

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Полищук Анастасия Валерьевна

**АНАЛИЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ
И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
СУББАСЕЙНА ЖУРУА БАСЕЙНА СОЛИМОЙНС (БРАЗИЛИЯ)**

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

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень, 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет».

Научный руководитель: **Лебедев Михаил Валентинович**, доктор геолого-минералогических наук, эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр», профессор Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет» (ФГБОУ ВО «ТИУ»), г. Тюмень

Официальные оппоненты: **Бурштейн Лев Маркович**, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией теоретических основ прогноза нефтегазоносности ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск

Белозеров Владимир Борисович, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ФГАОУ ВО «НИ ТПУ»), г. Томск

Ведущая организация: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Защита диссертации состоится 10 февраля 2023 г. в 14:00 на заседании диссертационного совета 24.2.419.04 при Тюменском индустриальном университете (ТИУ), по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться на сайте ФГБОУ «Тюменский индустриальный университет» www.tyuiu.ru и в библиотечно-информационном центре по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в двух экземплярах просим направлять по адресу 625000, г. Тюмень, ул. Володарского 56, Тюменский индустриальный университет, ученому секретарю диссертационного совета 24.2.419.04, Семеновой Татьяне Владимировне.

Факс 8 (3452) 39-03-46, e-mail: semenovtv@tyuiu.ru.

Автореферат диссертации разослан 24 декабря 2022 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



к.г.-м.н. Т.В. Семенова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. В соответствии с новой парадигмой развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации, предложенной А. Э. Конторовичем и Л. В. Эдером, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция рассматривается как один из основных регионов восполнения ресурсной базы страны. Это бассейн, испытавший интенсивное воздействие пластовых интрузий долеритов.

Кроме того, промышленная нефтегазоносность атипичных нефтегазовых систем доказана на территории Южной Америки (бассейны Солимоинс, Амазонас, Парана), Африки (провинция Карру), Австралии (шельфовый суббассейн Седуна) и т. д. (К. Senger, Н. Svensen, С. Magee, Г. Д. Феоктистов). Нефтегазовая система относится к классу атипичных в том случае, если зрелость нефтегазоматеринской толщи прямо не связана с погружением осадочного чехла (L. Magoon, W. Dow).

Названные объекты также могут оказаться в сфере интересов российских нефтегазовых компаний. Анализ специальной литературы показывает, что методические подходы к прогнозированию их нефтегазоносности еще не полностью разработаны, и дальнейшее исследование факторов, контролирующих прогноз нефтегазоносности атипичных нефтегазовых систем, является весьма актуальным.

Еще один принципиальный момент рассматриваемой парадигмы развития – акцентирование внимания на мелких углеводородных скоплениях в хорошо изученных районах. Проведение геологоразведочных работ на таких объектах связано со значительными рисками, в том числе и из-за неопределенности степени их заполнения (В. Б. Белозеров). Собственный опыт автора показал, что оценка коэффициентов заполнения таких ловушек по аналогии с соседними залежами может быть некорректной. Разработка подходов к оценке заполнения ловушек на основе детального моделирования нефтегазовых систем – весьма актуальная научная задача.

Степень разработанности темы

Моделирование нефтегазовых систем в последние годы стало одним из основных направлений, обеспечивающих прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов. Об этом говорят публикации представителей данного направления (А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, А. В. Ступакова, В. Ю. Керимов, Е. А. Лавренова, И. В. Гончаров) и многие защищенные в последнее время диссертации (А. П. Афанасенков, Е. Болат, А. О. Гордеева, К. О. Исказиев, М. А. Лобусев, С. В. Малышева, М. Н. Наумова, И. Ф. Нафиков, И. А. Санникова, П. И. Сафронов, Е. Д. Сивкова).

Основными центрами, обеспечивающими его развитие в нашей стране, стали МГУ, МГРИ, Губкинский университет, ИНГГ СО РАН, Казанский федеральный университет и другие научные организации.

Значительный вклад в изучение атипичных нефтегазовых систем внесли российские и зарубежные геологи: О. О. Абросимова, В. Л. Масайтис, Г. Д. Феоктистов, Д. М. Туровцев, А. Э. Конторович, А. В. Хоменко, А. О. Гордеева, Ф. Ю. Левинсон-Лессинг, В. С. Старосельцев, А. В. Мигурский, I. Aarnes, K. Senger, K. Thomson, N. Schofield. Отмечено, что существующие методические подходы к оценке ресурсного потенциала бассейнов с атипичной нефтегазовой системой имеют свои особенности. Дискуссионным остается вопрос о влиянии интрузивных тел на вмещающие породы. В зависимости от выбранной концепции может существенно различаться понимание процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Проблемы, связанные с геологическим строением и нефтегазоносностью бассейна Солимоинс, исследованы в работах M. V. Caputo, M. R. Mello et al., F. Almeida et al., Y. Grahn et al., M. Roddaz, C. F. Barata et al., M. V. Caputo et al., C. H. Scotese, M. V. Caputo, R. Lima et al., M. C. Daly et al., H. H. Svensen et al. В результате проведенных исследований разработана стратиграфическая схема осадочного чехла, выявлены основные закономерности тектонического строения и нефтегазоносности объекта, открыт ряд значительных по запасам месторождений. В то же время, многие принципиальные вопросы прогноза нефтегазоносности, в особенности периферийных частей суббассейна, в настоящее время решены не полностью.

Единственными примерами бассейнового моделирования объекта исследований являются работы, проведенные А. А. Бендером и другими исследователями в 2009-2012 гг. В 2012-2019 гг. были выполнены комплексные геологоразведочные работы, результаты которых позволили понять, что детальность модели и степень настройки на фактические данные недостаточны для количественного прогноза перспектив нефтегазоносности.

Остались нерешенными следующие вопросы:

1. Возможность генерации УВ из дополнительных депоцентров.
2. Степень катагенеза потенциальных нефтегазоматеринских пород в периферийных районах суббассейна.
3. Ключевые факторы контроля заполнения ловушек УВ.
4. Комплексные факторы риска и параметры неопределенностей при оценке перспектив нефтегазоносности неразбуренных структур.

Цель и задача исследования

Целью работы является повышение степени достоверности локального прогноза нефтегазоносности суббассейна Журуа на основе моделирования истории развития его атипичной нефтегазовой системы.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующую *научную задачу*: построить и исследовать модель атипичной нефтегазовой системы суббассейна Журуа,

удовлетворяющую всем имеющимся данным о катагенезе органического вещества и о заполнении ловушек УВ.

Решение поставленной научной задачи включает следующие этапы:

1. Анализ геологического строения суббассейна Журуа.
2. Создание трехмерной модели атипичной нефтегазовой системы суббассейна Журуа, соответствующей всем имеющимся данным, решение сопутствующих методических вопросов.
3. Исследование полученной модели, выделение зон нефтегазоаккумуляции.
4. Выполнение вероятностной оценки локализованных ресурсов углеводородов с учетом рисков в пределах выделенных зон, решение сопутствующих методических вопросов.

Объектом исследования является нефтегазоносный суббассейн Журуа бассейна Солимоинс (штат Амазонас, Бразилия), размерами 400x200 км, суммарной мощностью пластовых интрузий в среднем 30 % от мощности осадочного чехла. Осадочный чехол представлен породами протерозой-кайнозойского возраста мощностью до 4 км, испытавших интенсивные процессы эрозии в позднемеловое время.

В суббассейне открыт ряд значительных по запасам газовых, нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Вместе с тем, периферия суббассейна характеризуется низкой степенью геолого-геофизической изученности и высокими рисками проведения геологоразведочных работ.

Предметом исследования является модель атипичной нефтегазовой системы суббассейна Журуа, неотъемлемую часть которой составляет комплекс пластовых интрузий долеритов (силлов), оказавший существенное влияние на ход процессов нефтегенеза.

Научная новизна

1. Впервые для суббассейна Журуа на основе новых методических приемов определения последовательности внедрения силлов, прогноза теплового потока и обоснования интенсивности предмеловой эрозии создана модель атипичной углеводородной системы, адекватно воспроизводящая как запасы известных залежей, так и отсутствие заполнения выведенных из бурения структур.
2. На основе исследования полученной модели разработана система критериев прогноза нефтегазоносности: степень близости силла к отложениям генерирующих толщ, расположение ловушек в пределах линейно ориентированных структурных трендов, критическая толщина ангидритовой покрышки, отношение объема структуры к площади дренирования, наличие самостоятельных депоцентров материнских отложений в краевых частях суббассейна.

3. Впервые для суббассейна Журуа разработан подход к вероятностной оценке локализованных ресурсов с учетом рисков, основанный:

- на полученных результатах заполнения ловушек по данным бассейнового моделирования и прогнозных коэффициентов заполнения;
- на полученных результатах адаптации матрицы оценки рисков к геологическим условиям объекта путем стохастического моделирования истории ГРП.

Теоретическая и практическая значимость

Теоретическая значимость исследования заключается в разработке нового подхода к локальному прогнозу нефтегазоносности бассейнов с атипичными нефтегазовыми системами, основанного:

- во-первых, на результатах бассейнового моделирования, позволяющего оценить объемы углеводородов в ловушках и риски по их заполнению;
- во-вторых, на результатах адаптации матрицы оценки рисков к геологическим условиям района работ методом стохастического моделирования истории геологоразведочных работ.

Практическое значение работы заключается в выделении в суббассейне зон нефтегазонакопления и оценке их ресурсного потенциала. Полученные в работе результаты использованы в практической деятельности ПАО «НК «Роснефть» RN-Brasil при планировании ГРП и выборе перспективных участков.

Методы исследования и фактический материал

Основной метод исследования, применяемый в настоящей работе, – метод бассейнового моделирования, представляющий собой синтез историко-генетического метода исследования процессов нефтидогенеза и современных компьютерных технологий.

Теоретические основы историко-генетического метода исследования были заложены Н. Б. Вассоевичем, А. Э. Конторовичем, С. Г. Неручевым, Н. В. Лопатиным и другими исследователями в ходе разработки учения о стадийности нефтегазообразования.

В настоящее время историко-генетический метод исследования процессов нефтидогенеза стал теоретической основой целого ряда программных комплексов, одним из наиболее известных среди которых является PetroMod (Компания Schlumberger). Именно он был использован в настоящей работе в качестве инструмента исследования.

В качестве метода количественной интерпретации результатов бассейнового моделирования был использован метод вероятностной оценки ресурсов с учетом рисков. Основы метода последовательно изложены П. Роузом в монографии «Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами». Современное состояние метода изложено в работах А. А. Полякова, А. Н. Фокина, С. В. Шатрова, G. E. McMaster; F. J. Peel, R. Roden, B. Wang.

Работа основана на данных интерпретации 31000 пог.км 2D и 1055 км² 3D сейсморазведочных работ, результатах бурения и интерпретации ГИС 200 скважин, седиментологических исследований керна 7 скважин, геохимических исследований 2388 образцов 58 скважин, результатах 3D бассейнового моделирования (площадь территории исследований 80 000 км²). Привлекались результаты региональных работ по проекту Солимоинс, архивные материалы, опубликованные работы по данной тематике, результаты собственных исследований автора. Для обработки данных использованы программные пакеты PetroMod, Petrel, Surfer, Isoline.

Основные защищаемые положения

1. Разработанные методические приемы, реализованные при создании модели атипичной нефтегазовой системы суббассейна Журуа, повышают достоверность прогноза нефтегазоносности, применимы для моделирования других бассейнов с широким развитием траппового магматизма и включают:

- определение последовательности внедрения силлов на основе анализа временных сейсмических разрезов и взаимной корреляционной связи толщин интрузивных тел;
- прогноз теплового потока, основанный на результатах калибровки бассейновой модели с применением схемы аномалий магнитного поля. Площадное распределение значений теплового потока выполнено методом тренд-анализа;
- обоснование интенсивности предмеловой эрозии путем анализа мощностей накопленных отложений в исследуемых скважинах со стратиграфическим разрезом опорной скважины и последующей калибровкой бассейновой модели.

2. Созданная модель атипичных нефтегазовых систем суббассейна Журуа позволяет обосновать качество её элементов – нефтегазоматеринских толщ, коллекторов и покрышек, прогнозные коэффициенты заполнения ловушек, фазовый состав УВ, количество залежей в перспективных ловушках, что послужило основой выделения четырех зон нефтегазонакопления.

3. Выполненная вероятностная оценка ресурсов углеводородов с учетом рисков по данным бассейнового моделирования позволила ранжировать зоны нефтегазонакопления по степени перспективности: наиболее перспективной на поиски газа является Северо-Западная зона, на поиски нефти – Центральная зона нефтегазонакопления.

Личный вклад

Автором лично выполнены следующие исследования:

- построение трехмерной модели силлов в бассейне на основе собственной корреляции разрезов около 200 скважин;

- интерпретация данных сейсморазведки, результатов тренд-анализа мощностей силлов и вмещающих отложений;
- обоснование порядка внедрения силлов в осадочный чехол как основа восстановления теплового режима;
- обоснование глубинного теплового потока в бассейне;
- обработка данных геохимических исследований более 2000 образцов, результаты которых положены в основу бассейнового моделирования;
- анализ результатов седиментологического описания керн и сопоставление с картами фаций, заложенными в модель;
- интеграция всех имеющихся данных посредством построения трехмерной цифровой бассейновой модели суббассейна Журуа, исследование модели, установление основных особенностей генерации и миграции УВ в бассейне;
- выделение, осуществленное при участии автора, перспективных объектов в осадочном чехле;
- анализ ключевых параметров залежей и ловушек: наличие и качество коллектора, покрышек, заполнения, амплитуды и площади структур, плотности 2D сейсмических профилей, что позволило обосновать численные значения геологических рисков с учетом геологии региона работ;
- адаптация матрицы оценки вероятностей успеха поискового бурения, приведенного в методических рекомендациях координационного комитета по программам геологического исследования прибрежных и морских территорий Восточной и Юго-Восточной Азии (ССОР) к геологическим условиям суббассейна Журуа;
- выделение зон нефтегазоаккумуляции и вероятностная оценка их ресурсного потенциала с учетом геологических рисков на основе критических факторов прогноза нефтегазоносности.

Степень достоверности и апробация результатов

Высокая степень достоверности научных результатов определяется:

- использованием историко-генетического метода исследования процессов нефтидогенеза, разработанного Н. Б. Вассоевичем, А. Э. Конторовичем, С. Г. Неручевым, Н. В. Лопатиным и другими исследователями, который является теоретической основой современных программных комплексов бассейнового моделирования;
- опорой на имеющийся опыт исследования атипичных нефтегазовых систем в различных осадочных бассейнах;

- максимально полным использованием и комплексированием всех имеющихся фактических данных (геолого-геохимических параметров, сейсмических материалов, данных испытаний скважин) по элементам нефтегазовой системы объекта;
- использованием современного и многократно апробированного программно-методического комплекса бассейнового моделирования PetroMod (Schlumberger).

Достоверность результатов работы подтверждается высокой степенью сходимости (до 81 %) оценок запасов, утвержденных в Компании и определенных в 3D бассейновой модели, а также результатами бурения трех поисково-оценочных и одной разведочной скважин, подтвердивших прогностические возможности модели.

Основные результаты работы докладывались на 16 конференциях и семинарах, 5 из них имели статус международных, в том числе на VII Сибирской научно-практической конференции молодых ученых по наукам о Земле (г. Новосибирск, 2014 г.); XIX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры» (г. Ханты-Мансийск, 2015 г.); научно-технических конференциях молодых специалистов ПАО «НК «Роснефть» (гг. Тюмень, Уфа, Москва, Сочи 2014, 2016 гг.); конкурсе молодежных научно-инновационных проектов в сфере нефтегазовой отрасли (г. Тюмень, 2014 г.); рабочей встрече пользователей PetroMod на базе ООО «НОВАТЭК НТЦ» (г. Тюмень, 2016 г.); технологическом форуме «Шлюмберже» (г. Сочи, 2017 г.); семинаре «Региональное геологическое моделирование, оценка нефтегазового потенциала бассейна Солимоинс. Дальнейшая стратегия развития проекта» (г. Рио-де-Жанейро, Бразилия, 2018 г.); конференции по бассейновому моделированию «Научные исследования при подготовке входных данных для моделирования как основа достоверности результатов анализа нефтяных систем» (г. Красноярск, 2018 г.); международном научно-техническом семинаре «Информационные системы и технологии в нефтегазодобыче» (г. Тюмень, 2018 г.); международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2019 г.); 9-ой международной геолого-геофизической конференции EAGE «Санкт-Петербург-2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы» (г. Санкт-Петербург, 2020 г.); международном онлайн конкурсе технических статей GEO Wiki Write Off Competition (США, 2021 г.).

Благодарности.

Особую благодарность автор выражает научному руководителю д. г.-м. н. М. В. Лебедеву за консультации и советы в ходе проведения исследовательской работы. Признательность руководителям и сотрудникам ООО «ТННЦ»: А. Н. Фищенко за всестороннюю поддержку при подготовке работы, за консультации к. г.-м. н. Д. А. Сидорову, за конструктивную критику к.т.н М. А. Грищенко, за профессиональную поддержку С. И. Кулагину и Е. А. Томиловой. Значительную помощь автору оказала сотрудник Шлюмберже А. Н. Перепелина.

Автор признателен за помощь и консультации главному геологу дочернего общества ПАО «НК «Роснефть» RN-Brasil С. Ростиролле.

Также автор выражает благодарность руководству дочернего общества ПАО «НК «Роснефть» RN-Brasil В. В. Ляховичу, А. А. Жукову за возможность использования материалов для написания диссертации.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 10 научных работ, из них 4 в журналах из перечня рецензируемых научных изданий ВАК.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения. Общий объем работы составляет 189 страниц, включая 74 рисунка, 9 таблиц. Список литературы содержит 254 наименования источников отечественных и зарубежных авторов.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Общие сведения о геологическом строении суббассейна Журуа бассейна Солимойнс

Бассейн Солимойнс, расположенный в верховьях р. Амазонка, относится к внутрикратонному типу (синеклизный тип бассейнов) (Н. А. Малышев, 2011). Бассейн состоит из двух суббассейнов – Журуа и Жандиатуба, разделенных сводом Карауари. Объектом исследования в настоящей работе является восточный суббассейн Журуа. Степень изученности объекта неравномерная (рисунок 1).

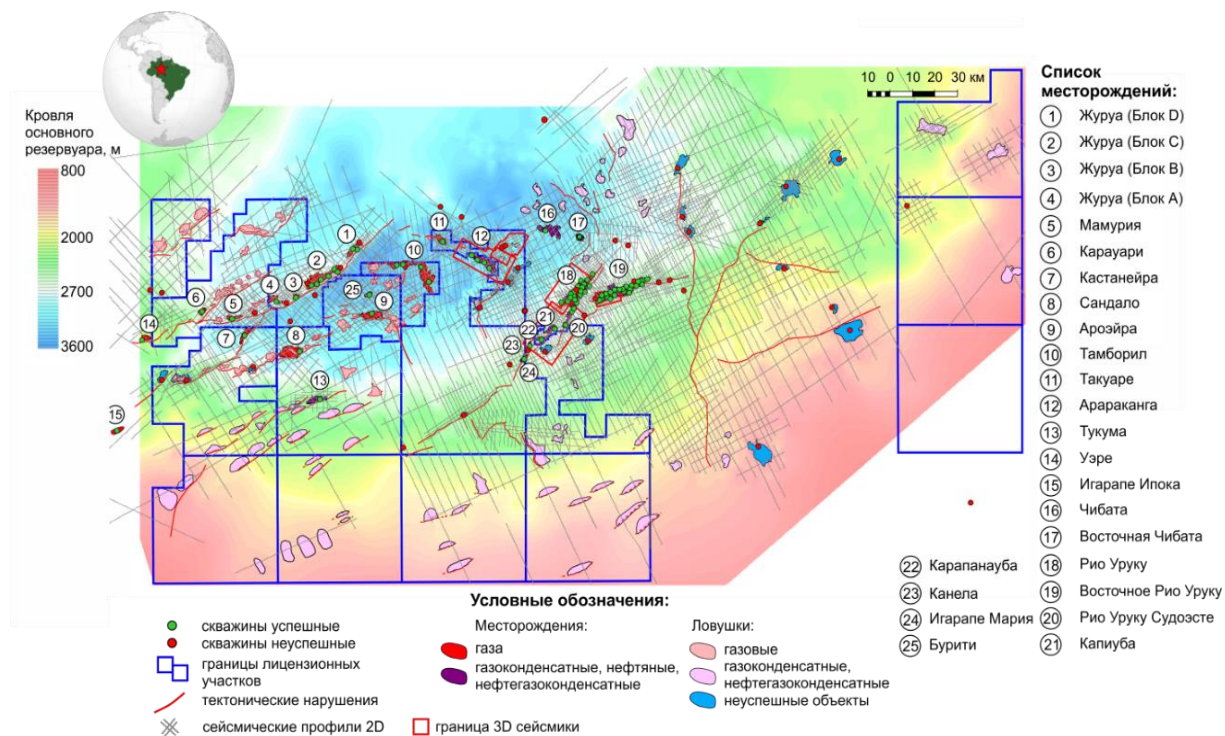


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

В суббассейне Журуа открыто 25 нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых месторождений. В осадочном чехле суббассейна Журуа выделяются три структурных этажа, разделенных региональными угловыми несогласиями: докембрийский, палеозойский и мезокайнозойский. Указанные структурные этажи соответствуют трем стадиям развития суббассейна: рифтовой (протерозой), синеклизной (конец карбона-юра), платформенной (мел-четвертичный) (рисунок 2).

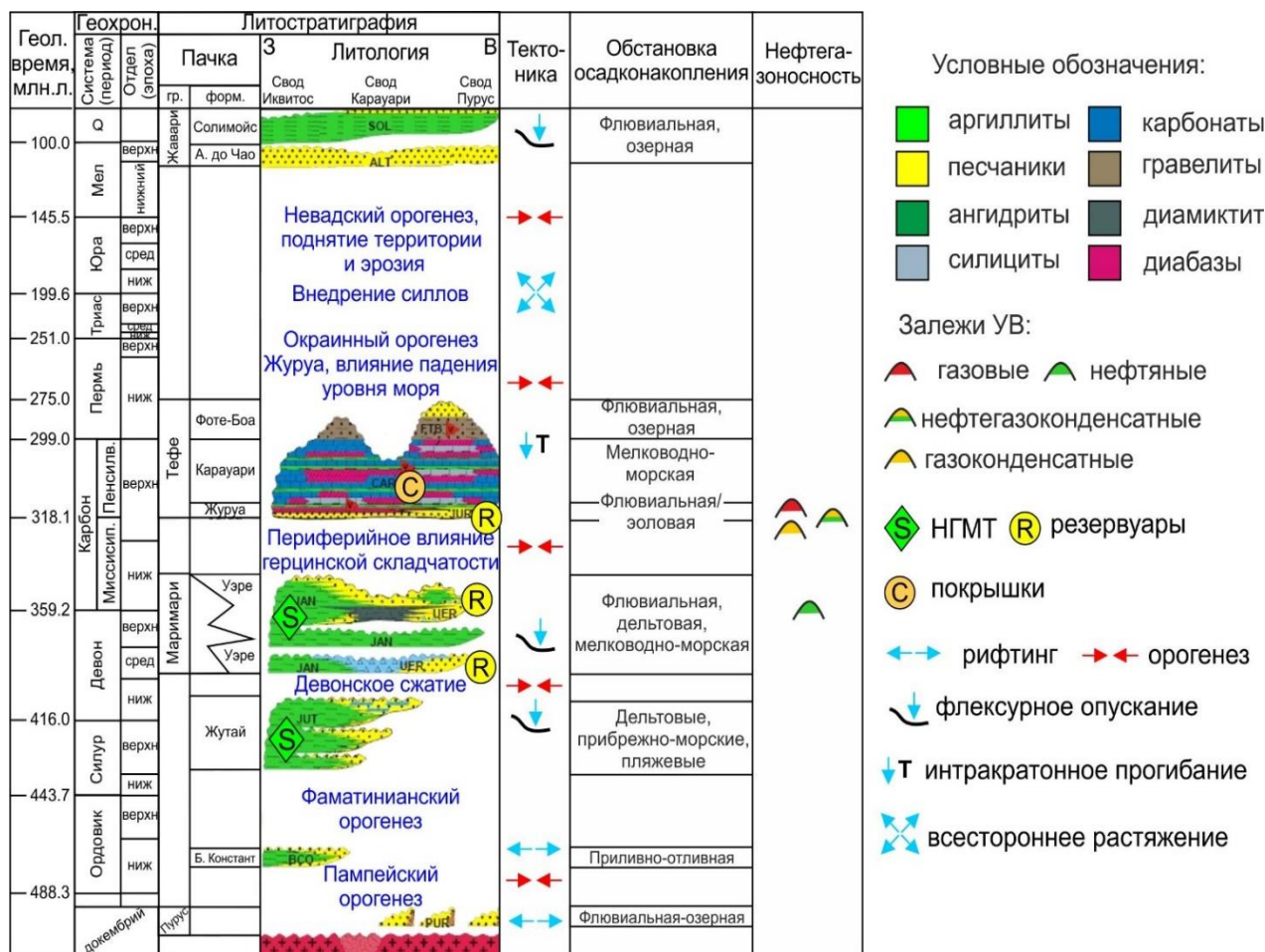


Рисунок 2 – Литолого-стратиграфическая шкала и элементы нефтегазовой системы бассейна Солимоинс (J. F. Eiras, 1994) с изменениями и дополнениями автора

Анализ региональных данных и особенностей тектонического строения суббассейна позволяет предполагать, что структурные линейно-ориентированные тренды ловушек начали формироваться в период орогенеза Журуа (конец карбона – пермь), связанного с началом субдукции литосферных плит на западной границе континента 300-250 млн. лет назад. В последующий магматический этап (триас – юра) в осадочный чехол суббассейна внедрились тела долеритов мощностью в сотни метров. В юрском – раннемеловом периодах в условиях сжатия продолжали формироваться структурные линейно-ориентированные тренды, увеличивая объем ловушек. В платформенную стадию знаковых событий выявлено не было.

Основным продуктивным комплексом в суббассейне является терригенная формация Журуа (карбон), второстепенным – формация Уэре (девон). Доказанные нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) приурочены к отложениям девона. Перспективы юго-западной части суббассейна связаны с предполагаемой НГМТ силур-девонского возраста – формацией Жутай. Все открытые месторождения суббассейна приурочены к системам однотипных структурных ловушек северо-восточного простирания и, единичных – северо-западного (структурные тренды), возникших в результате развития крупных взбросо-сдвигов (M. V. Caputo, 2014).

Анализ результатов предшествующих работ показал, что актуальными задачами бассейнового моделирования являются:

- прогноз фазового состава УВ в ловушках и уточнение границ зон нефтегазонакопления;
- оценка объемов углеводородов в ловушках;
- оценка дальности латеральной миграции углеводородов из известного материнского депоцентра в центре бассейна на его периферию;
- прогноз нефтегазоносности периферийных частей суббассейна Журуа.

Глава 2. Модель нефтегазовых система суббассейна Журуа: методика построения и результаты верификации

Для реконструкции истории геологического развития суббассейна Журуа и протекавших в нем процессов нафтидогенеза применена технология бассейнового моделирования с учетом специфических особенностей атипичной нефтегазовой системы (M. R. Mello, A. A. Bender, 2009, 2010).

Основные продуктивные резервуары суббассейна Журуа связаны с одноименной формацией карбонового возраста, в которой выделены продуктивные горизонты: JR-80-100, JR-70B, JR-70A, JR-50-60, JR-10 – прибрежно-морские песчаники аллювиального и эолового генезиса. Второстепенные продуктивные резервуары сосредоточены в мелководно-морских песчаниках формации Уэре девонского возраста (D-2, D-5, D-6).

Региональной покрывкой для формации Журуа является формация Карауари глинисто-карбонатно-ангидритового состава с пластами каменной соли. Она контролирует нефтегазоконденсатную залежь в резервуаре JR-10 месторождения Рио Уруку Лесте. Зональные покрывки Seal 1, Seal 2, Seal 3, непосредственно контролирующие залежи в резервуарах JR-80-100, JR-70B, JR-70A, JR-50-60, приурочены к формации Журуа. Первые две имеют ангидритовый состав, третья в центральной части суббассейна сложена преимущественно каменной солью, на периферии – ангидритом. Наилучшими экранирующими свойствами обладают покрывки в центральной части суббассейна. В восточной и, вероятно, в южной частях суббассейна, качество их снижается вследствие замещения ангидритов прибрежными глинистыми карбонатами. По данным геолого-геофизических исследований установлена

минимальная мощность ангидритовой покрывки, критической для контроля нефтегазоносности залежей углеводородов. При мощности ангидритовой покрывки более 1.8 м она контролирует самостоятельные залежи УВ в интервале пластов JR-80-100, JR-70В. При мощности покрывки менее 1.8 м в пластах будет формироваться единая залежь углеводородов, контролируемая залегающей выше покрывкой (рисунок 3).

В девонском комплексе выделяются три доказанные НГМТ, распространенные в центральной и северо-западной части суббассейна: Франская, Фаменская, Живетская. По данным геохимических исследований (С. F. Varata, 2007) и региональных работ 2014-2019 гг., в которых принимал участие автор, все НГМТ характеризуются смешанным типом (II+III) органического вещества. По периферии суббассейна происходит замещение НГМТ на алевроито-песчаные разности и выклинивание в результате последующего размыва.

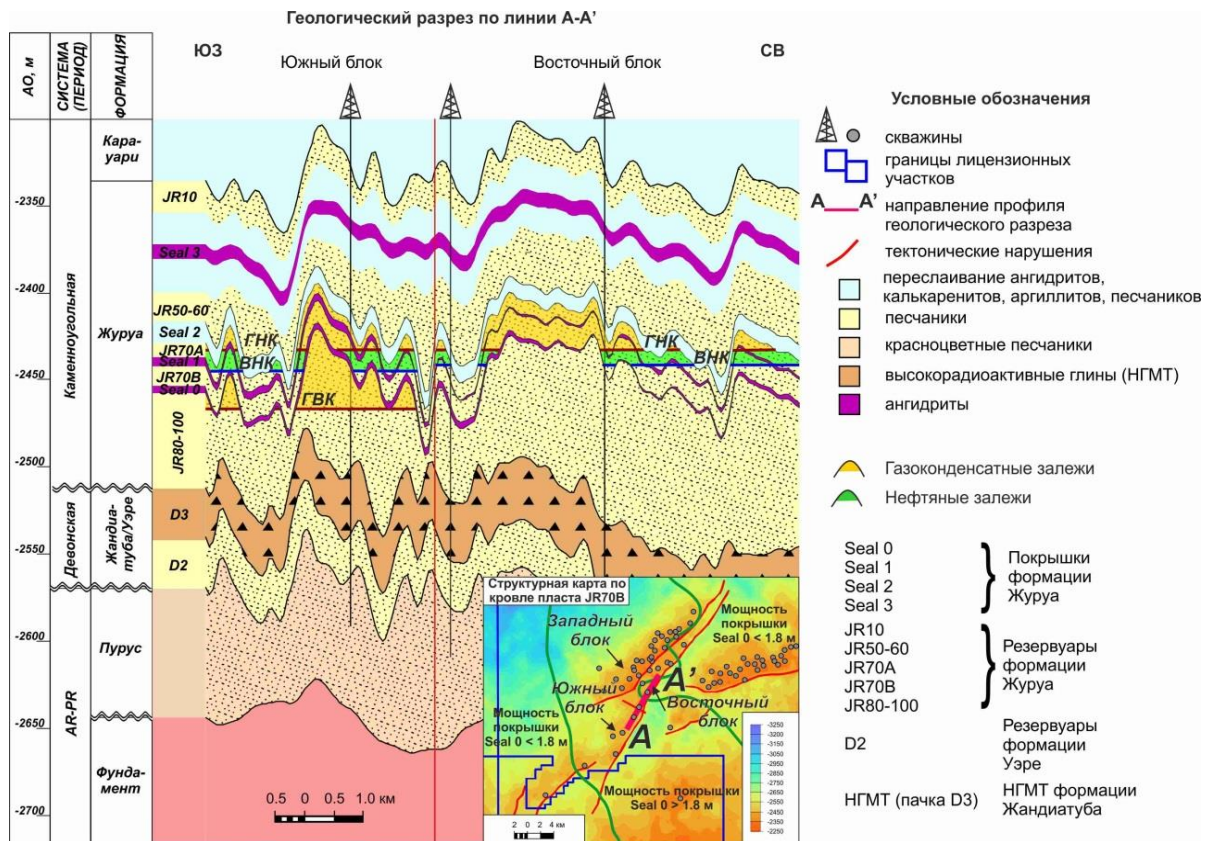


Рисунок 3 – Обоснование минимальной мощности покрывки

В результате проделанной работы внесены уточнения в контуры распространения НГМТ. В качестве дополнительных источников генерации УВ введена новая предполагаемая НГМТ формации Жутай для оценки перспектив нефтегазоносности юго-западной зоны нефтегазонакопления. Существование предполагаемой НГМТ подтверждено бурением скважин в соседнем суббассейне Жандиатуба (J. F. Eiras, 1994). По данным бурения и корреляции скважин суббассейна Журуа, предполагаемые интервалы вышеуказанной формации характеризуются повышенной радиоактивностью по сравнению с вмещающими породами, увеличенной

мощностью на временных разрезах в интервале от подошвы отложений девона до кровли кристаллического фундамента.

Отложения, перекрывающие формацию Журуа, включают в себя эвапоритовую формацию Карауари, комплекс интрузий долеритов, терригенную формацию Фонте-Боа; формации Алтер до Чао, Солимойнс и четвертичные отложения.

Для оценки степени катагенеза НГМТ в атипичной нефтегазовой системе суббассейна Журуа необходимо решить следующие взаимосвязанные вопросы:

- оценить последовательность внедрения и термическое влияние силлов на вмещающие породы;
- оценить палеоглубины погружения продуктивных толщ (оценить полную мощность отложений, размывтых в ходе предмеловой эрозии);
- оценить уровень теплового потока в суббассейне и построить схему его площадного изменения.

В разрезе осадочного чехла выделяется до 3 уровней распространения пластовых интрузий долеритов (силлов) с суммарной мощностью до 1400 м. Распространение силлов в формации Карауари определялось по данным корреляции скважин, 2D сейсморазведочных профилей, тренд-анализа мощностей силлов и координат скважин.

Анализ временных разрезов показал, что над силлами происходит воздымание осадочной толщи и, как следствие, осложнение структурного плана отложений, залегающих над пластовой интрузией.

В рамках корреляционного анализа исследовалось отношение мощностей силлов нижнего и среднего уровней. Влияние верхнего силла не рассматривалось ввиду его удаленности от НГМТ. По данным 106 скважин, между мощностями нижнего и среднего уровня силлов наблюдается обратная корреляционная связь с коэффициентом корреляции 0.61. Это позволило сделать вывод, что изменение мощностей силла нижнего уровня является причиной изменения мощностей магматического тела среднего уровня. Первым внедрился нижний силл. В перекрывающих отложениях он создал положительные и отрицательные структуры, соответствующие участкам его повышенных и пониженных мощностей. Эти структуры обусловили изменение мощности среднего силла. Вторым внедрился средний силл. В положительных структурах над нижним силлом его толщина оказалась уменьшенной, в отрицательных – увеличенной. Таким образом, можно утверждать, что средний силл внедрился в осадочный чехол позже нижнего.

В пределах рассматриваемой территории произошло несколько тектонических событий, нарушивших процессы осадконакопления в суббассейне, но самым значимым из них являлась предмеловая эрозия. Для повышения точности палеорекострукции разработан нижеописанный

методический подход. Оценку мощности размытых отложений для каждой скважины можно представить как сумму двух компонент: (1) стратиграфической E_{str} – мощность эродированных отложений, оцененная путем сопоставления исследуемого разреза с наиболее полным опорным разрезом суббассейна, и (2) остаточной $E_{вм}$ – мощность полностью эродированных стратиграфических комплексов, которая может быть оценена в ходе бассейнового моделирования.

Стратиграфическая компонента E_{str} оценена путем сопоставления каждой оцениваемой скважины с опорным разрезом скважины, расположенной в самой погруженной части суббассейна, с учетом коэффициента седиментации ($K_{сop}$).

Оценка общей величины предмеловой эрозии осуществлена путем комплексирования данных корреляции скважин и бассейнового моделирования. В результате получена схема оценки полной эрозии палеозойских отложений в предмеловое время.

Схема изменения теплового потока составлена на основе сопоставления данных бассейнового моделирования 10 скважин с данными по отражательной способности витринита. Интерполяция теплового потока выполнена на основе комплексирования региональной и локальной компонент изменения теплового потока на площади. В направлении запад-восток на территории исследований увеличивается мощность земной коры. В качестве региональной компоненты использовано площадное распределение значений теплового потока в скважинах, которое достаточно хорошо аппроксимируется полиномом первой степени в пространстве координат X, Y . Среди геологических причин, обусловивших увеличение теплового потока с запада на восток, рассматривается вещественный состав кристаллического фундамента (на востоке сложен метаморфическими породами высокой теплопроводности) и тектоническая история свода Пурус, образование которого сопровождалось усилением теплового потока. Для прогноза локальной компоненты использована карта аномалий магнитного поля, отражающая распределение в фундаменте интрузивных тел основного состава.

Для верификации результатов бассейнового моделирования выполнено сопоставление фактических и прогнозных запасов скоплений УВ по открытым месторождениям и водонасыщенным структурам.

Для проверки соответствия эмпирического распределения частот ошибок прогнозных запасов нормальному закону распределения, а также обоснования вида функции плотности вероятности запасов построены гистограммы распределения параметров и функции распределения месторождений по величине запасов (FSD – Field Size Distribution).

Распределения утвержденных запасов и прогнозных объемов по данным 3D бассейнового моделирования соответствуют логнормальному закону распределения. Средние значения и стандартные отклонения выборок прогнозной величины запасов (3D бассейновое

моделирование) и утвержденных объемов статистически неразличимы при уровне значимости $\alpha = 0.05$.

Соотношение между прогнозными и фактическими объемами описывается линейным уравнением с $R^2=0.9168$ и свободным членом, равным нулю (фактически несмещенная оценка). Таким образом, существует возможность транслировать полученный результат на ловушки, непоискованные бурением.

В целом процент подтверждения, по зонам аккумуляции жидких и газообразных УВ составляет 81 % (47 совпадений из 58 объектов). Данный методический результат – основа для оценки вероятностей успеха (P_g) ловушек. Наибольшее отклонение прогнозируемого объема месторождений от фактического наблюдается для месторождений с малой амплитудой, сопоставимой с точностью структурных построений (± 65 м) и размерами месторождения < 40 км², причем отклонения могут быть как в большую, так и в меньшую сторону (от 0.1 до 0.4 и от 2 до 6.7). Факт заполнения по таким объектам подтверждается в 64 % случаев.

Сопоставление приведенных данных позволяет сделать следующие выводы:

- бассейновая модель суббассейна Журуа позволяет получать 81 % подтверждения заполнения по совокупности месторождений;
- функция распределения прогнозных запасов (3D бассейновое моделирование) и утвержденной оценки (объемный метод) являются логнормальными;
- стандартные отклонения в распределениях объемов запасов отдельных залежей являются основой для определения видов и параметров функций плотности вероятности ресурсов в ловушках.

Гипотезы о порядке внедрения силлов проверены в ходе численных экспериментов с одномерными бассейновыми моделями. При внедрении интрузий снизу-вверх распределение степени зрелости НГМТ соответствует фактическим данным. Для выбора оптимального сценария использовалась калибровка на месторождение с притоками нефти и газа.

Результаты калибровки скважин базового варианта 3D бассейновой модели на замеры отражательной способности витринита (рисунок 4) и зональность фазового состава аккумуляций УВ в зависимости от температурного влияния интрузивных тел (рисунок 5) подтверждают адекватность модели.

Зрелость Фаменской и Франской доказанных НГМТ варьирует от градаций МК₂ (нефтяное окно) – АК₂ (сверхзрелое ОВ ввиду близости нижней пластовой интрузии). Зрелость НГМТ депоцентров гипотетической НГМТ формации Жутай соответствует МК₂-АК₁ (нефтяное – газовое окно).

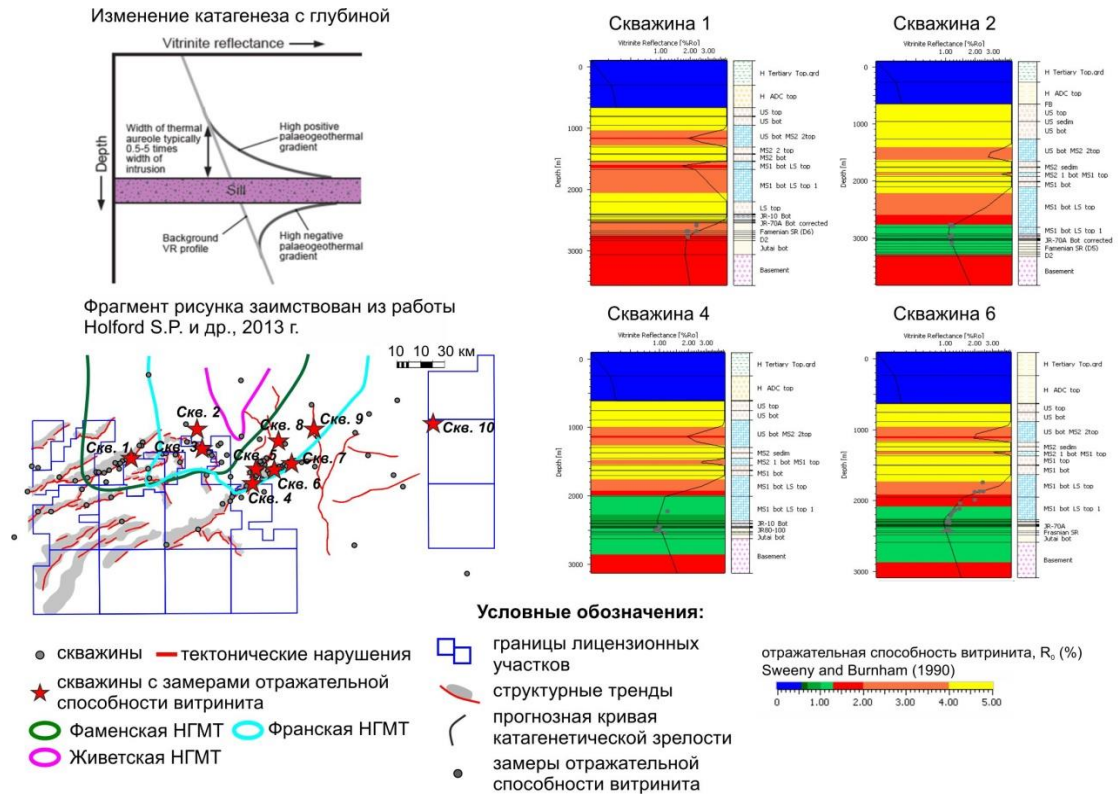


Рисунок 4 – Пример результатов калибровки модели на данные отражательной способности витринита

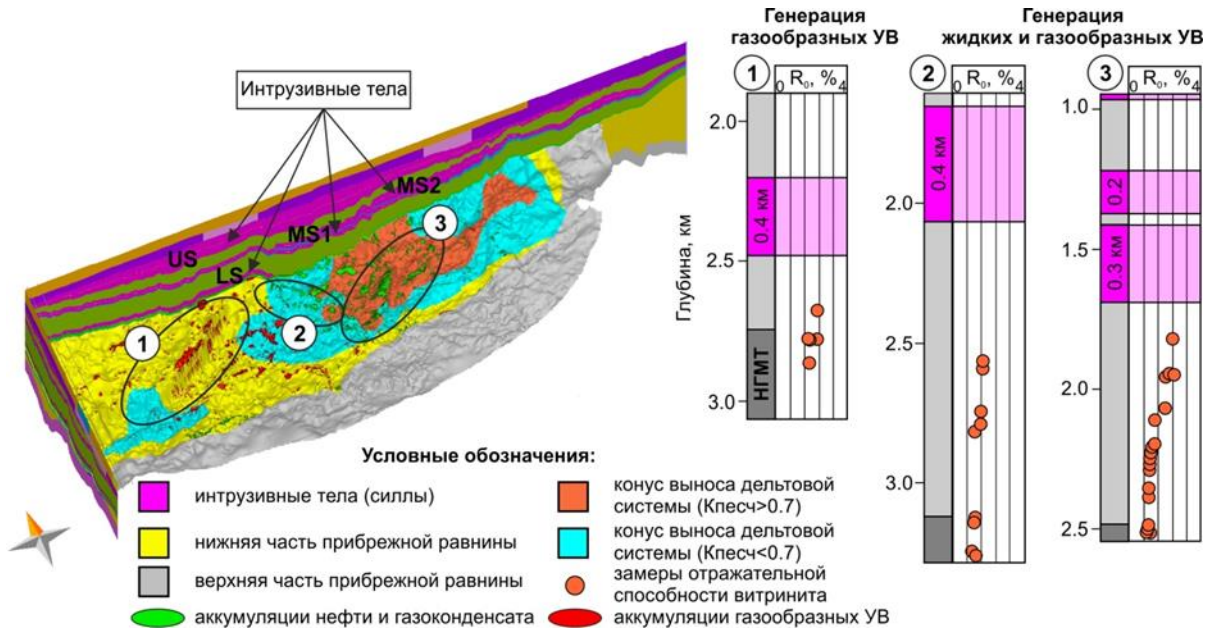


Рисунок 5 – Влияние интрузий на фазовый состав УВ на всей территории суббассейна

По результатам бассейнового моделирования были выявлены ключевые критерии заполнения:

1. Мощность отложений между подошвой силлов и кровлей НГМТ определяет степень катагенеза интервала НГМТ и, соответственно, фазовый состав УВ в ловушках. Прогрев

отложений НГМТ осуществляется на 1.5 мощности интрузивного тела (S. P. Holford, 2013; C. F. Varata, 2007).

2. Наличие самостоятельных депоцентров материнских отложений в краевых частях суббассейна, контролирующих самостоятельные нефтегазовые системы.
3. Расположение ловушки на структурном тренде на расстоянии до ≈ 50 км относительно границ распространения НГМТ.
4. Качество покрышек – критическая толщина ангидритовой покрышки не менее 1.8 м.
5. Заполнение структуры отсутствует при отношении объема структуры к площади её дренирования менее 2-х.

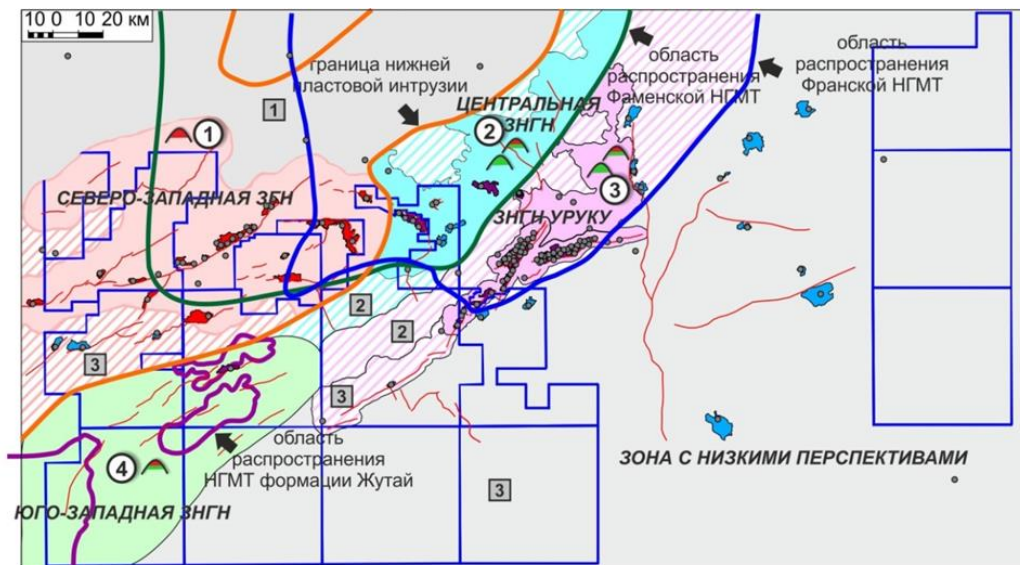
Глава 3. Зоны нефтегазонакопления в суббассейне Журуа

Под зоной нефтегазонакопления понимается связанная часть объема продуктивного горизонта со сходным типом ловушек УВ (сходными условиями аккумуляции), а также с единым источником генерации УВ, сходными условиями миграции и сохранности УВ (М. В. Лебедев, 2015).

Бассейновая модель нефтегазовой системы суббассейна Журуа позволила обосновать качество элементов нефтегазовой системы, прогнозные коэффициенты заполнения ловушек, фазовый состав УВ. Это послужило базой для выделения четырех зон нефтегазонакопления (рисунок 6).

Различные геологические характеристики выделенных зон обуславливают специфические подходы к оценке ресурсов перспективных структур.

Для оценки прогнозного коэффициента заполнения перспективных ловушек рассчитаны уравнения множественной регрессии с предварительной оценкой независимости входящих в уравнение показателей. После рассмотрения множества параметров при расчете уравнений регрессии использованы локальная компонента структурного плана, доля ангидритов, коэффициент песчаности, координаты X и Y скважин. Доля ангидритов и коэффициент песчаности характеризуют эффективность миграции от кровли НГМТ до кровли соответствующего пласта и качество покрышек. Использование локальной компоненты структурного плана позволяет уменьшить влияние структур на уровне точности построений. Координаты X и Y скважин определяют зональность в заполнении ловушек вдоль структурных трендов.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- | | | |
|---------------------------------|---|--|
| ● скважины | ● месторождения газа | ○ Фаменская НГМТ (девон) |
| □ границы лицензионных участков | ● газоконденсатные, нефтяные, нефтегазоконденсатные месторождения | ○ Франская НГМТ (девон) |
| — тектонические нарушения | ● неуспешные объекты | ○ Депоцентры НГМТ (силур-девон) |
| ▲ Аккумуляции газообразных УВ | ▲ Аккумуляции жидких УВ | ▲ Аккумуляции жидких и газообразных УВ |

ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАККУМУЛЯЦИИ БАСЕЙНА СОЛИМОЙНС (СУББАСЕЙН ЖУРУА):

Зона влияния нижнего силла:

- ① **Северо-Западная ЗНГ.** Заполнение ловушек из Фаменской НГМТ (девон). Аккумуляции газообразных УВ. Фазовый состав обусловлен близостью нижнего силла к интервалу НГМТ.

Генерация УВ из доказанной Франской и Фаменской НГМТ:

- ② **Центральная ЗНГ.** Заполнение ловушек из Франской и Фаменской НГМТ (девон). Фазовый состав аккумуляций - жидкие+газообразные УВ.

Генерация УВ из доказанной Франской НГМТ:

- ③ **ЗНГ Уруку.** Заполнение ловушек из Франской НГМТ (девон). Фазовый состав аккумуляций - жидкие+газообразные УВ.

Генерация УВ из гипотетической НГМТ формации Жутай:

- ④ **Юго-Западная ЗНГ.** Заполнение ловушек из НГМТ формации Жутай (силур-девон). Фазовый состав аккумуляций - жидкие+газообразные УВ.

ЗОНЫ С НИЗКИМИ ПЕРСПЕКТИВАМИ:

- | | |
|---|---|
| ① Низкая степень геолого-геофизической изученности (плотность сейсмических профилей 2D 0.2 пог.км/км ²), отсутствие уверенной структурной основы | ② Моноклиальный склон/отсутствие ярко выраженных амплитудных поднятий |
| ③ Неэффективная миграция УВ (опесчанивание НГМП, снижение генерационного потенциала), риски сохранности залежей (дислоцированность разреза, секущие интрузии) | |

Рисунок 6 – Зоны нефтегазонакопления суббассейна Журуа (бассейн Солимоинс)

Глава 4. Методика и результаты локального прогноза нефтегазоносности суббассейна Журуа

В работе использованы методические подходы ССОР (Координационный комитет для береговых и прибрежных геологических научных программ в Восточной и Юго-Восточной Азии), положенные в основу оценки геологических рисков компании ПАО «НК «Роснефть». Наиболее сложной является адаптация системы рисков на эталонные объекты, которая оценивается через степень совпадения модельных и фактических данных по наличию резервуаров, ловушек, покрышек, количеству открытий. При несовпадении фактических данных с результатами моделирования проводится анализ корректности методики моделирования,

особенностей геологического строения объекта и повторная итерация расчета.

Для обоснования факторов риска суббассейна Журуа проанализированы результаты бурения 63 ключевых скважин. Было выявлено, что основными рисками является незаполнение ловушек УВ (46 %), неподтверждение ожидаемой амплитуды структуры (44 %), сохранность залежей (5 %), отсутствие резервуара (5 %).

Распространение и качество резервуаров (P1)

Риск наличия и качества коллектора не является ключевым для суббассейна Журуа. Максимальная вероятность наличия коллектора соответствует фациям песчаных дюн ($P1 = 1$), минимальная вероятность наличия коллектора соответствует эффективной толщине <1 м и зонам выклинивания коллектора ($P1 = 0.05-0.4$). Вероятность существования коллектора по пласту, в среднем, соответствует частоте его встречаемости по данным скважин.

Структурный фактор (P2a)

При оценке риска существования замкнутого контура учитывалась амплитуда ловушки, ее размеры, плотность 2D сейсмических профилей. Также привлекалась информация по требуемой плотности 2D сейсмических профилей, согласно методическим рекомендациям по оценке точности структурных построений (ВНИИГеофизика, 1984). Так, при амплитуде ловушки > 65 м и информативной плотности 2D сейсмических профилей выше фактической плотности сейсмических профилей структура рассматривалась как весьма надежная ($P2a = 0.9$); если оба этих условия не соблюдались, тогда ловушка рассматривалась как весьма рисковая ($P2a = 0.5$).

Наличие и качество флюидоупора (P2b)

Вероятность наличия флюидоупора и его качество определяется литологическим составом и мощностью. Максимальной экранирующей способностью обладают ангидритовые покрышки мощностью более 1.8 м ($P2b = 0.9$), минимальная вероятность наличия покрышек приурочена к зонам их выклинивания на востоке и юго-востоке либо к областям замещения ангидритовых отложений на терригенные или карбонатные ($P2b = 0.2-0.3$).

Наличие, катагенетическая зрелость отложений НГМТ (P3a) и фазовый состав аккумуляций УВ в ловушках

По данным геохимических исследований (пиролиз Rock Eval, замеры отражательной способности витринита), все НГМТ зрелые (нефтяное-газовое окно). Вероятность наличия и качество доказанных девонских НГМТ оценены как $P3a = 1$, гипотетической НГМТ формации Жутай силур-девонского возраста – $P3a = 0.6$.

Основные факторы, контролирующие миграцию и аккумуляцию углеводородов (P3b)

Для пластов JR70B-80-100 (содержат 70 % запасов) риск оценен по результатам 3D бассейнового моделирования. Для пластов JR-70A, JR-50-60, JR-10 (содержат 30 % запасов)

расчет вероятности заполнения осуществлен с применением прогнозных коэффициентов заполнения в зависимости от литологических характеристик интервала резервуара и толщи миграции (D. A. Karlsen, 2006; H. Zhiyong, 2017) в пределах выделенных зон нефтегазонакопления.

Оценка риска за эффективность миграции УВ выполнена с учетом типа латеральной миграции для каждого пласта (с барьерами, без барьеров, ловушка в стороне от путей миграции). Максимальной вероятностью заполнения характеризуются зоны с латеральной миграцией без барьеров и коэффициентом заполнения более 60 %. ($P3b = 0.6$); минимальной вероятностью – если ловушка расположена в ЗНГН с низкими перспективами нефтегазоносности ($P3b = 0.1$).

Вероятность сохранности залежи (P4)

Вероятность сохранности залежей на данном этапе изученности оценена как 0.9 ввиду отсутствия контрастных тектонических движений в период после завершения главной фазы заполнения ловушек УВ. Из 63 структур дайки закартированы в двух проверенных бурением случаях. В одном случае наличие дайки разрушило залежь УВ, а в другом случае – нет. Поэтому для структур с дайками P4 принимается равным 0.5.

С учетом обоснованных факторов риска рассчитано количество открытий и сопоставлено с фактическими данными (рисунок 7). В левой части рисунка сопоставлены открытия по пластам, а в правой части – количества открытий структур, каждая из которых может содержать несколько пластов. Коэффициент корреляции «факт-прогноз» равен 0.98.

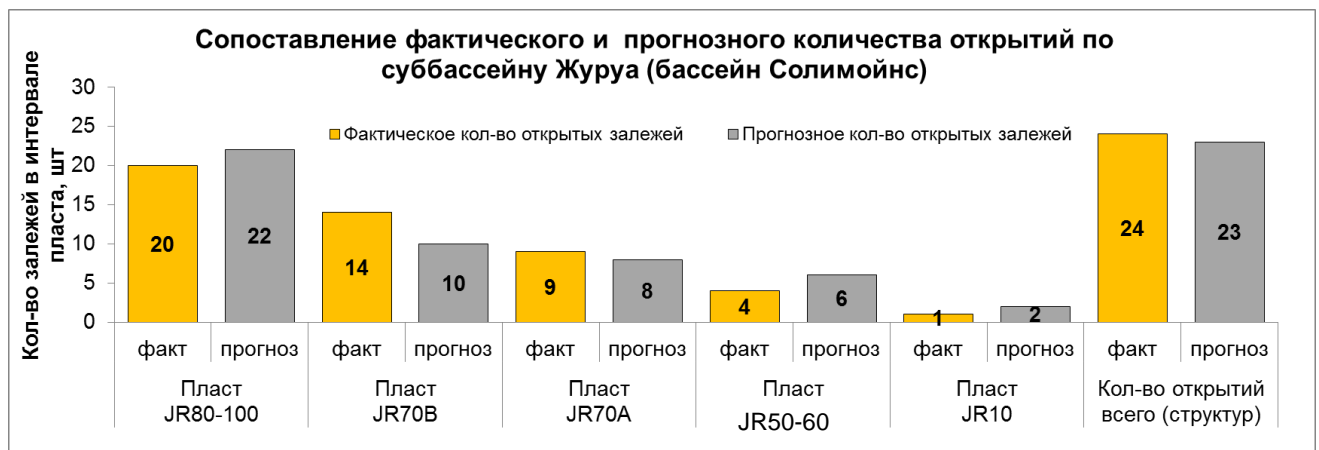


Рисунок 7 – Фактическое и прогнозное количество открытий по суббассейну Журуа

Для выделенных зон нефтегазонакопления (Северо-Западная, Центральная, Уруку) выполнена вероятностная оценка ресурсов ловушек для пластов JR70B-80-100 по данным 3D бассейнового моделирования, а по пластам JR50-60 и JR70A – расчетным путем с применением прогнозных коэффициентов заполнения. Для Юго-Западной зоны нефтегазонакопления

вероятностная оценка не выполнялась ввиду отсутствия уверенных структур (низкая степень геолого-геофизической изученности, плотность 2D профилей 0.2 пог. км/км²).

Подсчетные параметры для расчета ресурсов газа по пластам JR-50-60 и JR-70А ловушек Северо-Западной зоны газонакопления определены с учетом прогнозных коэффициентов заполнения (площадь газоносности, эффективная газонасыщенная толщина), статистическим данным, собранным по материалам РИГИС (коэффициенты пористости и газонасыщенности) и дел скважин (объемный коэффициент газа) в пределах открытых месторождений.

Для оценки объемов УВ в интервале пластов JR-70В-80-100 ЗНГН Уруку, Северо-Западной и Центральной ЗНГН использованы объемы, полученные по 3D бассейновой модели.

Построенная бассейновая модель с учетом имеющихся геологических рисков позволяет выполнять локальный прогноз нефтегазоносности в пределах Северо-Западной зоны газонакопления, в зонах нефтегазонакопления Центральной и Уруку. Результаты наиболее достоверной оценки ресурсной базы (P_{mean}) для ЗНГН приведены на рисунке 8.

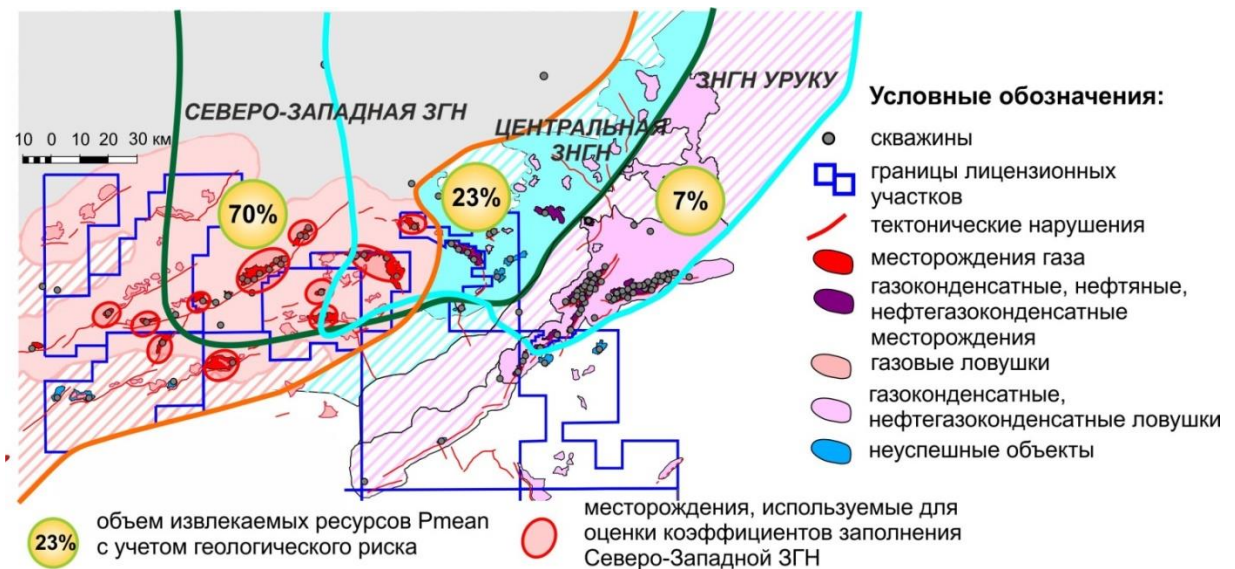


Рисунок 8 – Результаты вероятностной оценки ресурсной базы

Заключение

Основные результаты исследований заключаются в следующем:

1. На основе анализа фактического материала, специальной литературы и экспериментов с одномерными бассейновыми моделями установлено, что одним из важных факторов, определяющих палеотемпературный режим недр, является временной порядок внедрения интрузий. Катагенетическая зрелость отложений НГМТ контролируется близостью интрузий и генерирующих толщ.
2. Разработаны следующие методические приемы бассейнового моделирования с целью прогноза зон нефтегазонакопления:

- методика оценки интенсивности предмеловой эрозии, основанная на результатах сравнения мощности опорного разреза и калибруемых точек с последующей корректировкой по результатам бассейнового моделирования.
 - новый вариант оценки теплового потока с учетом региональной и локальной составляющих. Найдена связь мощности земной коры с координатами скважин (региональная составляющая) и зависимость остаточной составляющей теплового потока от аномалии магнитного поля.
3. Автором создана 3D бассейновая модель бассейна Солимоинс (суббассейн Журуа), выполнен прогноз фазового состава и объема аккумуляций УВ.
 4. Выделены четыре зоны нефтегазонакопления, которые дифференцированы по качеству элементов нефтегазовой системы, коэффициентам заполнения, фазовому составу, объемам и путям миграции УВ, количеству залежей в разрезе открытых месторождений, возможности заполнения конкретных ловушек.
 5. Адаптирована матрица оценки геологических рисков с учетом особенностей атипичной нефтегазовой системы суббассейна Журуа. Бассейновая модель суббассейна Журуа позволила получить 81 % подтверждения заполнения по совокупности месторождений.
 6. Выполнена стохастическая оценка ресурсной базы по зонам нефтегазонакопления на основе объемов по 3D бассейновому моделированию, прогнозных коэффициентов заполнения с учетом оценки геологических рисков. Распределения утвержденных запасов и прогнозных объемов по данным 3D бассейнового моделирования соответствуют логнормальному закону распределения. Средние значения и стандартные отклонения выборок прогнозной величины запасов (3D бассейновое моделирование) и утвержденных объемов статистически неразличимы при уровне значимости $\alpha = 0.05$.

Список опубликованных работ по теме диссертации

Публикации в изданиях, рецензируемых ВАК:

1. Полищук А. В. Моделирование нефтегазоносной системы с развитием траппового магматизма / А. В. Полищук, М. В. Лебедев, А. Н. Перепелина // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 12-17.
2. Полищук А. В. Зоны нефтегазонакопления бассейна Солимоинс, суббассейна Журуа (Бразилия) по данным 3D бассейнового моделирования / А. В. Полищук, М. В. Лебедев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 10. – С. 19-23.
3. Полищук А. В. Системный анализ истории геологоразведочных работ и адаптация шаблона оценки геологических рисков / А. В. Полищук // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 2 (338). – С 19-30.

4. Храмова А. В. Секвенс-стратиграфическая модель субформации Middle Juruá бассейна Солимоинс (Бразилия) / А. В. Храмова, А. П. Вилесов, М. В. Лебедев, А. В. Полищук, М. П. Г. Соуза // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. № 3 (339). – С. 42-52.

Публикации в прочих изданиях:

5. Полищук А. В. Оценка перспектив нефтегазоносности бассейна методом моделирования нефтяной системы / А. В. Полищук // Материалы VII Сибирской научно-практической конференции молодых ученых по наукам о Земле. – Новосибирск, 2014. – С. 353-354.

6. Полищук А. В. Влияние трапповых комплексов на эволюцию нефтегазоносной системы / А. В. Полищук // Материалы докладов международного научно-технического семинара «Информационные системы и технологии в нефтегазодобыче». – Тюмень, 2018. – С. 87-96.

7. Полищук А. В. Применение технологии бассейнового моделирования нефтегазоносных систем с целью оценки геологических рисков бассейна // А. В. Полищук // Материалы XIX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры». – Ханты-Мансийск, 2016. – С. 146-155.

8. Полищук А. В. Ранжирование фонда структур бассейнов, осложненных траппами на основе оценки геологических рисков / А. В. Полищук // Сборник материалов международной конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону – 2019», 2019. – Т. 1. – С. 38-40.

9. Polishchuk A. V. Basin Modeling of Petroleum System as a Decision-Making Tool in Exploration / A. V. Polishchuk // Saint Petersburg 2020. Geosciences - Converting Knowledge into Resources, 9th International Geological and Geophysical Conference, EAGE – 2020. – V. 2020. – pp. 1-5. – doi: 10.3997/2214-4609.202053030.

10. Polishchuk A. Sill intrusion mechanism, parameters, and temperature effect of sills on a petroleum system / A. Polishchuk // Электронная библиотека AAPG Wiki, 2021. – URL.: https://wiki.aapg.org/Sill_intrusion_mechanism,_parameters,_and_temperature_effect_of_sills_on_a_petrolium_system.