – Москва – 1987. – 188 с.
8. Спиридонов Ю.А. Нефтегазоносность и геолого - геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы: монография / Ю.А. Спиридонов, Н.Д. Цхадая, А.А. Анисимов [и др.] – Ухта: УхТГТУ, 1999. – 1062 с.

9. Пармузина Л.В. Верхнедевонские органогенные постройки и их размещение в центральной части Хорейверской впадины. – Тектоника северо-востока Европейской платформы. /Л.В. Пармузина, Б.П. Богданов, Н.А. Малышев – Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО АН СССР, 1988. – Вып. 68. – с.73-82.

10. Отчет по теме: «Обобщение геолого-геофизических материалов по площадям поисково-разведочного бурения ПГО “Ухтанефтегазгеология” с целью выбора первоочередных направлений геологоразведочных работ на 1989-1991 гг.» / Н.И. Никонов [и др.] – Ухта: УТГФ, 1992. – 222с.

11. Ростовщиков В.Б. «А путь наш далек и долог.....» (к 65-летию сейсморазведочных работ в республике Коми) / В.Б. Ростовщиков [и др.] – Ухта - 2005. - 512 с.

12. Тарбаев М.Б. Основные результаты геолого-разведочных работ на нефть и газ по Республике Коми с 2010 по 2018 годы / М.Б. Тарбаев, С.М. Смирнова, Т.И. Григоренко// «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. 29-31.

13. Никонов Н.И. О подготовке нового «Атласа геологического строения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции»/ Н.И. Никонов, Т.И. Григоренко, Т.И. Куранова // «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. 70-72.

14. Никонов Н. И. Перспективные направления ГРП на нефть и газ в Предуральском прогибе / Н.И. Никонов, // «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. 72-74.

15. 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.

16. 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.

17. **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.

18. **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.

19. 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

20. Заборовская В. В. Доманиковые рифы севера Ижма-Печорской впадины – новые объекты нераспределенного фонда недр для поисков углеводородов/ В. В. Заборовская, Б. П. Богданов, О. А. Сенина // «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. 48-52.

21. **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.

22. Свердиев И.Г. Перспективы нефтегазоносности отложений верхнего девона на участках ООО «РН «СЕВЕРНАЯ НЕФТЬ» (на примере участка №2 гряды Чернышева и Хорейверской впадины) / И.Г. Свердиев, Е.Н. Груздев// «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. 32-35.

23. **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.

24. Куранов А.В. Минерально-сырьевая база углеводородного сырья Республики Коми и резервы ее восполнения. / А. В. Куранов, А. А. Отмас [и др.] // «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. 61-63.

25. Государственный Баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 01.01.2019 г. – М.: Федеральное агентство по недропользованию "Роснедра", Российский Федеральный Геологический Фонд "Росгеолфонд". – 2019.

26. Теплов Е.Л. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е.Л. Теплов, П.К. Костыгова, З.В. Ларионова, И.Ю. Беда, Е.Г. Довжикова, Т.И. Куранова, Н.И. Никонов, Е.Л. Петренко, Г.А. Шабанова – Спб: ООО «Реноме», 2011. – 286 с.

27. Атлас геологических карт (литолого - фациальных, структурных и палеогеологических) "Тимано-Печорский седиментационный бассейн" / Н.И. Никонов, В.И. Богацкий, А.В. Мартынов, З.В. Ларионова, В.М. Ласкин, Л.В. Галкина, Е.Г. Довжикова. – Ухта: ООО "Региональный Дом печати", 2000. – 64 с.

28. Ларионова З.В. Тимано-Печорский седиментационный бассейн (объяснительная записка к "Атласу геологических карт", 2000) / З.В. Ларионова, В.И. Богацкий, Е.Г. Довжикова, Л.В. Галкина, О.Л. Ермакова, П.К. Костыгова, Т.И. Куранова, К.А. Москаленко, Н.И. Никонов, Г.А. Шабанова. – Ухта, Изд-во ТП НИЦ, 2002. – 122с.

29. Прищепа О.М. и др. Нефтегазоносность северо-западного и восточного регионов России. / О.М. Прищепа [и др.] – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2009. – 270 с.

30. Кремс А.Я. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. / А.Я. Кремс, Б.Я. Вассерман, Н.Д. Матвиевская - Москва: Наука, 1974. – 335 с.

31. Отмас А. А. Перспективы поиска новых залежей углеводородного сырья в карбонатных образованиях верхнего девона Тимано-Печорской НГП / А.А. Отмас, А.В. Куранов, И.Р. Скивинская [и др.] // «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. 77-79.

32. Суркова Г.И. Постседиментационные преобразования и формирование емкости коллекторов в верхнедевонских рифовых толщах Тимано-Печорской провинции / Г.И. Суркова // Рифогенные зоны и их нефтегазоносность. Москва: ИГиРГИ, 1987. – С. 20-23.

33. Богацкий В.И. Система рифогенных образований Тимано-Печорской провинции и их нефтегазоносность / В.И. Богацкий, В.А. Жемчугова // Сб. «Наследие А.Я. Кремса – в трудах ухтинских геологов». – Сыктывкар, 1992. С. 97-115.

34. Кушнарева Т.И. Фаменский ярус Тимано-Печорской провинции / Т.И. Кушнарева // – Москва: Недра, 1977. – 135 с.
35. Пармузина Л.В. Строение, условия формирования верхнедевонского комплекса Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и прогноз коллекторов: автореферат дис. ... доктора геолого-минералогических наук: 25.00.12 / Пармузина Любовь Васильевна. - Санкт-Петербург: ВНИГНИ – 2005. – 50 с.
36. Дедеев В.А. Природные резервуары Печорского нефтегазоносного бассейна / В.А. Дедеев, Т. В. Майдль // Труды Института геологии. –Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1992. – Вып. 76. –116 с.
37. Богданов Б.П. Палеозойские рифы Тимано-Печорской провинции и их нефтегазоносность / Б.П. Богданов, В.И. Богацкий // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского северо-востока СССР: тезисы Всесоюзной геологической конференции. – Сыктывкар, 1988. – Т.1. – С. 175-176.
38. Беляева Н.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы: (В связи с формированием рифовых резервуаров) / Н. В. Беляева, А. Л. Корзун, Л. В. Петрова; Ю. К. Бурлин; – СПб.: Наука. РА, Коми НЦ УрО РАН, 1998. – 151 с.
39. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна / В.А. Жемчугова. – М.: Изд-во МГГУ, 2002. – 243 с.
40. Богданов Б.П. Особенности строения верхнедевонских карбонатных органогенных построек Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности: дис. ... канд. геол. -мин. наук: 04.00.17/ Богданов Борис Павлович. – Ухта, 1989. – 246 с.
41. Ростовщиков В.Б. Поиски и разведка месторождений в рифогенных отложениях палеозойского возраста Тимано-Печорской провинции комплексом геолого-геофизических методов. / В.Б. Ростовщиков, А.В. Соломатин, Б.П.

Богданов // «Геология рифов и их нефтегазоносность» сб. докладов – Карши Уз. ССР, 1985 – С.139-141.

42. Соломатин А.В. Верхнедевонские барьерные рифы Тимано-Печорской провинции и методы их поисков /А.В. Соломатин, Н.Д. Матвиевская, Б.Я. Вассерман, М.М. Грачевский. – М.: ВНИГНИ, 1976. – Вып. 194 – С.140-150.

43. Москаленко К.А. Атолловидные органогенные постройки позднедевонского возраста Хорейверской впадины в связи с их нефтеносностью/ К.А. Москаленко, И.Д. Чудинова, Л.А. Бахтеева // «Геология рифов». Материалы международного совещания – Сыктывкар: Геопринт-2005 – С. 116-117.

44. Мисюкевич Н.Я. Отчет о НИР «Научное обоснование подготовки перспективных объектов геофизическими методами в докембрийских и фанерозойских отложениях Тимано-Печорской провинции»/ Н.Я. Мисюкевич [и др.] – Ухта: ОАО «Севергеофизика», 2002. – 77 с.

45. Хитров А.М. Отчет о НИР «Научные основы прогнозирования разномасштабных месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах»/ А.М. Хитров [и др.] – Москва: ИПНГ РАН, 2006. – 67 с.

46. Хитров А.М. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре. /А.М. Хитров, П.Т. Савинкин, В.Д. Ильин // Министерство природных ресурсов РФ, Министерство энергетики РФ, ВНИГНИ. - 2002. – 63 с.

47. **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.

48. **Колоколова И.В.** Прогноз нефтеносности высокодебитных верхнедевонских рифовых резервуаров на основе выделения флюидоупоров по данным ГИС и сейсморазведки (Верхний девон. Тимано-Печорская НПП). /**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.

49. **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.

50. 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

51. Бакиров А.А. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. / А.А. Бакиров [и др.] – М.: Недра, 2012. – 416 с.

52. **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.

53. **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.

54. **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-konovalova.html

55. Ворошилов К.Е. Большая Советская Энциклопедия, Союз Советских Социалистических республик / С.И. Вавилов, К.Е. Ворошилов, А.Я. Вышинский [и др.] – М.: ОГИЗ СССР, 1992. – 618 с.

56. Аксенов А.А. Критерии и методика прогнозирования нефтегазоносности карбонатных отложений. / А.А. Аксенов [и др.] – М.: Недра, 1986. – 137 с.

57. 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.

58. 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.

59. Бондарев В.И. Сейсморазведка. учебник для университетов и нефтяных вузов / В. И. Бондарев – Екатеринбург – УГГГА, 2007. – 703 с.

60. Мясоедов Д.Н. Методика повышения эффективности сейсмической инверсии в латерально- неоднородных средах: автореф. дис. ... канд. техн.наук. : 25.00.10 / Д.Н. Мясоедов - Москва, 2017. 24 с.

61. **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.

62. **Колоколова И.В.** Отчет НИР по теме: «Научное обоснование моделей и оценка запасов нефти Хоседаю-Неруюского, Нерутынского и Северо-Мукеркамьлькского месторождений и ресурсов нефти Мукеркамьлькской

структуры Северо-Воргамусюрского участка недр» / **И.В. Колоколова** [и др.] – Москва: ИПНГ РАН, 2014. – 160 с.

63. Валеев Ф. И. Отчет «О результатах обработки и комплексной интерпретации данных МОВ ОГТ 2Д сп 2/2006 на Северо-Воргамусюрском лицензионном участке» / Ф. И. Валеев [и др.] – Тюмень: ООО "ПурГеофизика", 2007. – 230 с.

64. Самойлова А.Н. Отчет «Проведение сейсморазведочных работ мого 3Д на Северо-Мукеркамьльском месторождении» / А.Н. Самойлова [и др.] – Тюмень: ООО «ГНПЦ ПурГео», 2018. – 471 с.

65. Ершов А.В. Отчет о НИР по теме «Научное обоснование перспектив нефтегазоносности Северо-Воргамусюрского, Хоседаю-Неруюского и Северо-Мукеркамьльского лицензионных участков на принципах системного анализа строения девонско - пермских природных резервуаров». / А.В. Ершов [и др.] - Москва: ИПНГ РАН, 2019. – 160 с.

66. **Колоколова И.В.** Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов. / **И.В. Колоколова**, М.Н. Попова // Экспозиция Нефть Газ. Москва – № 5 – 2020 - С. 26-33.

67. Панцерно А.Ф. «Отчет о сейсморазведочных работах на Верхне-Айювинской площади за 1980-1981 г.г.». / А.Ф. Панцерно [и др.] - Ухта, 1982. - 160 с.

68. Баринава Е.М. «Отчет Южно-Айювинской сеймопартии 11192 о результатах поисковых работ масштаба 1:50000 в 1991-1992 г.г.». /Е.М. Баринава [и др.] - Ухта, 1992. - 206 с.

69. Маевская Н.Л. Отчет по теме 8842 за 1986-1988 г.г.: «Обобщение сейсморазведочных материалов МОВ, МОГТ по южной части Ижма-Печорской впадины». / Н.Л. Маевская [и др.] - Ухта, 1988. - 176 с.

70. Никонов Н.И. отчет по теме: «Анализ распространения коллекторов и покрышек в верхнедевонских карбонатных отложениях зоны сочленения

Лембюской, Тэбукской и Нерицкой ступеней Ижма- Печорской впадины». / Н.И. Никонов [и др.] – Ухта, 2007. - 246 с.

71. Колоколова И.В. «Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ - 3D на Ермоловской площади». / И.В. Колоколова [и др.] - Ухта: ОАО «Севергеофизка», 2008. - 300 с.

72. **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.

73. **Колоколова И.В.** 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.

74. Вашкевич А.А. Оптимизация портфеля проектов геологоразведочных работ с целью повышения эффективности инвестиций. / А.А. Вашкевич, В.А. Шашель, А.С. Бочков, В.В. Жуков, С.А. Погребнюк, Р.Р. Газалиев, П.Ю. Киселев, Е.Г. Федоров, А.В. Сизых // Нефтяное хозяйство. – №12 – 2017. С. 10-13.

75. Wang Z. Portfolio optimization and restructuring strategies for NOC under the declining oil price environment / Z. Wang, X. Guo, G. Zhai [et al.] // SPE 176236-MS. – 2015.

76. Willigers B.J.A., Majou F. Creating efficient portfolios that match competing corporate strategies. / B.J.A. Willigers, F. Majou // SPE 129259-MS. – 2010.

77. Роуз П. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. – М.: Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с.

78. Акобир Шахиди. Деревья решений: общие принципы. [Электронный ресурс] / Шахиди А.//– Режим доступа: <https://loginom.ru/blog/decision-tree-p1>

79. 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.

80. Ростовщиков В.Б. Отчет о НИР по теме «Исследование верхнедевонских отложений доманикового типа (доманикитов) с целью оценки ресурсной базы, выбора основных направлений и методики поисков залежей УВ на территории Предуральяского краевого прогиба». / В.Б. Ростовщиков. [и др.] - Ухта: УГТУ, 2018. – 161 с.

81. Грунис Е.Б. Новые представления о строении Предуральяского 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

82. **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.

83. **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.

84. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). Москва, 1984. - 40 с.

85. Левянт В.Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. / В.Б. Левянт [и др.] //—Москва, ООО «Изд-во ГЕРС», 2006. - 241 с.

86. 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.

87. Приймак П.И. Перспективы нефтегазоносности рифогенных отложений зоны сочленения Косью-Роговской впадины и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны. / П.И. Приймак // Нефтегазовая теория и практика -№3. - 2013 С.8.

88. Данилов В.Н. Развитие Среднепечорского поперечного поднятия Тимано-Печорской провинции. /В.Н.Данилов [и др.] //Вестник Санкт-Петербургского университета. - Санкт-Петербург, №3 - 2009

89. Кочетов С.В. Строение, условия формирования отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность верхнедевонского комплекса Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия: автореф. дис. ... канд. г.-м.н.: 25.00.12 / С.В. Кочетов М- Сыктывкар, 2012. 22 с.

90. Данилов В.Н. «Перспективы восполнения сырьевой базы Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения» - // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, № 1 - 2016. С. 75-82

91. 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

92. **Колоколова И.В.** Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба. / **И.В. Колоколова**, Д.И. Гурова, А.М. Хитров // Геология нефти и газа. – №1 – 2021. С. 19-30