

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

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
доктор геолого-минералогических наук  
Лебедев Михаил Валентинович

Тюмень – 2022

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ СУББАССЕЙНА ЖУРУА БАССЕЙНА СОЛИМОЙНС .....	14
1.1. Геолого-геофизическая изученность.....	14
1.2. Стратиграфия.....	16
1.3. Тектоника .....	19
1.4. Нефтегазоносность.....	32
1.5. Результаты анализа геологического строения суббассейна Журуа бассейна Солимоинс.....	40
ГЛАВА 2. МОДЕЛЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ СУББАССЕЙНА ЖУРУА: МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВЕРИФИКАЦИИ.....	42
2.1. Историко-генетический метод. понятия «нефтегазовая система», «атипичная нефтегазовая система», «бассейновое моделирование» .....	42
2.2. Элементы нефтегазовых систем .....	46
2.2.1. Резервуары .....	46
2.2.2. Покрышки .....	51
2.2.3. Нефтегазоматеринские толщи .....	56
2.2.4. Ловушки углеводородов.....	65
2.2.5. Вмещающие отложения.....	66
2.2.6. Выводы.....	69
2.3. Вопросы методики моделирования атипичной нефтегазовой системы суббассейна Журуа.....	71
2.3.1. Механизмы проявления траппового магматизма и его влияние на нефтегазовую систему.....	72
2.3.2. Распространение интрузий в осадочном чехле. Корреляция силлов. Методика и результаты картирования силлов.....	76
2.3.3. Временной порядок внедрения силлов в осадочный чехол.....	84
2.3.4. Оценка термического влияния силлов на вмещающие породы .....	90
2.3.5. Оценка палеоглубины погружения продуктивных отложений .....	91
2.3.6. Оценка изменения теплового потока .....	96
2.3.7. Выводы.....	105
2.4. Общая характеристика модели суббассейна и результаты её верификации.....	106
2.4.1. Общая характеристика бассейновой модели суббассейна Журуа .....	106
2.4.2. Результаты верификации модели .....	110
2.4.3. Распределение степеней катагенеза интервала нефтегазоматеринских толщ .....	117
2.4.4. Основные факторы, контролирующие миграцию и аккумуляцию углеводородов.....	122

2.4.5. Выводы.....	125
ГЛАВА 3. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В СУББАССЕЙНЕ ЖУРУА.....	128
3.1. Теоретические принципы .....	128
3.2. Выделение зон нефтегазонакопления .....	130
3.3. Выводы.....	139
ГЛАВА 4. МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СУББАССЕЙНА ЖУРУА .....	140
4.1. Анализ существующих представлений об оценке рисков .....	140
4.1.1. Количественная оценка факторов риска.....	142
4.1.2. Адаптация матрицы рисков к геологическим условиям объекта.....	149
4.1.3. Выводы.....	150
4.2. Результаты вероятностной оценки ресурсов зон доказанного нефтегазонакопления с учетом геологических рисков .....	153
4.3. Результаты оценки ресурсной базы.....	158
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	160
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	162
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	164
СПИСОК РИСУНКОВ .....	185
СПИСОК ТАБЛИЦ .....	188

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** В соответствии с новой парадигмой развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации, [А. Э. Конторович, Л. В. Эдер, 2015; А. Э. Конторович, 2016; Л. В. Эдер, А. Э. Конторович, 2017], 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. [K. Senger, 2017; H. Svensen, 2017; С. Magee, 2016; Г. Д. Феоктистов, 1972]. Нефтегазовая система относится к классу атипичных в том случае, если зрелость нефтегазоматеринской толщи прямо не связана с погружением осадочного чехла [L. Magoon, W. Dow, 1994].

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. Поэтому 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, 2019]. Собственный опыт автора показал, что оценка коэффициентов заполнения таких ловушек по аналогии с соседними залежами может быть некорректной. Соответственно, разработка подходов к оценке заполнения ловушек на основе детального моделирования нефтегазовых систем – весьма актуальная научная задача.

Объектом исследования является целостная атипичная нефтегазовая система суббассейна Журуа. Осадочный чехол представлен породами протерозой-кайнозойского возраста мощностью до 4 км, испытавших интенсивные процессы эрозии в поздне меловое время. Ввиду его относительно небольших размеров (400x200 км) и достаточно высокой степени изученности, представляется возможность исследовать целостную атипичную нефтегазовую систему методом бассейнового моделирования с детальностью, соответствующей поисковому этапу геологоразведочных работ (ГРП).

### Степень разработанности темы

Моделирование нефтегазовых систем в последние годы стало одним из основных направлений, обеспечивающих прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов. Основными центрами, обеспечивающими его развитие в нашей стране, стали МГУ, МГРИ, Губкинский университет, ИНГГ СО РАН, Казанский федеральный университет и другие научные организации. В них развиваются методические подходы к восстановлению истории развития нефтегазовых систем различных генетических типов, принципы и алгоритмы бассейнового моделирования [А. В. Ступакова, 2019, 2021; В. Ю. Керимов, 2018, 2020; Л. М. Бурштейн, 2021, 2022 и др.].

Значительный вклад в изучение атипичных нефтегазовых систем внесли российские и зарубежные геологи [О. О. Абросимова, 2009; В. Л. Масайтис, 1967; Г. Д. Феоктистов, 1978, 1972; Д. М. Туровцев, 1970; А. Э. Конторович 1996, 2001, 2017; А. В. Хоменко, 1997, 2001; А. О. Гордеева, 2011; I. Aarnes, 2011; K. Senger, 2013; K. Thomson, N. Schofield, 2008]. Отмечено, что методические подходы к оценке ресурсного потенциала бассейнов с атипичной нефтегазовой системой имеют свои особенности. Дискуссионным остается вопрос о влиянии интрузивных тел на вмещающие породы [Ф. Ю. Левинсон-Лессинг, 1932; В. С. Старосельцев, 1975, 1989; А. В. Мигурский, 1986, 1989, 1997]. 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, 1991; M. R. Mello et al., 1996; F. Almeida et al., 1999; Y. Grahn et al., 2003; M. Roddaz, 2004; C. F. Barata et al., 2007; M. V. Caputo et al., 2008; C. H. Scotese, 2014; M. V. Caputo, 2014; R. Lima et al., 2014; M. C. Daly et al., 2014; H. H. Svensen et al., 2017. 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 нефтегазонакопления;
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), суммарная мощность пластовых интрузий в котором составляет в среднем 30 % от мощности осадочного чехла. 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 нафтидогенеза.

### **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-Brazil 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. Ядром учения стал вывод о неравномерности протекания процессов нефтидогенеза и введение понятий «главная фаза нефтеобразования», «главная зона нефтеобразования», «главная зона газообразования». Позднее в западной литературе появился синоним понятия «главная зона нефтеобразования» - «нефтяное окно» [П. И. Сафронов, 2018]. Современное теоретическое состояние историко-генетического метода отражено в работах [D. H. Welte, 1997; M. Makhous, Y. Galushkin, 2005; Н. В. Лопатин, 2006; Ю. И. Галушкин, 2007; T. Hantschel, A. I. Kauerauf, 2009; А. Э. Конторович и др., 2013; Астахов, 2015 и др.].

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. Суть его работы заключается в системном моделировании этапов седиментации, тектонического развития бассейна, тепловой истории, процессов созревания органического вещества, процессов генерации, миграции, аккумуляции углеводородов и разрушения ранее сформированных залежей [П. И. Сафронов, 2018].

В настоящее время методы восстановления истории развития нефтегазовых систем или бассейновое моделирование стали одними из основных при оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов в нашей стране. Об этом говорят публикации представителей данного направления [А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, 2013, 2016, 2021, 2022; А. В. Ступакова, 2019, 2021; В. Ю. Керимов, 2018, 2020; Е. А. Лавренова, 2020, 2021, И. В. Гончаров, 2013, 2015, 2022] и многие защищенные в последнее время диссертации [А. П. Афанасенков, 2019; Е. Болат, 2021; А. О. Гордеева, 2011; К. О. Исказиев, 2021; М. А. Лобусев, 2020; С. В. Малышева, 2015; М. Н. Наумова, 2019; И. Ф. Нафиков, 2018; И. А. Санникова, 2019; П. И. Сафронов, 2018; Е. Д. Сивкова, 2022].

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» [П. Роуз, 2011]. Современное состояние метода

изложено в работах [А. А. Поляков, 2012, 2016; А. Н. Фокин, 2011, С. В. Шатров, 2015; G. E. McMaster, 2003; F. J. Peel, 2016, R. Roden, 2010; B. Wang, 2000].

Работа основана на данных интерпретации 31 000 пог.км 2D и 1055 км<sup>2</sup> 3D сейсморазведочных работ, результатах бурения и интерпретации ГИС 200 скважин, седиментологических исследований керна 7 скважин, геохимических исследований 2 388 образцов 58 скважин, результатах 3D бассейнового моделирования (площадь территории исследований 80 000 км<sup>2</sup>).

Кроме того, 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 керна 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: наличия и качества 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 нефтегазонакопления и вероятностная оценка их ресурсного потенциала с учетом геологических рисков на основе критических факторов прогноза нефтегазоносности.

### Степень достоверности и апробация результатов

Высокая степень достоверность 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 российских и международных конференциях, семинарах:

- кустовых, региональных и межрегиональных научно-технических конференциях молодых специалистов ПАО «НК «Роснефть» (гг. Тюмень, Уфа, Москва, Сочи 2014 г. и 2016 г.);
- конкурсе молодежных научно-инновационных проектов в сфере нефтегазовой отрасли, (г. Тюмень, 2014 г.);
- 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.);
- рабочей встрече пользователей PetroMod на базе ООО «НОВАТЭК НТЦ» (Тюмень, 2016 г.);
- технологическом форуме «Шлюмберже» 2017 г. «Моделирование нефтегазоносной системы с развитием траппового магматизма» (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);
- 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 доктору геолого-минералогических наук, эксперту Управления ГРП Западная Сибирь, ООО «ТННЦ» Михаилу Валентиновичу Лебедеву за консультации и советы в ходе проведения исследовательской работы.

Автор выражает благодарность Анжелике Николаевне Фищенко – начальнику управления ГРП Западная Сибирь, ООО «ТННЦ» за всестороннюю поддержку при подготовке работы.

Автор искренне благодарен за консультации кандидату геолого-минералогических наук, эксперту по геологии отдела технологической поддержки ООО «ТННЦ» Дмитрию Анатольевичу Сидорову и аналитику нефтегазоносных систем подразделения Шлюмберже Информационные решения Анастасии Николаевне Перепелиной, коллегам Управления ГРП Западная Сибирь ООО «ТННЦ» Сергею Ивановичу Кулагину и Евгении Александровне Томиловой.

Автор выражает благодарность старшему эксперту экспертно-аналитического управления ООО «ТННЦ», кандидату технических наук Грищенко Марине Афанасьевне за конструктивную критику при обсуждении работы.

Автор признателен за помощь и консультации главному геологу дочернего общества ПАО «НК «Роснефть» RN-Brasil Сиднею Ростиролле, тесное взаимодействие с которым, способствовало правильному пониманию геологии региона исследований.

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.

# ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ СУББАССЕЙНА ЖУРУА БАССЕЙНА СОЛИМОЙНС

## 1.1. Геолого-геофизическая изученность

Бассейн Солимоинс, расположенный в верховьях р. Амазонка, относится к внутрикратонному типу (синеклизный тип бассейнов) [65]. Бассейн состоит из двух суббассейнов – Журуа и Жандиатуба, разделенных сводом Карауари. Объектом исследования в настоящей работе является восточный суббассейн Журуа. Размеры бассейна 200 на 400 км.

На территории суббассейна Журуа пробурено порядка 200 поисково-оценочных и разведочных скважин, проинтерпретировано 31000 пог. км 2D, 1055 км<sup>2</sup> – объем сейморазведочных работ 3D. В результате проведенных поисковых работ на сегодняшний день в суббассейне открыто 13 газовых, 12 нефтегазоконденсатных месторождений. Перспективные ресурсы выявлены на 60 структурах (рисунок 1).

Вместе с тем следует отметить, что степень изученности объекта все еще недостаточно равномерная. В самых южных и восточных районах плотность сейсмических наблюдений минимальна, поисковые скважины единичны. Этот фактор порождает значительную неопределенность в оценке перспектив нефтегазоносности этих участков.

### ***Выводы:***

- достаточно высокая степень изученности основной части суббассейна Журуа и его относительно небольшие размеры являются хорошей информационной основой для детального изучения процессов нефтидогенеза в атипичной нефтегазовой системе методом бассейнового моделирования;
- познание основных закономерностей формирования залежей углеводородов в центральной части суббассейна является основой оценки перспектив нефтегазоносности его периферийных частей.

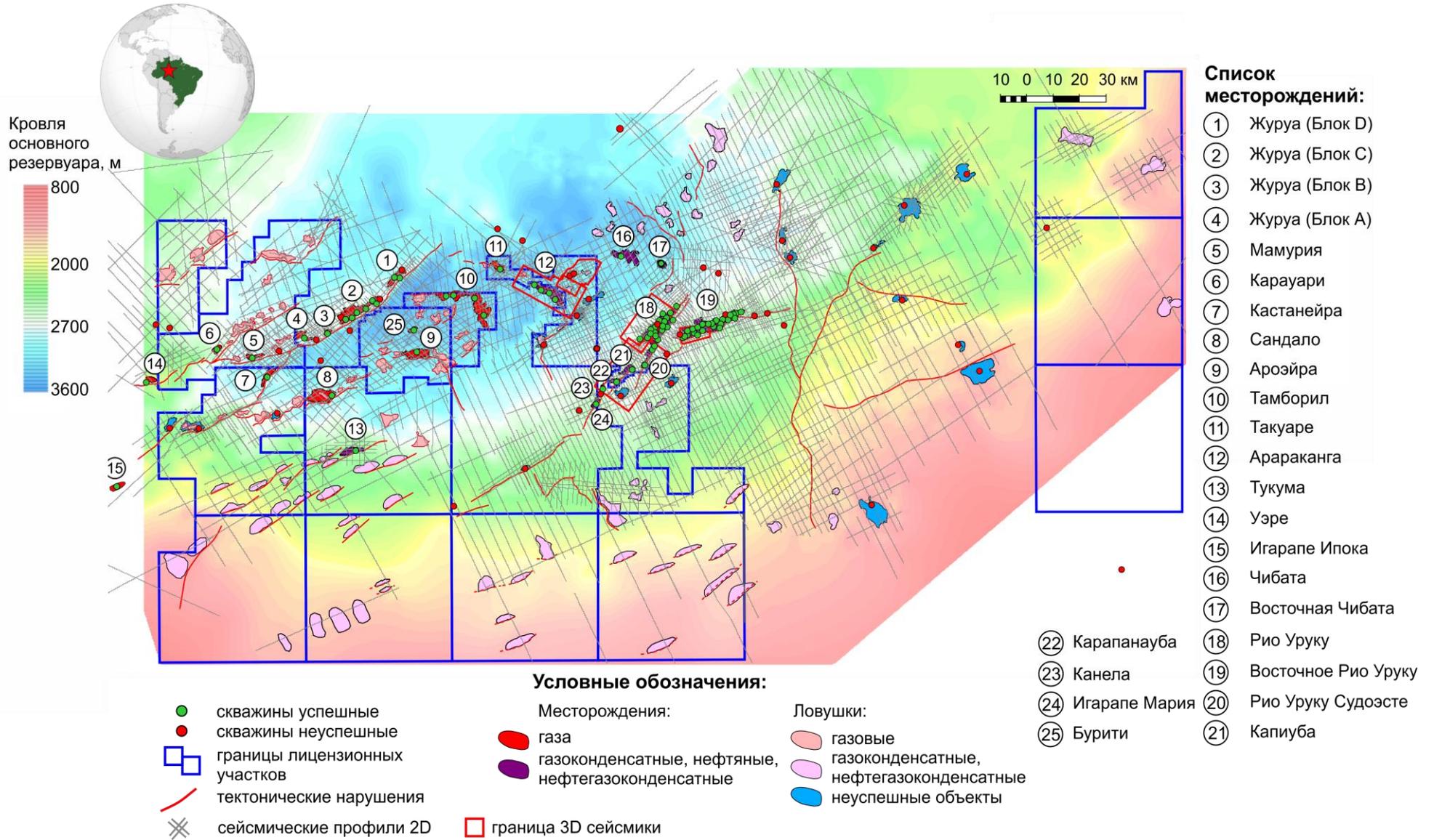
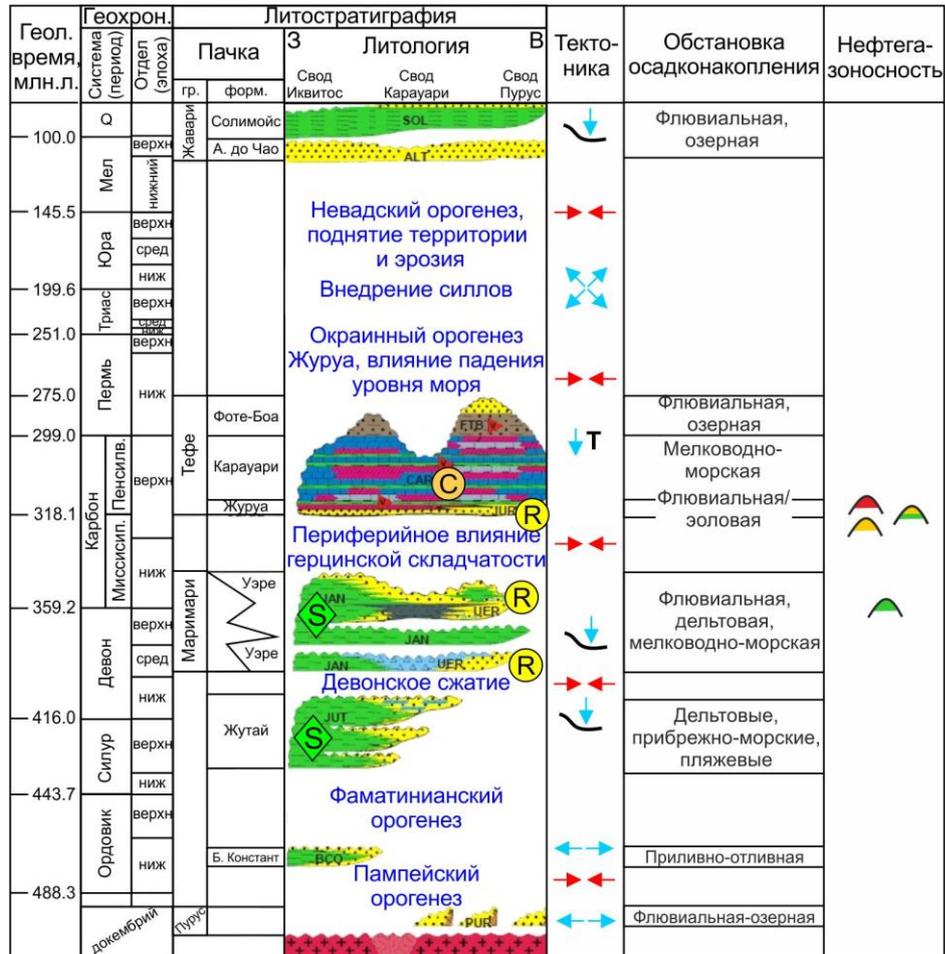


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

## 1.2. Стратиграфия

Стратиграфия бассейна Солимоинс описывается согласно работе [J. F. Eiras, 1994]. В ней показано, что в осадочном чехле объекта можно выделить три этажа, разделенные крупными стратиграфическими несогласиями: докембрийский, палеозойский и мезо-кайнозойский (рисунок 2).

Особенности выделенных стратиграфических комплексов описываются согласно результатам региональных исследований, в которых участвовал автор.



Условные обозначения:

	аргиллиты		карбонаты		ангидриты		диамиктит
	песчаники		гравелиты		силициты		диабазы

Залежи УВ:

	газовые		нефтегазоконденсатные		газоконденсатные
	нефтяные		НГМТ		резервуары
					покрышки

рифтинг орогенез флексурное опускание

интракратонное прогибание всестороннее растяжение

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

### *Протерозойская эратема*

Протерозойские отложения на рассматриваемой территории объединены в группу Пурус: красноцветные конгломераты, гравелиты, песчаники с прослоями красноцветных алевролитов и аргиллитов континентального генезиса. Мощность отложений меняется от 0 м до 935 м.

### *Палеозойская эратема*

Палеозойская часть разреза включает до 4 осадочных комплексов, разделенных региональными несогласиями, отражающими глобальные тектонические и климатические изменения. Вскрыт 90 % скважин в западной и центральной части региона.

*Ордовикский комплекс (1)* представлен отложениями формации Бенжамин-Констант, которая характеризуется переслаиванием континентальных и прибрежно-морских песчаников низкой степени сортировки, аргиллитами светло-серыми до черных, сформировавшихся в открытом морском бассейне [173]. По сейсмическим данным комплекс не прослеживается – полная мощность его не известна, в разрезе скважин не встречен. Описание приведено по аналогии с соседним суббассейном Жандиатуба.

*Силур-девонский комплекс (2)* сложен темно-серыми морскими глинистыми отложениями формации Жутай (Jutai), развитой преимущественно в суббассейне Жандиатуба. Предполагается, что формация обладает нефтегазоматеринскими свойствами [172]. В восточном направлении, в сторону свода Карауари, разделяющего бассейн Солимоинс на два суббассейна, происходит опесчанивание формации и замещение на отложения пачки Биа (Bia Member), представленной прибрежно-морскими песчаниками и слюдистыми алевролитами. Мощность ее меняется от 0 м до 260 м. Наличие формации Жутай в суббассейне Журуа пока не доказано. Описание приведено по аналогии с соседним суббассейном Жандиатуба.

*Девон-нижнекарбоновый комплекс (3)* выделен в группу Маримари, включающую в себя две формации: Жандиатуба и Уэре.

Формация Жандиатуба сложена темно-серыми глинистыми отложениями морского генезиса. В разрезе выделяются три уровня развития нефтегазоматеринских пород: живетский (Сорг=0.6-1.2 %), франский (Сорг=0.4-3.4 %) и фаменский (Сорг=0.5-1.5 %) [133].

Формация Уэре имеет преимущественно песчаный состав и является латеральным аналогом формации Жандиатуба. Таким образом, тенденция замещения богатых органикой глинистых нефтегазоматеринских отложений песчаными прибрежно-морскими аналогами наблюдается и для группы Маримари. В формации Уэре выделяется до 6 продуктивных горизонтов D-1-6. Некоторые из них содержат залежи углеводородов в центральной части суббассейна Журуа.

По данным М. V. Caputo и др. [145] в позднем девоне – раннем карбоне территория испытала три фазы оледенения (позднефаменская, турнейская и визейская), каждая из которых сопровождалась накоплением пластов диамиктитов.

*Верхнекарбоновый – нижнепермский комплекс (4)* включает в себя формацию Журуа, формацию Карауари и формацию Фонте-Боа.

Формация Журуа (верхний карбон) является базальным членом верхнекарбонового-нижнепермского комплекса. В нижней части (субформация нижняя Журуа) она образована преимущественно песчаными отложениями, в верхней части – переслаиванием песчаников, известняков и эвапоритов.

С формацией Журуа связаны основные запасы и перспективы нефтегазоносности суббассейна. Основной резервуар карбонового возраста субформации нижняя Журуа (продуктивные горизонты JR-80-100, JR-70B) представляет собой песчаный покров, выклинивающийся на периферии суббассейна. Вышележащие продуктивные горизонты JR-70A, 60, 10 распространены зонально, но они, перекрывая друг друга, создают резервуар повсеместного распространения. С субформацией верхняя Журуа связаны зональные ангидритовые покрывки, контролирующие залежи углеводородов. Также, как и песчаные пласты верхней Журуа, они распространены только в определенных частях суббассейна, но перекрывая друг друга, достаточно надежно экранируют резервуары нижней Журуа. Мощность формации меняется от 0 м до 200 м.

Формация Карауари (верхний карбон) образует среднюю часть верхнекарбонового-нижнепермского комплекса. Образована чередованием глинистых отложений, известняков, доломитов, ангидритов и каменных солей. Формация является региональной покрывкой. Мощность формации меняется от 350 м до 1800 м.

Формация Фонте-Боа (нижняя пермь) является терминальным членом верхнекарбонового-нижнепермского комплекса. Образована терригенными отложениями. Мощность формации меняется от 0 м до 250 м.

В интервал верхнекарбонового – нижнепермского комплекса произошло внедрение трех уровней пластовых интрузий долеритов (силлов) с суммарной мощностью до 1000 м. По литературным данным возраст силлов оценивается как триас-юрский [204]. Нижний силл в центральной части суббассейна залегает непосредственно над продуктивной формацией Журуа. Интенсивный прогрев отложений силлами привел к нарушению нормальной катагенетической зональности – формированию атипичной нефтегазовой системы [194].

### ***Мезозойская эратема***

К мезозойским отложениям в рассматриваемом суббассейне относится формация Альтер до Чао позднемелового возраста. Формация имеет преимущественно песчаный состав. Ее

базальные пачки заполняют глубокие эрозионные долины, образовавшиеся в период постпалеозойского размыва отложений. Мощность отложений в среднем 250-350 м.

### ***Кайнозойская эратема***

Кайнозойский комплекс подразделяется на формацию Солимоинс и четвертичные отложения.

Формация Солимоинс представлена преимущественно глинистыми отложениями с пачками песчаников. Мощность отложений составляет в среднем 250-300 м.

Четвертичные отложения мощностью первые десятки метров образуют самую верхнюю часть осадочного чехла. Образованы глинисто-песчаными разностями континентального генезиса.

### ***Выводы:***

- в осадочном чехле суббассейна Журуа выделено три этажа, разделенных крупными стратиграфическими несогласиями: докембрийский, палеозойский и мезо-кайнозойский;
- наличие НГМТ силур-девонского комплекса (формация Жутай) в суббассейне Журуа пока не доказано геохимическими исследованиями, но предполагается по анализу скважинных и сейсморазведочных данных, результатам 3D бассейнового моделирования. Кроме того, в соседнем суббассейне Жандиатуба с ним связана самостоятельная нефтегазоматеринская толща. Поэтому поиски депоцентров формации Жутай являются актуальной задачей – в благоприятных условиях с ними могут быть связаны очаги генерации углеводородов;
- девон-нижнекарбоновый комплекс содержит все нефтегазоматеринские пачки суббассейна Журуа (формация Жандиатуба): живетскую, франскую, фаменскую, а также зональные резервуары углеводородов (формация Уэре);
- верхнекарбоновый – нижнепермский комплекс включает резервуары и зональные покрышки суббассейна (формация Журуа), региональную покрышку (формация Карауари);
- палеозойская часть разреза суббассейна интенсивно насыщена силлами долеритов. Возраст их формирования по литературным данным оценивается как триас-юрский.

### 1.3. Тектоника

В тектоническом плане бассейн Солимоинс ограничен следующими тектоническими элементами: на севере Гвианским щитом, на юге Бразильским щитом, на западе сводом Иквитос, на востоке сводом Пурус [143] (рисунок 3). Бассейны Акре, Солимоинс, Мадре де Диос, Укаюали, Маранон и другие, прилегающие к гористой системе Анд, ранее представляли

собой единый седиментационный бассейн, который в последствии был разделен крупными поднятиями – сводами [143].

По данным J. R. W. Filho, W. A. S. Travassos [243] бассейн Солимоинс на западе (суббассейн Жандиатуба) большей частью представлен морскими глубоководными осадками. Восточная часть (суббассейн Журуа) формировался как стабильная платформа, ограниченная сводом Карауари, контролирующей седиментацию в суббассейне Журуа, значительно превышающего по площади суббассейн Жандиатуба.

Ниже последовательно рассмотрены следующие вопросы:

- современное тектоническое строение суббассейна Журуа;
- история формирования суббассейна Журуа.

#### ***Современное тектоническое строение суббассейна Журуа***

Сейсмический разрез, иллюстрирующий строение трех структурных этажей (докембрийский, палеозойский, мезо-кайнозойский) представлен на рисунке 4.

***Докембрийский структурный этаж*** образован преимущественно красноцветными кластическими отложениями группы Пурус. Область их распространения – восточные и юго-восточные районы суббассейна. Судя по сейсмическим данным, мощность структурного этажа достигает 3640 м.

В докембрийском структурном этаже выявлены контрастные складки и разрывные нарушения, не проявляющиеся в перекрывающих отложениях.

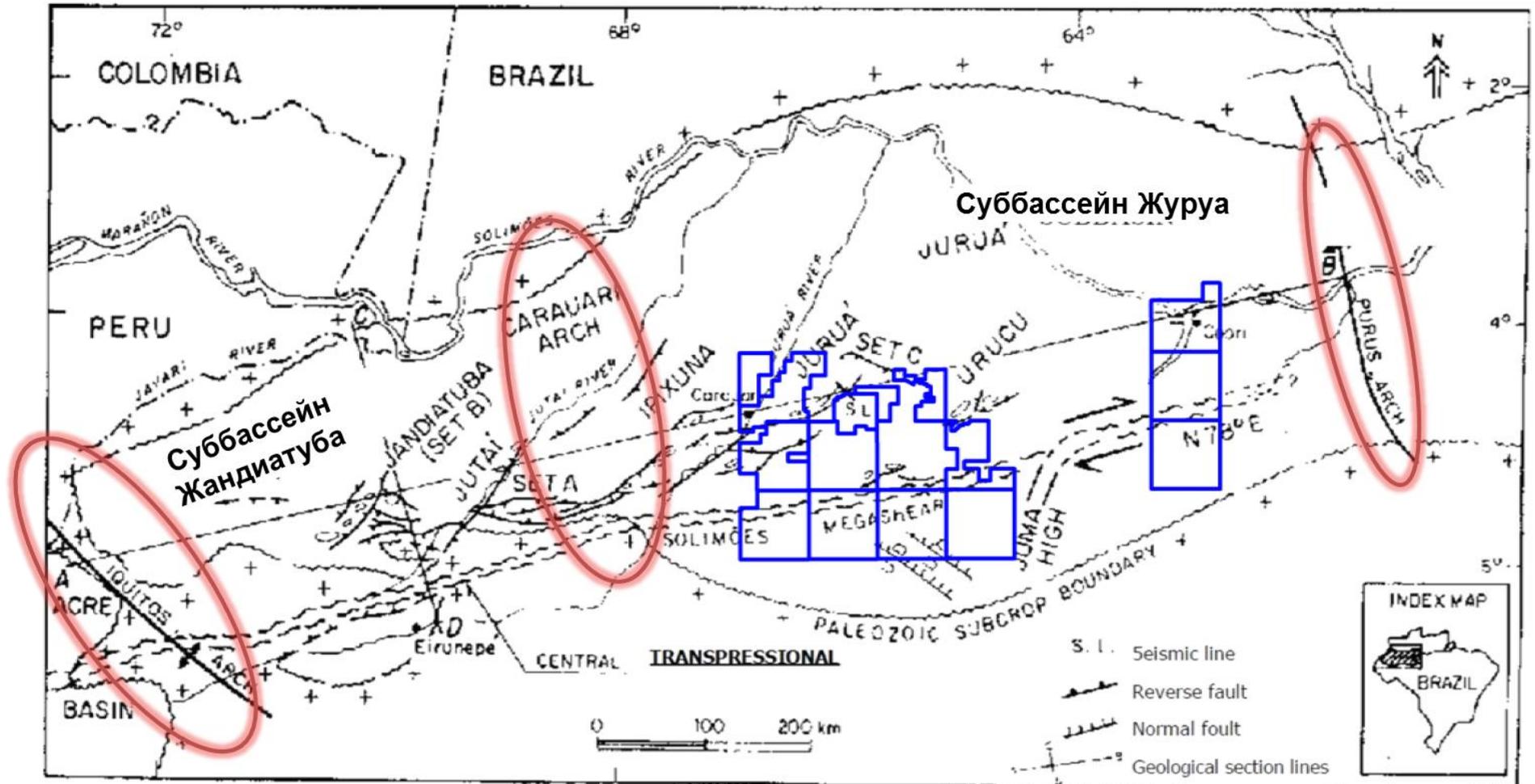


Рисунок 3 – Тектоническая карта бассейна Солимоинс (М. V. Сарито, 1991) с изменениями и дополнениями автора

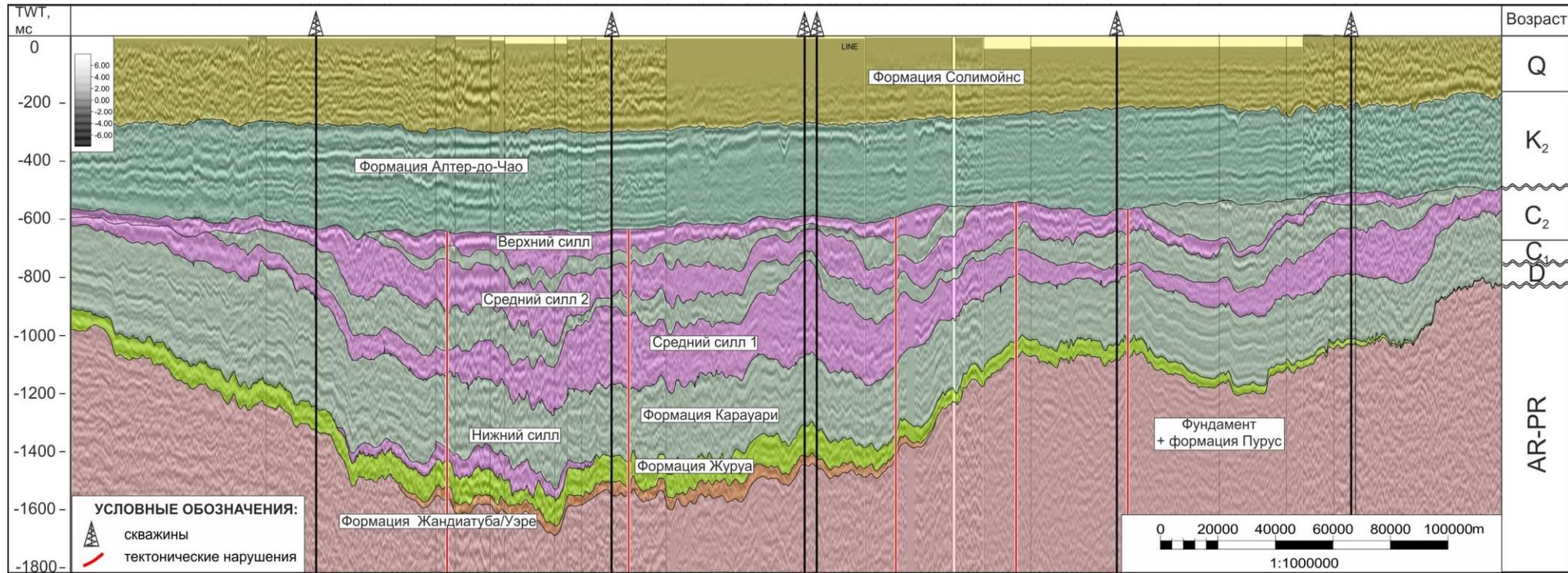


Рисунок 4 – Композитный сейсмический разрез

Контакт докембрийского и палеозойского структурных этажей является угловым несогласием.

*Палеозойский структурный этаж* является главным нефтегазоносным комплексом в суббассейне Журуа. Он включает:

- формацию Бенжамин-Констант (нижний ордовик) – в разрезе скважин не встречена;
- формацию Жутай силур-девонского возраста, предположительно распространенную в западной части суббассейна;
- группу Маримари (девон-нижний карбон), распространенную в центральной и северо-западных частях суббассейна;
- формации Журуа и Карауари (верхний карбон), распространенные по всей изучаемой территории;
- формацию Фонте-Боа (пермь), распространенную преимущественно в центральной, наиболее погруженной части суббассейна.

Мощность структурного этажа, в среднем, изменяется от 500 м до 1700 м. (с учетом мощностей силлов).

Палеозойский структурный этаж характеризуется двумя главными особенностями, оказавшими существенное влияние на процессы нефтегазонакопления.

Первая особенность – наличие структурных трендов. Под структурными трендами в суббассейне Журуа понимаются линейно ориентированные системы куполовидных поднятий, приуроченных к субрегиональным разрывным нарушениям взбросо-сдвигового типа [146] (рисунок 5).

В настоящее время в центральной и северо-западных частях суббассейна выделяются:

- десять структурных трендов северо-восточного простирания: Тарума, Бару, Карауари, Журуа, Сандало, Бурити, Тукума, Южная Тукума I, Южная Тукума II, Рио Уруку. К данному моменту доказана продуктивность структурных ловушек в пределах трендов Карауари, Журуа, Сандало, Бурити, Тукума, Уруку;
- три структурных тренда подковообразной формы в целом юго-восточного простирания: Тамборил, Араканга, Арозэйра. В них выявлены продуктивные ловушки;
- один структурный тренд Сукупира в целом юго-восточного простирания, примыкающий с юга к структурному тренду Рио Уруку. В его пределах выделяется крупная структурная ловушка Сукупира-Анани. Поисковое бурение в данном структурном тренде пока не проводилось.

В восточной и юго-восточной частях суббассейна структурные тренды не установлены.

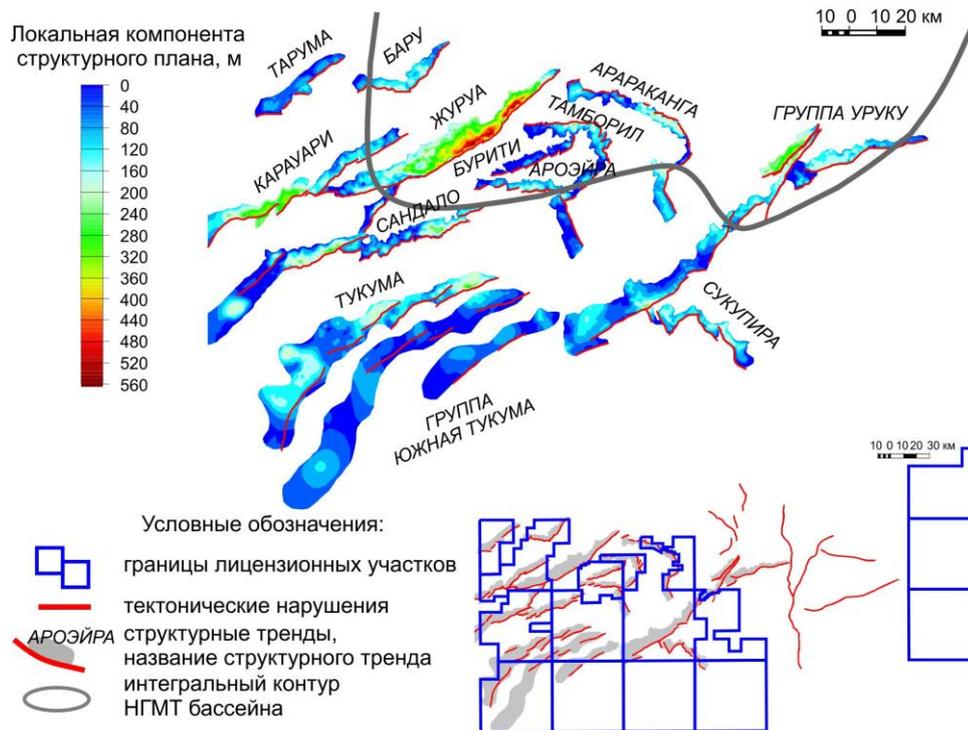


Рисунок 5 – Структурные тренды суббассейна Журуа (бассейн Солимоинс)

Вторая особенность – наличие в составе палеозойского структурного этажа пластовых интрузий долеритов (силлов) предположительно триас-юрского времени внедрения. Влияние силлов на вмещающие отложения было весьма многоплановым. Во-первых, они осложнили структурные планы перекрывающих толщ. Во-вторых, термическое влияние силлов на вмещающие породы существенно повлияло на процессы нефтидогенеза. Кроме того, наличие в разрезе интрузий усложнило исследование целевых отражений сейсмическим методом.

Контакт палеозойского и мезо-кайнозойского структурных этажей является угловым несогласием.

**Мезо-кайнозойский структурный этаж** является верхним структурным этажом суббассейна Журуа. Он образован формациями Альтер до Чао (верхний мел) и Солимоинс (четвертичные отложения). Мощность структурного этажа изменяется от 480 м до 800 м. Судя по имеющимся сейсмическим данным, слои в нем залегают субгоризонтально.

### ***История формирования суббассейна Журуа***

В истории рассматриваемого суббассейна выделяются три стадии: [142], [147], [243]:

- рифтовая;
- синеклизная;
- платформенная.

**Рифтовая стадия** (протерозой) является первой известной стадией развития суббассейна Журуа [E. J. Milani, P. V. Zalan, 1999]. Ось рифта проходила через юго-восточные районы современного суббассейна. Заполнялся он субконтинентальными красноцветными кластическими осадками формации Пурус.

Рифтовая стадия закончилась пампейским орогенезом, причиной которой стало столкновение блока МАРА (географическое название геологических обнажений блоков: Сьерра де МАЗ на западе Сьерра-Пампеанас, Арекуипа (Перу) и **Рио Апа** (южная часть Бразилии) и кратонами суперконтинента Гондваны Калахари и Рио-де-Плата на юго-западной окраине прото-Южно-Американского континента [148]. Предполагается, что блок МАРА – это часть древнего континента Лаврентии, отделившегося от него 570 млн.л. назад и затем субдуцированный под кратон Рио-де-Плата 530 млн.л. назад [238]. В результате протерозойские отложения были смяты в складки и эродированы. Областью эрозии рассматриваемый район оставался, как минимум, до силурийского периода – до начала синеклизной стадии его развития. Раннепалеозойские отложения накапливались лишь в зонах перикратонных опусканий и не обладали большой мощностью [119]. Накопление ордовикских отложений терригенной формации Бенжамин-Констант зафиксировано в суббассейне Жандиатуба (западная часть бассейна Солимоинс) на фоне кембрий-ордовикского этапа растяжения террейнов по периферии континента Гондваны.

Фаматинианский орогенез (500-440 млн.л. назад) – этап, предшествующий образованию горной цепи Анд, связан с субдукцией террейна Кайания (Cuyania) – ранее часть континента Лаврентии с западной частью континента Гондвана [231]. По данным Cordani U.G., Ramos V.A и др. [149] максимальный пик деформации приходится на 460 млн.л. назад.

**Синеклизная стадия** является принципиально новым этапом развития суббассейна Журуа.

В силуре синеклиза Амазонии разделила Гвианский и Бразильский щиты и в течение палеозоя была морским бассейном. Прогибание территории привело к образованию крупных внутрикратонных бассейнов Солимоинс, Амазонас, Парнаиба, Парана.

В своей работе E. J. Milani и P. V. Zalan [204] указывают на то, что на сегодняшний день нет единой точки зрения на механизмы, приводящие к формированию синеклизных бассейнов (sag basin). Известны случаи залегания более древних отложений в основании рифтов и существенный временной разрыв между последующими циклами осадконакопления. В исследуемом бассейне депоцентр палеозойских отложений не совпадает с депоцентром протерозойского рифта Пурус, что не позволяет рассматривать его в качестве предшественника суббассейна Журуа.

В работе [142] выделены следующие основные этапы синеклизной стадии развития суббассейна Журуа.

*Силур – ранний девон.* В силуре началось прогибание изучаемой территории: в соседнем с Журуа суббассейне Жандиатуба накапливалась нефтегазоматеринская формация Жутай. Свод Карауари препятствовала накоплению глубоководных осадков в суббассейне Журуа. Однако, как уже отмечалось выше, вполне возможно, что залегающая под формацией Журуа терригенная формация неясного стратиграфического положения в западной части суббассейна, является стратиграфическим аналогом формации Жутай.

Завершился силур-раннедевонский этап развития объекта тектоническим событием, известным как девонское сжатие. Предположительно оно было обусловлено столкновением восточного борта Лаврентии и западного борта Гондваны [131]. Результатом его стал относительный подъем территории и частичный размыв ранее сформированных отложений.

*Средний девон – ранний карбон.* В среднем девоне вновь началось интенсивное прогибание территории. В результате трансгрессии суббассейн Журуа стал областью морской седиментации – в нем формировались песчано-глинистые отложения группы Маримари, содержащие основные нефтегазоматеринские толщи.

Завершился рассматриваемый этап, вероятно, к началу позднего карбона в результате того, что суббассейн оказался в области периферийного влияния герцинской складчатости. Она привела к очередному относительному подъему территории и частичному размыву ранее сформированных толщ. Данное тектоническое событие весьма отрицательно повлияло на современный углеводородный потенциал объекта, поскольку значительно ограничило ареалы распространения материнских отложений.

*Поздний карбон – ранний мел.* В позднем карбоне рассматриваемый суббассейн вновь стал областью седиментации. В начале здесь были сформированы субконтинентальные отложения нижней Журуа, затем – толща чередования субконтинентальных, морских и лагунных осадков верхней Журуа. Далее накопилась мощная толща лагунных отложений формации Карауари. Последней известной в суббассейне формацией, сформированной в этот этап, является континентальная терригенная формация Фонте-Боа раннепермского возраста.

В конце рассматриваемого этапа произошли основные тектонические процессы, существенно повлиявшие на процессы нефтегазонакопления в суббассейне:

- общий относительный подъем территории, приведший к размыву многих сотен метров отложений;
- формирование структурных трендов и одиночных структурных ловушек углеводородов;
- внедрение силлов долеритов.

Изучение истории формирования суббассейна Журуа существенно осложняется тем фактом, что указанные процессы не нашли своего отражения в сохранившихся фрагментах осадочной летописи. Причины этого: интенсивная эрозия отложений и осложняющее влияние силлов долеритов. Поэтому, восстанавливать последовательность соответствующих им тектонических событий необходимо с учетом всех имеющихся региональных данных.

Образование ловушек началось в позднем карбоне, тогда их амплитуда составляла первые десятки метров. Основной рост структур приходится на этап накопления формации Фонте-Боа (пермь) и внедрения интрузий (триас-юра). Первичные ловушки, образовавшиеся в конце позднего карбона, подвергаются изменениям в ходе предмеловой эрозии и перестройкам структурного плана, т.е. вступают в новую фазу роста либо разрушаются.

Как свидетельствуют единичные данные, уже для самых верхних пачек формации Карауари (верхний карбон) зафиксировано уменьшение их мощности в сводах современных структурных ловушек и, соответственно, увеличение мощности в сопредельных прогибах (рисунок б).

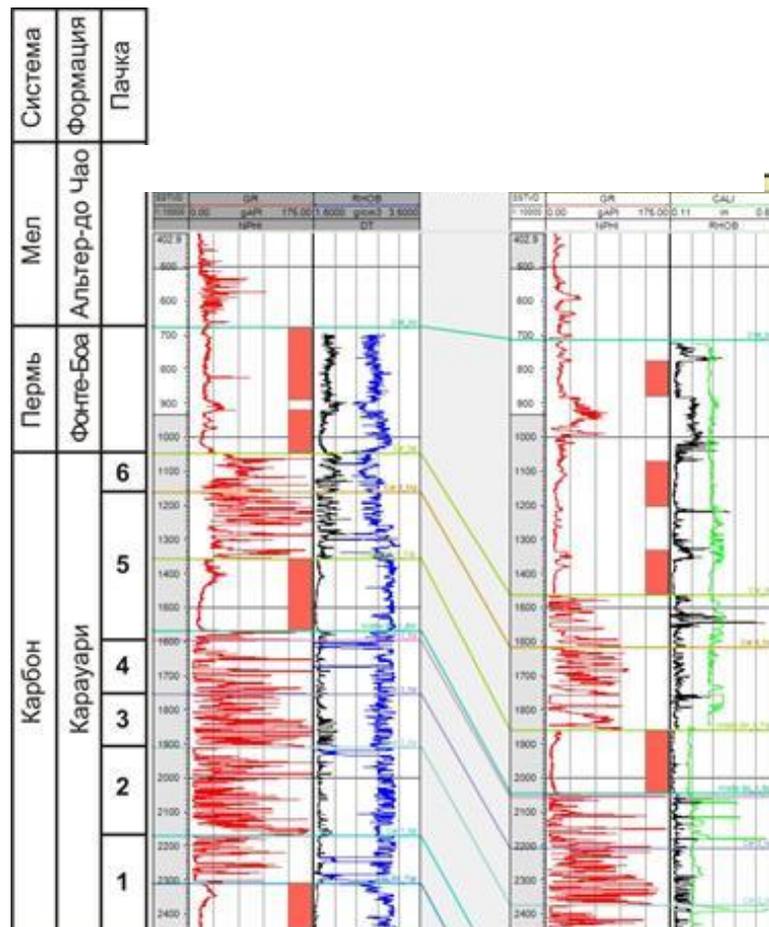


Рисунок б – Отражение структурной ловушки Журуа в мощностях верхних пачек формации Карауари

Резкая смена режима седиментации с морского-лагунного (формация Карауари) на континентальный (формация Фонте-Боа) также, по мнению автора, является доказательством того, что уже в ранней перми рассматриваемый суббассейн испытывал интенсивное влияние тектонической активизации (орогенеза) Журуа в период герцинской складчатости.

В связи с падением глобального уровня океана, в этот период в бассейне Солимоинс в условиях продолжительного тектонического прогибания накапливались мощные толщи субконтинентальных осадков [182].

Можно предположить, что структурные ловушки углеводородов суббассейна Журуа начали формироваться в конце карбона – перми, как результат сжимающих тектонических напряжений в период орогенеза Журуа. В поздней перми Андийская геосинклиналь была подвержена интенсивным процессам складчатости и горообразования [119]. Напряжения, направленные с запада под разными углами к длинной оси бассейна, вероятно, были инициированы субдукцией литосферных плит на западной границе континента [131], [142], [222]. На площади работ выделяются несколько типов разломов различного простирания [144], реактивация которых в процессе орогенеза Журуа в перми-триасе привела к образованию линейно вытянутых цепочек структур амплитудой до 200м [146].

Вторым знаковым тектоническим событием, повлиявшим на процессы нефтидогенеза в суббассейне, был этап траппового магматизма. На рубеже триаса – юры в палеозойский осадочный чехол произошло внедрение пластовых интрузий долеритов. Данное событие известно в геологии региона как магматизм Пенатакуа [133]. В карбоне произошла субдукция океанической плиты Панталасса под континентальную плиту Южной-Америки с пиком деформаций 275-260 млн. лет назад. В это время Южно-Американская плита была частью протоконтинента Гондвана, вращающегося по часовой стрелке (260-230 млн. лет назад). [222]. Столкновение плит замедлило вращение, способствовало образованию зон растяжения литосферы, активным процессам магматизма и вулканизма в период 230-205 млн. лет назад. Внедрение интрузий привело к значительному прогреву осадочного чехла. Оно происходило на фоне тектонического прогибания в условиях растяжения – в суббассейне в этот период, вероятно, накапливались мощные толщи вулканогенно-осадочных пород. В результате отложения нефтегазоматеринских толщ попали в главную зону нефтеобразования и глубинную зону газообразования – в существующих на тот момент структурных ловушках формировались залежи углеводородов. На протяжении всей юрской эпохи Южно-Американская платформа испытывала господство поднятий, к концу юры отложения накопились во впадинах Парана и Маранья [119].

И, наконец, третье событие, в значительной степени определившее современный облик суббассейна – Невадский орогенез (юра – ранний мел). Им завершилась синеклизная стадия

развития объекта. Суббассейн Журуа в этот период, как и в период орогенеза Журуа, подвергался действию напряжений сжатия, направленных под разными углами к длинной оси бассейна с запада. Можно предположить, что на этом этапе так же добавились напряжения сжатия, действующие с северо-востока и связанные с образованием северной Атлантики и растрескиванием восточной части Гвинско-Бразильского мегащита. В это время продолжалось формирование увеличивающихся объем ловушек структурных трендов и переформирование углеводородных залежей [133].

С восточной стороны структурных трендов ловушки ограничены взбросами с крутыми углами наклона, ориентированно, преимущественно, в северном направлении. В течение всего палеозоя происходило циклическое действие тектонических нарушений, вызывающих последовательные этапы сжатия и растяжения, ориентированных в направлениях от «восток-запад» до «юго-восток – северо-запад».

***Платформенная стадия*** является самой поздней в истории формирования суббассейна Журуа. Она включает в себя два этапа: позднемеловой и кайнозойский.

*Позднемеловой этап.* После продолжительной эрозии в начале позднего мела, в результате опережающего тектонического прогибания территория вновь стала областью осадконакопления: предшествующая эрозионная поверхность была перекрыта преимущественно песчаными отложениями формации Алтер-до-Чао. Этап закончился формированием стратиграфического несогласия, вероятно, обусловленного общим подъемом территории [147].

Формирование бассейна Солимоинс относительно свода Пурус приведено на рисунке 7.

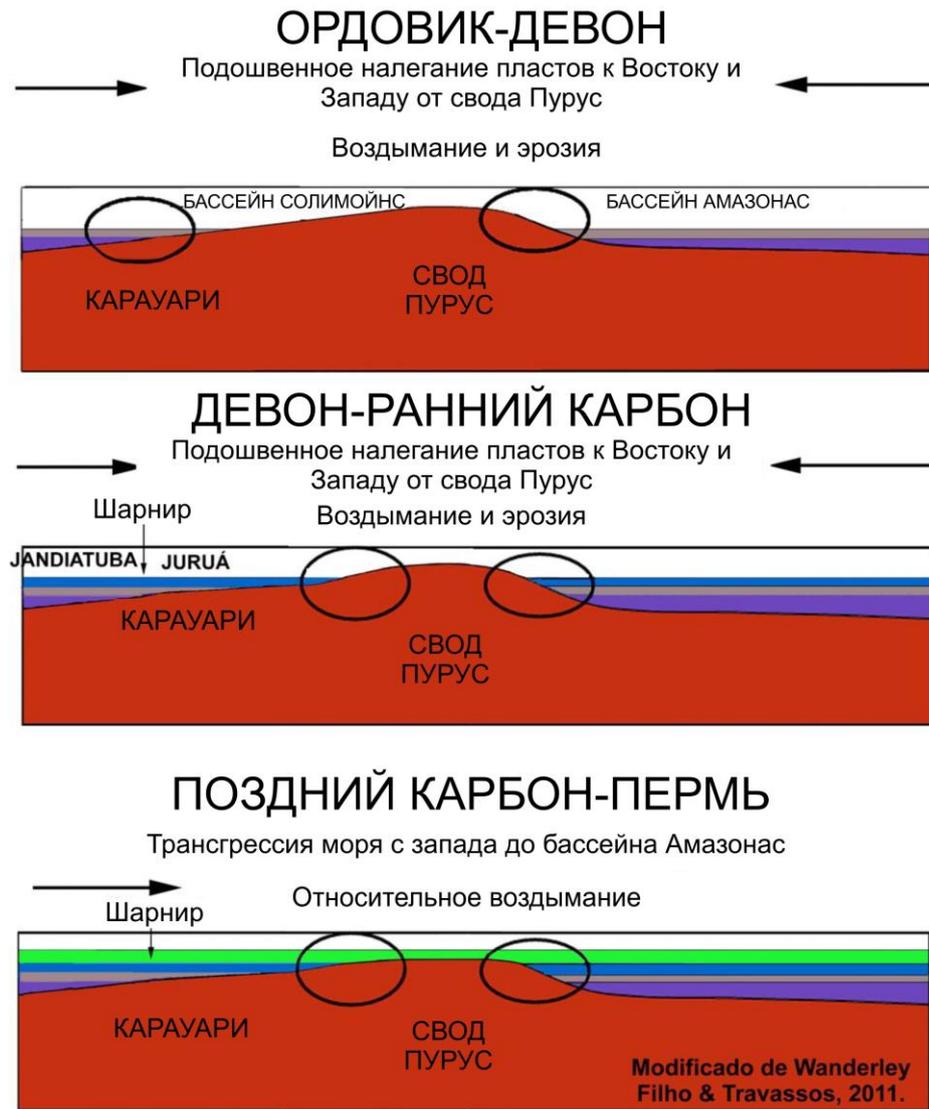


Рисунок 7 – Развитие бассейнов Солимоинс и Амазонас относительно свода Пурус [J. R. W. Filho, W. A. S. Travassos, 2011] с изменениями автора

*Кайнозойский этап.* В этот период были сформированы преимущественно глинистые отложения формации Солимоинс и четвертичные отложения. M. Roddaz, P. Baby и другие исследователи [223] утверждают, что воздымание западной части изучаемой территории началось в позднем миоцене и сопровождалось сменой обстановок седиментации от морской до континентальной с запада на восток.

Основные тектонические события региона исследований показаны в таблице 1.

Таблица 1 – Тектонические этапы развития территории бассейна Солимоинс

Геодинамический тип бассейна – синеклизный (sag basin)			
Период	AR, PR, ранний PZ	поздний PZ –MZ	MZ – KZ
Стадия развития бассейна	Рифтовая	Синеклизная	Платформенная
Описание	<p><i>Байкальская складчатость (конец протерозоя – кембрий)</i> спаяла воедино отдельные глыбы (В. Е. Хаин, 2004). Выступы этого древнейшего складчатого основания образуют три щита Гвианский, Центрально и Восточно-Бразильские (Бразильский щит). Суббассейн Жандиатуба большей частью представлен морскими глубоководными осадками. Суббассейн Журуа формировался как стабильная платформа.</p> <p>В раннем PZ (граница байкальской и каледонской складчатости) началось прогибание территории (образование Амазонской низменности), что привело к формированию крупных внутрикратонных бассейнов Солимоинс, Амазонас, Парнаиба, Парана.</p> <p><i>Каледонская складчатость (кембрий – ордовик).</i></p> <p><i>Этап 1. Накопление отложений группы Пурус, пампейский орогенез</i> Накопление терригенных грубозернистых осадков группы Пурус и формации Просперанка, заполняющих основание PR палеорифта ЮВ направления, расположенного перпендикулярно к оси бассейна (E. J. Milani, P. V. Zalan, 1999). Столкновение блоков суперконтинентов Лаврентии и Гондваны – инициация помпейского орогенеза [234]. В результате протерозойские отложения были смяты в складки и эродированы.</p> <p><i>Этап 2. Накопление отложений формации Бенжамин-Констант, фаматинианский орогенез</i> Накопление ордовикских отложений терригенной формации Бенжамин-Констант зафиксировано в суббассейне Жандиатуба (западная часть бассейна Солимоинс) на фоне кембрий-ордовикского этапа растяжения террейнов по периферии континента Гондваны. Фаматинианский орогенез связан с субдукцией террейна Кайания (Суаня) – ранее часть континента Лаврентии с западной частью континента Гондвана.</p> <p><i>Тектонические элементы:</i> <i>Свод Иквитос</i> (на западе отделяет бассейн Солимоинс от бассейна Акре) образована в результате изгиба литосферной плиты при формировании горной цепи Анд на западе. <i>Свод Карауари</i> (разделяет бассейн Солимоинс на 2 суббассейна Жандиатуба и Журуа) – палеоподнятия до позднедевонского времени, в перми-триасе (орогенез Журуа) испытала процессы сжатия и эрозии. <i>Свод Пурус</i> – протерозойский палеорифт. Бассейна Солимоинс и Амазонас были единым депоцентром накопления осадков. Инверсия свода в позднем PR, окончательно сформировалась как плечо рифта в раннем карбоне.</p>	<p><i>Герцинская складчатость (силур-средний триас)</i> <i>Этап 3. Накопление отложений формации Жутай, девонское сжатие</i> На границе ордовик-силур структурный план Южной-Америки претерпевает значительные перестройки [119]. Южная часть Андийской геосинклинали находится над уровнем моря, трансгрессия моря в Амазонской низменности – этап прогибания. Отложения силура представлены песчано-глинистыми разностями. Самая крупная трансгрессия в раннем девоне. Погружения впервые охватывают прогибы Патагонии.</p> <p>В начале – середине девона происходит столкновение восточного борта Лаврентии и западного борта Гондваны – девонское сжатие [131], [188], эрозия отложения формации Жутай.</p> <p><i>Этап 4. Накопление отложений группы Маримари, герцинский орогенез</i> Трансгрессия моря. Накопление мощных морских осадков отложений НГМТ группы Маримари, испытавших впоследствии оледенение в позднем девоне-раннем карбоне (3 фазы, M. V. Caputo et al., 2008). Морская регрессия в результате герцинской складчатости, процессы эрозии, резкое потепление климата (J. R. W. Filho et al., 2007). Накопление эвапоритов в замкнутом бассейне седиментации в девоне-карбоне (W. U. Mohriak et al., 2010).</p> <p><i>Этап 5. Накопление отложений формации Журуа и Фонте-Боа, орогенез Журуа</i> Формирование трансгрессивно-регрессивных циклитов в карбоне-перми (трансгрессия моря с запада контролировалась сводом Иквитос), накопление основных прибрежно-морских резервуаров бассейна и глинисто-ангидритовых покрышек (J. R. W. Filho et al., 2007). Накопление терригенных отложений формации Фонте-Боа в ранней перми. В поздней перми – складчатость и горообразование, регрессия моря.</p> <p>Орогенез Журуа (карбон-пермь-триас) – в результате взбросово-сдвиговых деформация (субдукция литосферных плит на западной границе континента) формируются структурные тренды (реактивация разломов в перми-триасе), контролируемые основные скопления УВ.</p> <p><i>Киммерийская складчатость (поздний триас – начало мела)</i> <i>Этап 6. Внедрение интрузий. Магматизм Пенатакуа.</i> На рубеже триаса – юры в палеозойский осадочный чехол произошло внедрение пластовых интрузий долеритов [133]. <i>Этап 7. Невадский орогенез.</i> Суббассейн Солимоинс испытывал напряжения сжатия, направленные с запада под разными углами к длинной оси бассейна. В рассматриваемый этап, возможно, добавились напряжения сжатия с северо-востока, связанные с раскрытием северной Атлантики, растрескивание восточной части Гвинско-Бразильского мегащита. Структурные тренды продолжали формироваться, увеличивая объем ловушек. В ловушках продолжалось формирование и переформирование углеводородных залежей.</p>	<p><i>Альпийская складчатость (поздний мел – начало четвертичного периода).</i> <i>Этап 8. Накопление отложений формации Альтер до Чао и Солимоинс</i> Меловой период – этап интенсивных опусканий северной части Андийской геосинклинали (накопление формации Альтер до Чао). В конце мела погружения сменились поднятиями, окончательное формирование передовых прогибов Анд. Перерыв в осадконакоплении между отложениями формаций Альтер до Чао и Солимоинс обусловлен общим поднятием территории. Морские осадки мела сменились на терригенные в палеогене. Осадконакопление преимущественно глинистых отложений формации Солимоинс.</p>

#### 1.4. Нефтегазоносность

Нефтегазопроисковые работы в суббассейне Журуа бассейна Солимоинс ведутся с 1978 года. К настоящему времени поисковое бурение проведено на 63 структурах. В результате их к настоящему времени открыто 25 нефтяных, нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых месторождений. Коэффициент успеха поискового бурения составил 0.40.

В настоящем разделе:

- приведено описание продуктивных комплексов и горизонтов;
- приведены данные по зональности распределения месторождений углеводородов в суббассейне;
- кратко описаны основные месторождения, на анализе строения которых основаны результаты работы;
- поставлены вопросы, связанные с прогнозом нефтегазоносности периферийных частей суббассейна.

##### ***Продуктивные комплексы и горизонты***

На нынешней стадии изученности суббассейна в нем можно выделить два продуктивных комплекса:

- группа Маримари (средний девон – нижний карбон);
- формация Журуа (верхний карбон).

*Группа Маримари.* В наиболее полных разрезах комплекса в центральной части суббассейна выделяется 6 горизонтов D-1-6 [191]. По мере удаления от центра количество продуктивных горизонтов в разрезе сокращается за счет подошвенного налегания к базальной эрозионной поверхности и эрозии верхних уровней во время, предшествующее накоплению формации Журуа.

*Формация Журуа (верхний карбон)* является основным продуктивным комплексом суббассейна. В ее разрезе выделяется 5 основных продуктивных горизонтов: JR-80-100, JR-70B, JR-70A, JR-60, JR-10.

Коллекторские свойства в значительной степени обусловлены фациальной принадлежностью отложений [159].

Продуктивные горизонты JR-80-100 и JR-70B входят в состав субформации нижняя Журуа и, как правило, являются единой гидродинамической системой. Мощность комплекса максимальна в центральной части суббассейна и последовательно уменьшается в краевых частях вследствие выклинивания базальных пачек. Резервуар JR-80-100 продуктивен в 20 из 63 поисковых скважин. Резервуар JR-70B – в 14 из 63 поисковых скважин.

Продуктивный горизонт JR-70А в северо-западной части суббассейна отделен от нижележащих отложений мощной ангидритовой крышкой. В центральной части суббассейна вследствие выклинивания подстилающей крышки он объединяется с резервуаром JR-70В-100 в единую гидродинамическую систему – нижнюю Журуа. Резервуар JR-70А продуктивен в 9 из 63 поисковых скважин.

Продуктивный горизонт JR-60 в северо-западной и центральной частях суббассейна отделен от нижележащих отложений ангидритовой крышкой мощностью около 10 м. В периферийной части суббассейна вследствие выклинивания подстилающей крышки он объединяется с нижележащими резервуарами в единую гидродинамическую систему. Резервуар JR-60 продуктивен в 4 из 63 поисковых скважин.

Продуктивный горизонт JR-10 залегает в верхней части формации Журуа и содержит коллектора только в юго-восточной части суббассейна. Отделен от нижележащих отложений надежной крышкой галогенного и ангидритового состава. Продуктивен только на одном месторождении – Рио Уруку Лесте.

#### *Характеристика основных месторождений суббассейна*

Все открытые месторождения суббассейна приурочены к структурным трендам северо-восточного и северо-западного простирания. Количество месторождений сокращается к периферии суббассейна (рисунок 8).

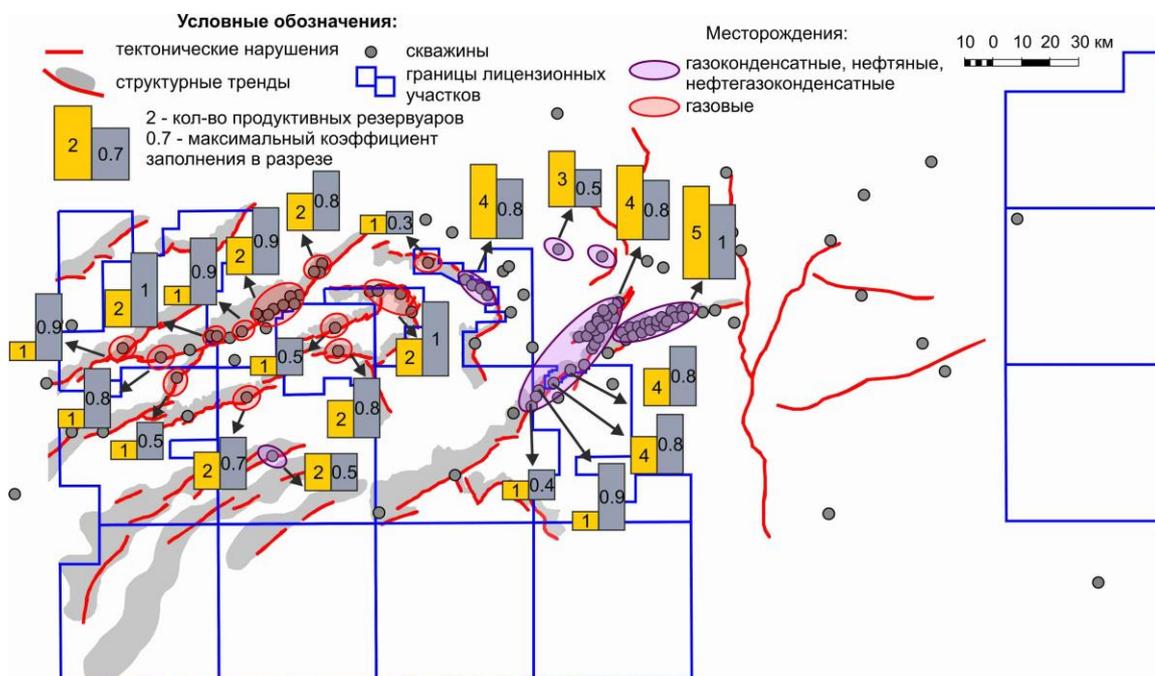


Рисунок 8 – Количество залежей и коэффициенты заполнения по открытым месторождениям

Названия структурных трендов приведены на рисунке 5

Ниже представлена краткая характеристика наиболее крупных месторождений бассейна Солимоинс (суббассейн Журуа): Журуа (блоки А, В, С, D), группы Уруку (Рио Уруку и Восточное Рио Уруку), Араканга, Тукума, Чибата и Восточная Чибата.

*Газовые месторождения. Месторождения группы Журуа (блоки А, В, С, D) (рисунок 9) расположены в центральной части структурного тренда Журуа (открыты в 80-е годы) и связаны с крупной ассиметричной складкой северо-восточного простирания, юго-восточный борт которой осложнен разрывным нарушением взбросово-сдвигового типа. Продуктивность по данным испытаний установлена в пластах JR70А, JR70В, JR80-100. Притоки газа составляют до 624 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата до 52 м<sup>3</sup>/сут (фазовый состав залежей УВ контролируется близостью нижней пластовой интрузии и интервала фаменской НГМТ [133], [202]). Вызванный силлом интенсивный прогрев отложений привел к тому, что в резервуарах имеются залежи газа преимущественно метанового состава. Амплитуды ловушек варьируют от 111-225 м, коэффициент заполнения близок к 100%, площади залежей составляют 4-50 км<sup>2</sup>, плотность сейсмических профилей 2D варьирует от 1.8 до 2.8 пог.км/км<sup>2</sup> и в среднем составляет 2.2 пог.км/км<sup>2</sup>.*

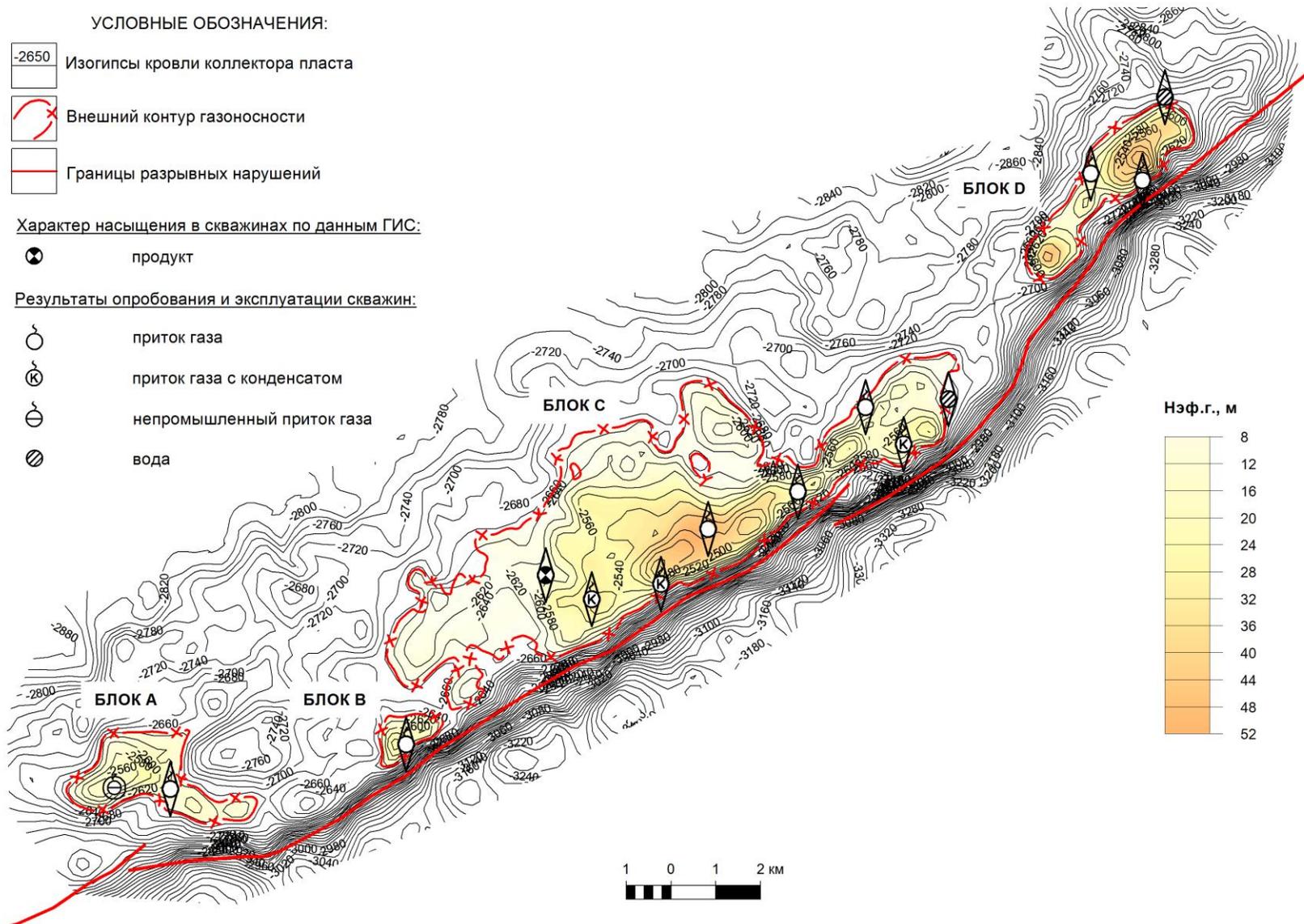


Рисунок 9 – Модели залежей группы месторождения Журуа

*Нефтегазоконденсатные месторождения* сосредоточены в центральной части суббассейна, наиболее крупными из них являются *месторождения группы Уруку* (*месторождения Рио Уруку и Восточное Рио Уруку*). Месторождение Рио Уруку открыто в 1986 г. скважиной 1-RUC-1 [140], впервые обнаружившей нефтяные перспективы в суббассейне Журуа. По результатам испытаний получены притоки нефти, газа и конденсата из пластов группы JR70 и JR80-100 ( $Q_n = 151 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_k = 83.6 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_g = 83.6 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ ). Имеющиеся данные также говорят о существовании в пластах JR-50-60 пластово-сводового газоконденсатного скопления.

В тектоническом плане месторождение Рио Уруку расположено в северо-восточной части структурного тренда Рио Уруку, разбито разломами, как минимум, на 5 блоков с разным уровнем газожидкостных контактов и является одним из крупнейших в районе месторождений нефти и газа.

Площадь месторождения составляет  $28 \text{ км}^2$ , проведены 3D сейсморазведочные работы. Амплитуда поднятия составляет 118 м, максимальный коэффициент заполнения в разрезе открытых залежей – 80% (рисунок 8).

Месторождение Восточное Рио Уруку открыто в 1987 г. скважиной 1-LUC-1. По результатам испытаний получены притоки нефти и газа из пластов JR70B и JR80-100, JR-50-60 и JR10 ( $Q_n = 45.1 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_g = 197.2 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ ).

В тектоническом плане расположено в пределах одноименного структурного тренда и также является одним из крупнейших в районе месторождением нефти и газа. Площадь месторождения составляет  $50 \text{ км}^2$ , проведены 3D сейсморазведочные работы. Амплитуда поднятия составляет 166 м, максимальный коэффициент заполнения в разрезе открытых залежей – 100% (рисунок 8).

На месторождениях Рио Уруку и Восточное Рио Уруку эксплуатационное бурение ведет компания Петробраз.

Геологический разрез месторождений группы Уруку представлен на рисунке 10.

В зоне распространения франской НГМТ открыто *два нефтяных месторождения: Чибата* (год открытия 2010 г) и *Восточная Чибата* (год открытия 2012 г). По данным компании Петробраз в результате испытания скважины 1-BRSA-961-AM (Восточная Чибата) получен приток нефти 1400 баррелей/сут ( $223 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), вязкостью  $41^0 \text{ API}$  и  $1.6 \text{ млн.фт}^3$  газа ( $45 \text{ тыс. м}^3$  газа) [251] в интервале формации Журуа. На месторождении Чибата (1-BRSA-761-AM) продуктивность доказана в отложениях формации Журуа и Уэре, дебиты нефти вязкостью  $46^0 \text{ API}$  достигают 2500 баррелей /сут ( $397 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) [252].

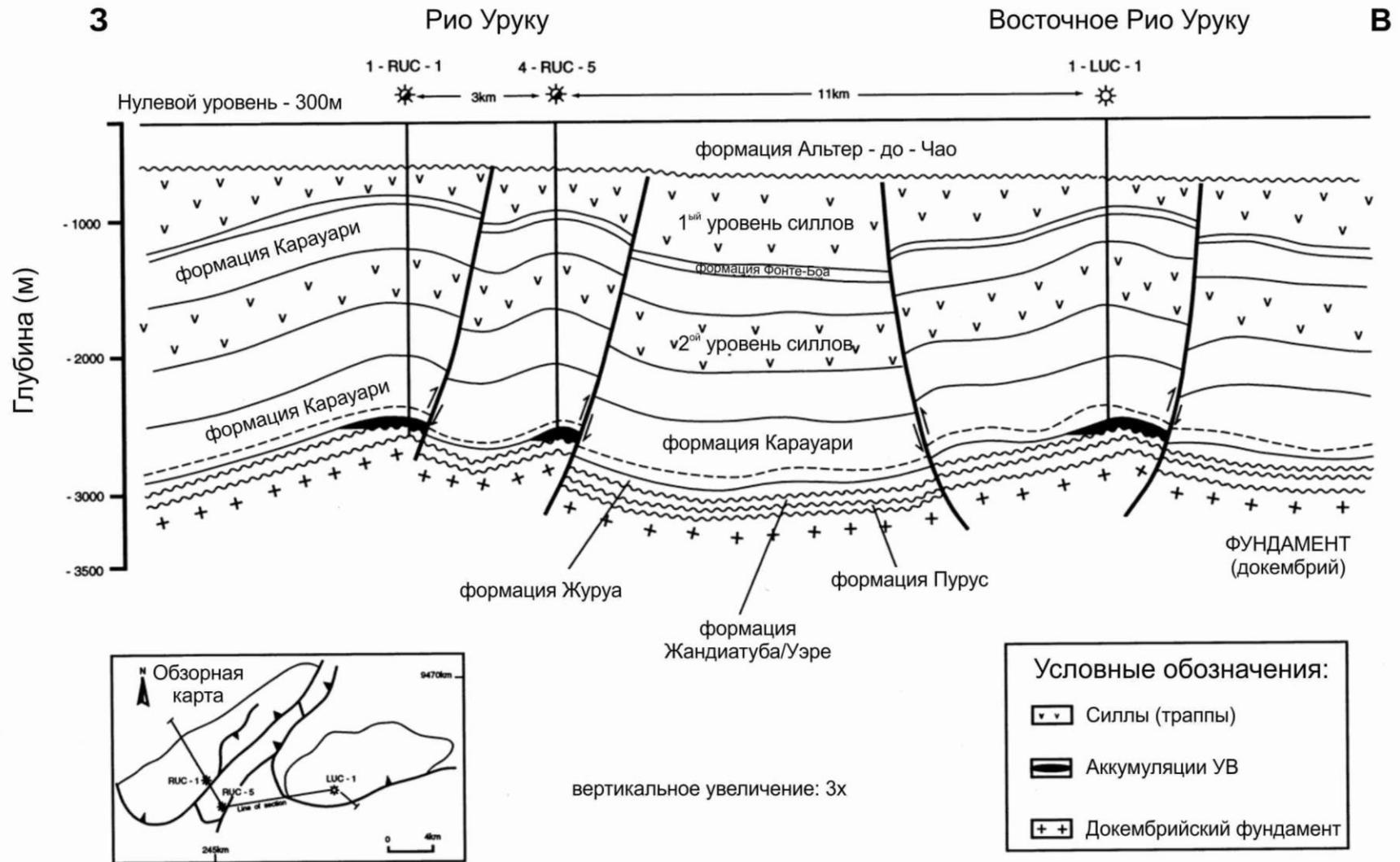


Рисунок 10 – Геологический разрез месторождений вдоль структурного тренда Уруку (с изменениями по М. R. Mello и др., 1994)

*Месторождение Арараканга* расположено в пределах структурного тренда Сан-Матеуш и связано с линейной складкой северо-западного простирания. Площадь месторождения (42 км<sup>2</sup>) покрыта 3D сейсморазведочными работами. На месторождении три залежи в пластах D-2, D-5, JR-70-100. Амплитуда поднятия составляет 126м, коэффициент заполнения 70% (рисунок 11).

Залежь D-2 нефтяная, получены притоки легкой нефти  $Q_H = 8.7$  м<sup>3</sup>/сут. Залежь D-5 газоконденсатная. Получен приток газоконденсата  $Q_G = 168$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_K = 81$  м<sup>3</sup>/сут. Залежь JR-70-100 газоконденсатная. Получены промышленные притоки газоконденсата  $Q_G = 203.6$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_K = 10$  м<sup>3</sup>/сут.

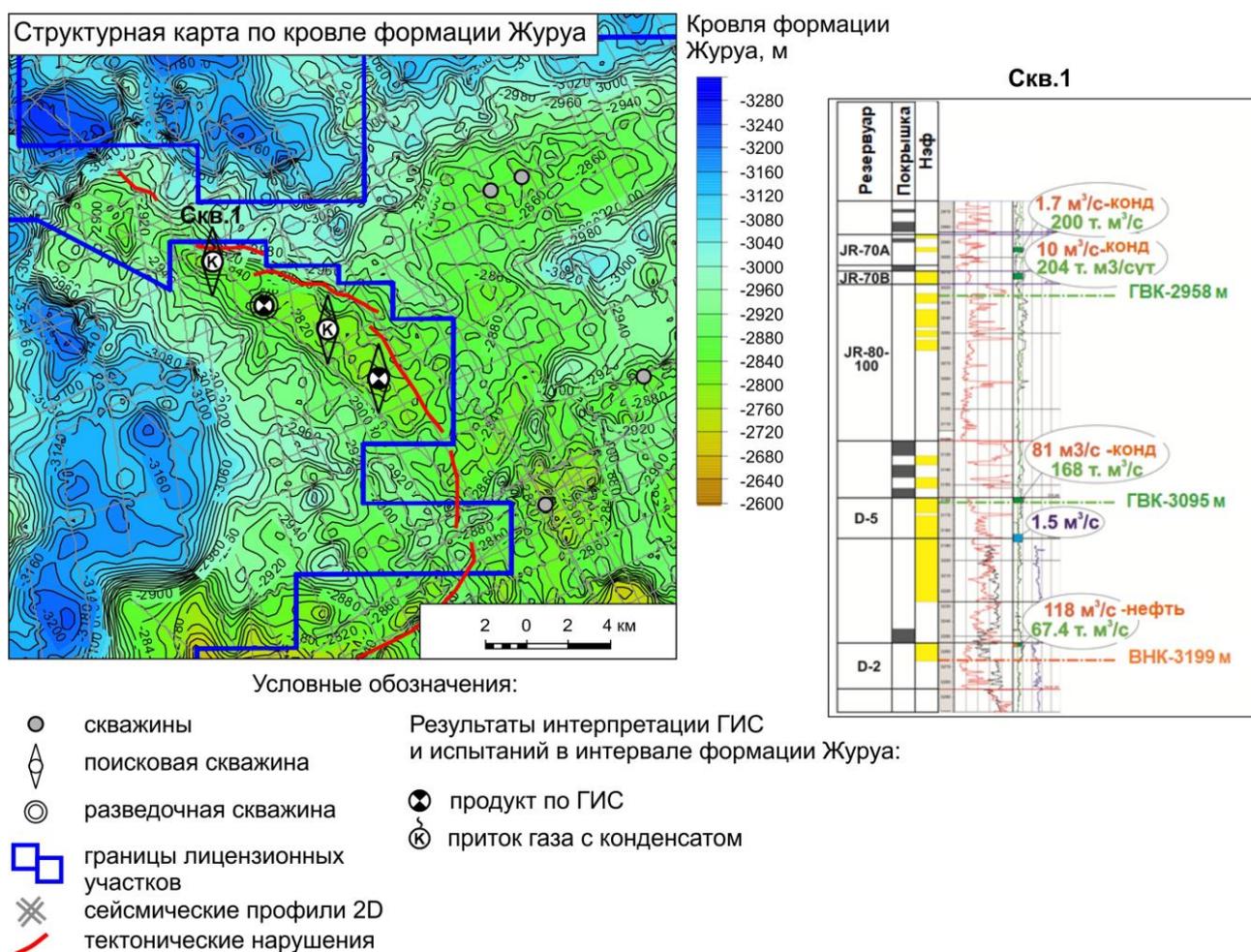


Рисунок 11 – Модель залежи месторождения Арараканга

*Месторождение Тукума* вскрыто одной скважиной, пробуренной в присводовой части структуры. В скважине из пласта JR-70 получен приток газа дебитом 140 тыс. м<sup>3</sup>/сут., из пласта JR-80 – приток газа дебитом 389 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Модели залежей представлены на рисунке 12.

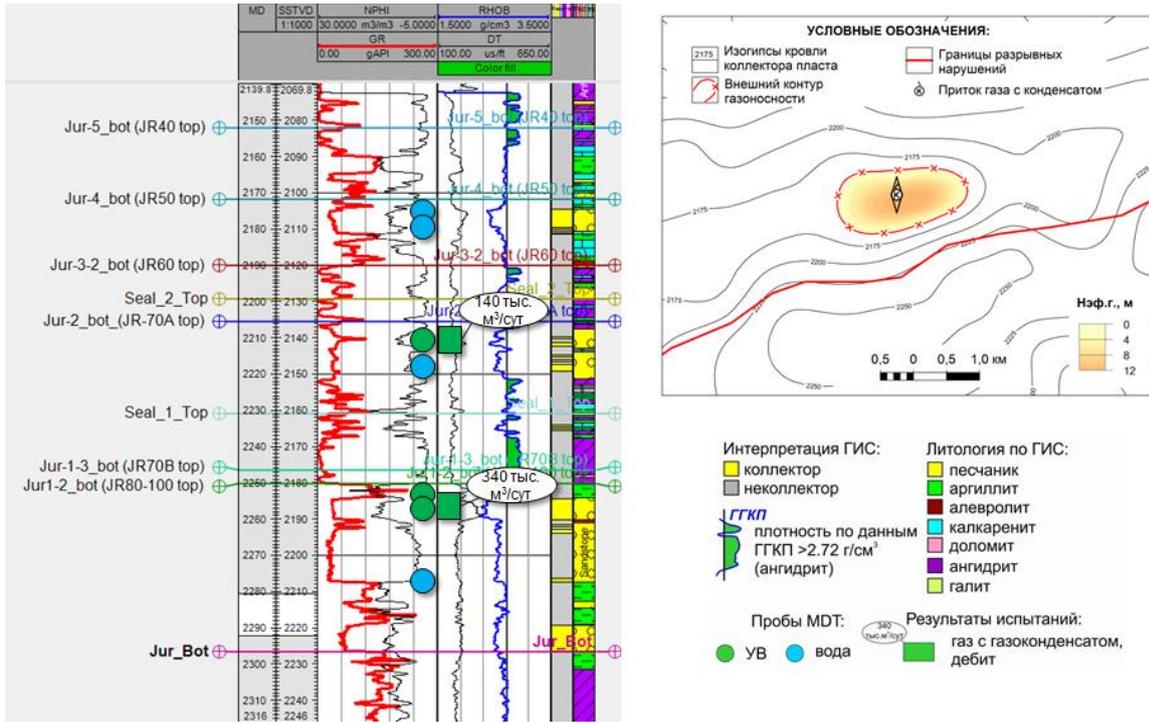


Рисунок 12 – Геологическая модель месторождения Тукума

Газовые месторождения (фазовый состав обусловлен близостью нижней пластовой интрузии к интервалу генерирующих толщ) представлены аккумуляциями преимущественно метанового состава (≈90%), (рисунок 13). Газоконденсатные месторождения: 73% метана, 18% C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>, 8% азота, 1% C<sub>5+</sub> (низкая плотность 0.723 г/см<sup>3</sup>, газовый конденсат нестабильный, много легких фракций). Нефтегазоконденсатные месторождения (газоконденсатные шапки с нефтяной оторочкой) представлены в газовой фазе 10% азота, 64% метана, 20% C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>, в жидкой фазе 4% азота, 37% метана, 22% C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>, 37% C<sub>5+</sub>.

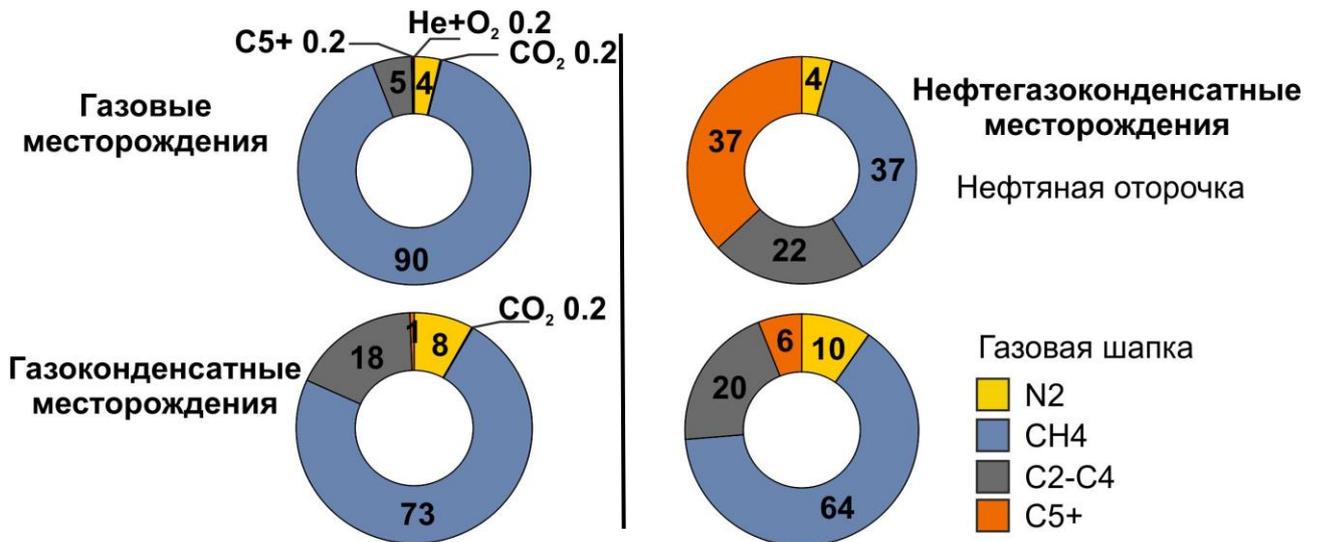


Рисунок 13 – Компонентный состав залежей суббассейна Журуа бассейна Солимоинс

### 1.5. Результаты анализа геологического строения суббассейна Журуа бассейна Солимоинс

Ключевые особенности геологического строения:

1. В осадочном чехле суббассейна Журуа выделено три этажа, разделенных крупными стратиграфическими несогласиями: докембрийский, палеозойский и мезо-кайнозойский. Девон-нижнекарбоновый комплекс содержит все известные нефтегазоматеринские пачки суббассейна Журуа: живетскую, франскую, фаменскую. Наличие силур-девонского комплекса в суббассейне Журуа пока не доказано. Но в соседнем суббассейне Жандиатуба с ним связана самостоятельная нефтегазоматеринская толща – Жутай. Поэтому поиски депоцентров формации Жутай являются актуальной задачей – в благоприятных условиях с ними могут быть связаны очаги генерации углеводородов. Верхнекарбоновый – нижнепермский комплекс включает основной резервуар суббассейна, зональные резервуары и покрышки, региональную покрышку (формация Карауари). Палеозойская часть разреза бассейна интенсивно насыщена силлами долеритов, существенно повлиявшими на катагенез интервала нефтегазоматеринских толщ. Возраст их формирования по литературным данным оценивается как триас-юрский.

2. Выделенные структурные этажи соответствуют трем стадиям развития суббассейна: рифтовой, синеклизной, платформенной. Ключевые события, определившие углеводородный потенциал суббассейна, произошли в конце синеклизной стадии: орогенез Журуа, магматизм Пенатакуа, Невадский орогенез:

– в период орогенеза Журуа начали формироваться структурные ловушки (самый конец карбона – пермь);

– в ходе последующего магматического этапа Пенатакуа (триас – юра) в осадочный чехол суббассейна внедрились мощные тела долеритов. Весьма вероятно, что это происходило на фоне интенсивного прогибания территории и накопления мощных вулканогенных толщ. Совместное термическое влияние магматизма и прогибания привело к созреванию материнских отложений и формированию залежей углеводородов в существующих в то время ловушках;

– в ходе последующего Невадского орогенеза (юра-ранний мел) в условиях сжатия продолжали формироваться структурные тренды, увеличивая объем ловушек. В ловушках продолжалось формирование и переформирование углеводородных залежей.

Ключевые результаты анализа нефтегазовой системы:

1. Достаточно высокая степень изученности центральной части суббассейна Журуа являются хорошей информационной основой для детального изучения процессов нефтидогенеза в атипичной нефтегазовой системе методом бассейнового моделирования. Познание основных закономерностей формирования залежей углеводородов в центральной части суббассейна является основой оценки перспектив нефтегазоносности его периферийных частей с низкой степенью геолого-геофизической изученности.
2. В результате проведенных поисково-разведочных работ в суббассейне Журуа открыто 25 месторождений (газовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных). На основании предыдущих исследований установлено, что нефтегазоносность определяется близостью ловушек к франско-фаменскому очагу генерации углеводородов и расстояние подошва силла – кровля НГМТ, влияющее на интенсивность прогрева нефтегазоматеринских толщ. Однако, границы газоконденсатной и нефтегазоконденсатной зон нуждаются в уточнении. Одной из основных проблем, стоящих перед геологоразведчиками, является прогноз нефтегазоносности периферийных частей суббассейна Журуа. Закартированные там ловушки могут оказаться продуктивными как вследствие дальней латеральной миграции из основного очага генерации УВ, так и в результате миграции углеводородов из новых, еще не открытых, очагов генерации. В результате предшествующих поисковых работ сформирована представительная база данных для оценки вероятностей успеха поискового бурения на подготовленных ловушках углеводородов.
3. Проведенный анализ показал, что основными задачами, стоящими перед бассейновым моделированием объекта, являются:
  - уточнение границ зон нефтегазоконденсатонакопления и газоконденсатонакопления. Необходимо выполнить прогноз фазового состояния углеводородов в ловушках;
  - оценка объемов углеводородов в ловушках;
  - оценка дальности латеральной миграции углеводородов из известного материнского депоцентра в центре бассейна на его периферию;
  - оценка степени катагенеза отложений депоцентров генерации УВ в периферийной части суббассейна.

## ГЛАВА 2. МОДЕЛЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ СУББАСЕЙНА ЖУРУА: МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВЕРИФИКАЦИИ

Для реконструкции истории геологического развития суббассейна Журуа и протекавших в нем процессов нефтидогенеза применена технология бассейнового моделирования, которая представляет собой синтез историко-генетического метода исследований и современных компьютерных технологий.

Одними из ключевых понятий историко-генетического (историко-геологического) метода, использованными в ходе анализа, являются понятия «нефтегазовая система» и «атипичная нефтегазовая система».

### 2.1. Историко-генетический метод. понятия «нефтегазовая система», «атипичная нефтегазовая система», «бассейновое моделирование»

#### *Историко-генетический метод*

История становления историко-генетического (историко-геологического) метода реконструкции процессов нефтидогенеза описана в работе [П. И. Сафронов, 2018].

Автором показано [П. И. Сафронов, 2018], что основой историко-генетического метода является учение о стадийности нефтегазообразования [Н. Б. Вассоевич, 1958, 1967; А. Э. Конторович и др. 1967; А. Э. Конторович, 1976; А. А. Трофимук, А. Э. Конторович, 1976; С. Г. Неручев, 1969 и др.]. Суть учения заключается в обосновании неравномерности процессов нефтегазообразования в катагенезе:

- в 1967 году Н. Б. Вассоевичем и А. Э. Конторовичем были введены понятия «главная фаза нефтеобразования» (Н. Б. Вассоевич) и «главная зона нефтеобразования» (А. Э. Конторович);
- позднее в зарубежной геологии появился синоним понятия «главная зона нефтеобразования» - понятие «нефтяное окно» [111], [193], [218];
- С. Г. Неручевым было введено понятие о «главной зоне газообразования» [С. Г. Неручев и др., 1973; Е. А. Рогозина и др., 1974];
- А. Э. Конторовичем (1976 г.) было доказано, что выше и ниже главной зоны нефтеобразование существуют верхняя и глубинная зоны газообразования. Аналогом главной зоны газообразования, предложенной С. Г. Неручевым является глубинная зона газообразования, предложенная А. Э. Конторовичем.

Современное состояние историко-генетического (историко-геологического) метода отражено в работах [А. Э. Конторович, Е. А. Рогозина, 1967; В. С. Вышемирский и др., 1971; Н. Б. Вассоевич, Б. А. Соколов, 1971; А. А. Трофимук, А. Э. Конторович, 1973; Н. В. Лопатин, 1971, 2006; А. Э. Конторович, 1976; D. W. Waples, 1980, 1984; В. Р. Tissot, D. Н. Welte, 1984; D.

H. Welte et al., 1997; M. Makhous, Y. Galushkin, 2005; Галушкин, 2007; T. Hantschel, A. I. Kauerauf, 2009; А. Э. Конторович и др., 2013; С. М. Астахов, 2015; П. И. Сафронов, 2018; А. К. Burnham, 2017 и др.].

Термин «историко-генетический метод» в отечественной литературе трактуется, как метод оценки перспектив нефтегазоносности исследуемого объекта путем численного моделирования истории генерации, миграции и аккумуляции углеводородов [П. И. Сафронов, 2018]. Иными словами, суть его – в системном исследовании истории процессов нефтидогенеза при формировании осадочного бассейна и восстановлении динамики процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, а также процессов последующего разрушения ранее сформированных скоплений.

### ***Нефтегазовая система***

История становления понятия «нефтегазовая система» (нефтегазовая генерационно-аккумулятивная система) и его содержание хорошо изложено в работах [Н. В. Лопатин, Зубайраев, 2000; Н. В. Лопатин, 2006].

Идея понятия «нефтяная система – oil system» принадлежит В. Доу [155]. Анализируя геохимические характеристики различных типов нефтей бассейна Уиллистон в США (Williston basin), Доу выделил три нефтяные системы (oil system), основываясь на корреляции нефть-нефть, нефть-материнская толща. Автор впервые использовал понятие «нефтяная система» для обоснования генетической связи нефтематеринских толщ и образованных аккумуляций. Результаты доложены им на конференции AAPG в Денвере в 1972 и опубликованы в 1974 [155].

Термин «petroleum system» (нефтегазовая система) был впервые введен А. Перрадонам в 1980 г., согласно [Н. В. Лопатин, 2006]. В совместной работе А. Перрадона и П. Массе в 1984 г. [217] авторы включают в понятие нефтегазовой системы не только такие элементы как нефтегазоматеринская толща, резервуар, покрывка, но и толщу вмещающих (вышележащих) пород. Последнее рассматривается как фактор, контролирующий процессы созревания органического вещества (ОВ), распределение УВ латерально и по разрезу. Особое внимание уделяется геодинамическому режиму развития территории и потокам, проходящим через толщу осадочных пород: геотермальных и пластовых флюидов.

В том же году Г. Демайсон [153] ввел понятие генерационный бассейн – осадочный бассейн, содержащий одну и более генерационную впадину (область генерации УВ). Картирование последних по данным сейсмоки, бурения, геохимии способствует снижению рисков поисково-разведочных работ и ранжированию выделенных ловушек по степени геологической успешности.

Ф. Мейснер с соавторами (1984 г.) предложил термин «углеводородная машина – hydrocarbon machine», под которой понимается последовательность слоев, содержащая все

элементы, участвующие в процессах генерации, миграции и аккумуляции УВ [200]. Это понятие близко к определению нефтяной системы В. Доу. Основные различия относятся к разделению понятий «элементы» и «процессы» нефтяной системы. Ф. Мейснер рассматривает в качестве элементов нефтегазоматеринскую толщу, резервуар, покрывку и ловушку, а процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ – как единый цикл образования залежей.

Классификация элементов нефтегазовой системы рассмотрена в работах Г. Ульмишека [240] и Г. Ульмишека и Л. Магуна [241] в рамках концепции независимой нефтяной системы (**I**ndependent **P**etroleum **S**ystem). Основа классификации – качество элементов IPS, напрямую влияющих на процессы генерации, аккумуляции и сохранности залежей. Генетическая классификация нефтяных систем в соответствии с данными [152], [153] базируется, главным образом, на (1) эффективности НГМТ (объемы генерации), (2) преобладающем механизме миграции УВ (латеральный/вертикальный) и (3) способности системы улавливать УВ, определяемой структурно-стратиграфическими особенностями среды.

Л. Магун [193] впервые ввел термин «элемент» нефтяной системы (нефтегазоматеринская толща, пути миграции, резервуар, покрывка и ловушка). Для образования и сохранности залежей УВ все элементы должны проявляться в определенной последовательности. Название нефтегазоматеринской толщи и резервуара, а также степень их изученности определяют название нефтяной системы.

Все сказанное выше позволило Т. К. Баженовой и В. К. Шиманскому [5] утверждать, что за рубежом понятие «нефтегазовая система» рассматривается не как «система углеводородов» а как «система для углеводородов» – совокупность факторов, обеспечивающих образование залежей УВ – нефтегазоматеринская толща, резервуар, покрывка.

Впоследствии, опираясь на работы А. Перродона [217], Г. Ульмишека [240], Ф. Мейснера [200] и др. термин «нефтяная система» был доработан Л. Магуном и В. Доу. Согласно их работе [194], нефтегазовая система (petroleum system) включает в себя все геологические элементы и процессы, сопутствующие формированию аккумуляций нефти и газа, а так же нефтематеринские породы и связанные с ней скопления нефти и газа.

Пространственные границы системы определяются расстоянием «нефтегазоматеринская толща – все генетически связанные с ней аккумуляции УВ», а временные – периодом времени, в течение которого наиболее активно протекали процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ (критический момент).

В работе [Н. В. Лопатин, 2006] предложен термин «углеводородная генерационно-аккумуляционная система (УГАС)», взаимодействие между геологическими элементами и процессами которой с течением времени приводит к формированию промышленно значимых месторождений нефти и газа.

Таким образом, в современной трактовке понятие «нефтегазовая система» включает в себя:

1. Элементы нефтегазоносного бассейна:

- нефтегазоматеринскую толщу;
- резервуары;
- покрышки;
- ловушки как пустые, так и содержащие залежи углеводородов различного фазового состава;
- перекрывающие толщи;

2. Процессы генерации, миграции, аккумуляции углеводородов в ловушках и последующего разрушения залежей.

***Атипичная нефтегазовая система***

В работе [L. Magoon, W. Dow, 1994] введено понятие типичных и атипичных нефтегазовых систем. Если зрелость нефтегазоматеринской толщи прямо не связана с погружением осадочного чехла, то Нефтегазовая система относится к классу атипичных (*A typical petroleum system is an oil system whose source rock is thermally matured during deep burial by the overburden rock. An atypical petroleum system is one in which hydrocarbons were generated in other ways*) [L. Magoon, W. Dow, 1994]. В бассейне Солимоинс в качестве основного фактора, контролирующего зрелость отложений НГМТ рассматривается температурное влияние интрузивных тел. Стоит отметить, что локальный прогрев интервала НГМТ также может быть связан с аномалиями теплового потока [52]. Однако, длительность температурного влияния двух этих процессов существенно различается.

Методические подходы к оценке ресурсного потенциала атипичных нефтегазовых систем имеют свои существенные особенности, обусловленные тем, что катагенетическая зональность в них существенно отличается от катагенетической зональности обычных бассейнов вследствие интенсивного влияния интрузий (силлов) на вмещающие отложения.

Таким образом, атипичные нефтегазовые системы, наряду с вышеупомянутыми элементами и процессами, должны включать как неотъемлемую составляющую комплекс пластовых интрузий долеритов и процессы, связанные с их внедрением.

Суббассейн Журуа является атипичной нефтегазовой системой, поскольку комплекс интрузий долеритов оказал существенное влияние на катагенез НГМТ [135], [202].

***Бассейновое моделирование***

В работе [179] указано, что «Бассейновое моделирование – это моделирование динамики геологических процессов (осадконакопление, уплотнение, тепловая история, генерация,

миграция, аккумуляция и сохранность УВ) осадочных бассейнов в течение геологического времени».

Сравнение понятий «историко-генетический метод» и «бассейновое моделирование» рассмотрено в работе [П. И. Сафронов, 2018]. Автором отмечено, что термин «бассейновое моделирование», который пришел в отечественную литературу из зарубежных источников, не является синонимом более общего понятия «историко-генетический метод».

По мнению автора диссертации, бассейновое моделирование следует рассматривать, прежде всего, как современную компьютерную технологию, позволяющую применять историко-генетический метод для анализа больших объемов цифровых данных и получения выводов о перспективах нефтегазоносности исследуемых объектов.

Современному состоянию развития бассейнового моделирования и опыту его применения для оценки перспектив нефтегазоносности различных геологических объектов посвящено большое количество работ российских и зарубежных геологов [А. П. Афанасенков, 2019; Н. В. Морозов и др., 2016; Д. В. Надежкин, 2018, 2019; О. А. Важенина, А. В. Тригуб, 2018; T. Hantschel, A. I. Kauerauf, 2009; F. Rodrigues, 2007]. Их анализ показывает, что в настоящее время основное внимание уделяется оценке перспектив нефтегазоносности достаточно крупных элементов нефтегазоносных бассейнов. По мнению автора, в настоящий момент для бассейнового моделирования весьма актуальной становится задача локального прогноза нефтегазоносности перспективных ловушек.

Историко-генетический метод исследования нефтегазоносных бассейнов является теоретической основой следующих широко известных программных комплексов бассейнового моделирования: PetroMod – Schlumberger; Temis – Beicip Franlab; Trinity – Zetaware Products; BasinMod – Platte River Associates, Inc.; ГАЛО, МОБиУС – МГУ и др. [А. В. Ершов, 2015; П. И. Сафронов, 2018].

Автор в своих исследованиях использовал программный комплекс PetroMod – Schlumberger.

## 2.2. Элементы нефтегазовых систем

### 2.2.1. Резервуары

В основу раздела положены результаты геолого-геофизических исследований 2014-2020 гг. (С. И. Кулагин, М. В. Лебедев, А. В. Полищук, И. О. Ошняков, А. В. Храмцова [122]).

Отложения формации Уэре (девон) формировались в морских и переходных обстановках, отложения формации Журуа (карбон), преимущественно, континентального генезиса с постепенным увеличением доли фаций открытого мелководного бассейна вверх по разрезу. В интервале формации Уэре выделено три основных резервуара: D-2, D-5, D-6.

Резервуар D-2 залегает в нижней части группы Маримари. Несмотря на наиболее широкое распространение в суббассейне, продуктивен он только на месторождении Араканга – там получен приток нефти дебитом 118 м<sup>3</sup>/сут. Причина успеха – удачное сочетание удовлетворительных коллекторских свойств и наличие покрышки – франской материнской толщи (пачки D-3). В восточном направлении от месторождения происходит ухудшение коллекторских свойств, по-видимому, связанное с большой глубиной залегания пласта, к западу происходит опесчанивание покрышки. В южном направлении на месторождениях Рио Уруку и Рио Уруку Лесте, несмотря на благоприятные коллекторские свойства и наличие покрышки, промышленная продуктивность резервуара не была установлена. Южнее указанных месторождений происходит выклинивание отложений вследствие эрозии.

Резервуар D-5 залегает в средней части группы Маримари. Распространен он в центральной части суббассейна – область распространения контролируется интенсивностью эрозии отложений в период, предшествующий накоплению формации Журуа. Покрышкой для резервуара является фаменская материнская пачка. Резервуар продуктивен на месторождении Араканга.

Резервуар D-6 залегает в верхней части группы Маримари, внутри фаменской материнской толщи. Распространен только в центральной, самой прогнутой части суббассейна – на остальной части территории он размыт вследствие последующей эрозии. Продуктивен только на месторождении Чибата.

Граница между кровлей формации Уэре (девон) и подошвой формации Журуа (карбон) характеризуется резкой эрозионной сменой мелководно-морской обстановки (песчаники предфронтальной зоны пляжа ср. м.з. с нарушенной слоистостью и следами биотурбации) на, преимущественно, континентальную (песчаники речных русел ср.з. с примесью гравийных зерен с крупной кривой слоистостью). К формации Журуа (карбон) относятся пласты JR-80-100, JR-70B, JR-70A, JR-50-60, JR-10.

Преобладающая доля алеврито-глинистых отложений приурочена к зоне открытого мелководного бассейна на северо-западе (рисунок 14-18). Отмечается сокращение объема песчаного материала снизу вверх с 30м до 1-2м в интервале формации Журуа. По результатам исследований керн эоловая группа фация характеризуются Кп 17%, Кпр 452 мД, неэоловая – Кп 14%, Кпр 255 мД [159].

По мере развития трансгрессии с северо-запада песчаные тела латерально и вертикально замещаются на фации шельфа, морского мелководья, лагуны с различной степенью придонной волновой гидродинамики [114], также уменьшается доля содержания ангидритов, доломитов и известняков.

В северо-западной и восточной части исследуемой территории разрезы скважин сложены преимущественно песчаники переходной зоны. Основные объемы накопления песчаного материала приурочены к нижней части формации Журуа, при этом величина Нэф до 60м, а Кп до 14%. Продвижение береговой линии в направлении северо-запад-восток объясняет крайне незначительное накопление песчаного материала в кровельной части формации Журуа.

В центральной части суббассейна происходило длительное и стабильное накопление песчаного материала. Лучшие коллекторские свойства присущи эоловой группе фаций. Анализ керна выявил наличие песчаных дюн мощностью 20-25 м при Нэф разреза до 80м с Кп до 22%.

В перефирийных зонах основными путями транспортировки песчаного материала являются дельтовые распределительные каналы юго-восточного направления. Источниками песчаного материала являются продукты разрушения Бразильского щита (центральная часть Южно-Американского континента), сложенного преимущественно мигматитами, гнейсами, гранитами и амфиболитами [118], [131].

Для зоны нижней части прибрежной равнины характерно сокращение толщин песчаных тел на фоне увеличенной в целом толщины резервуаров. В разрезе скважин преобладают фации приливо – отливных отложений, междуновых песков и себкх, осолоненных озер.

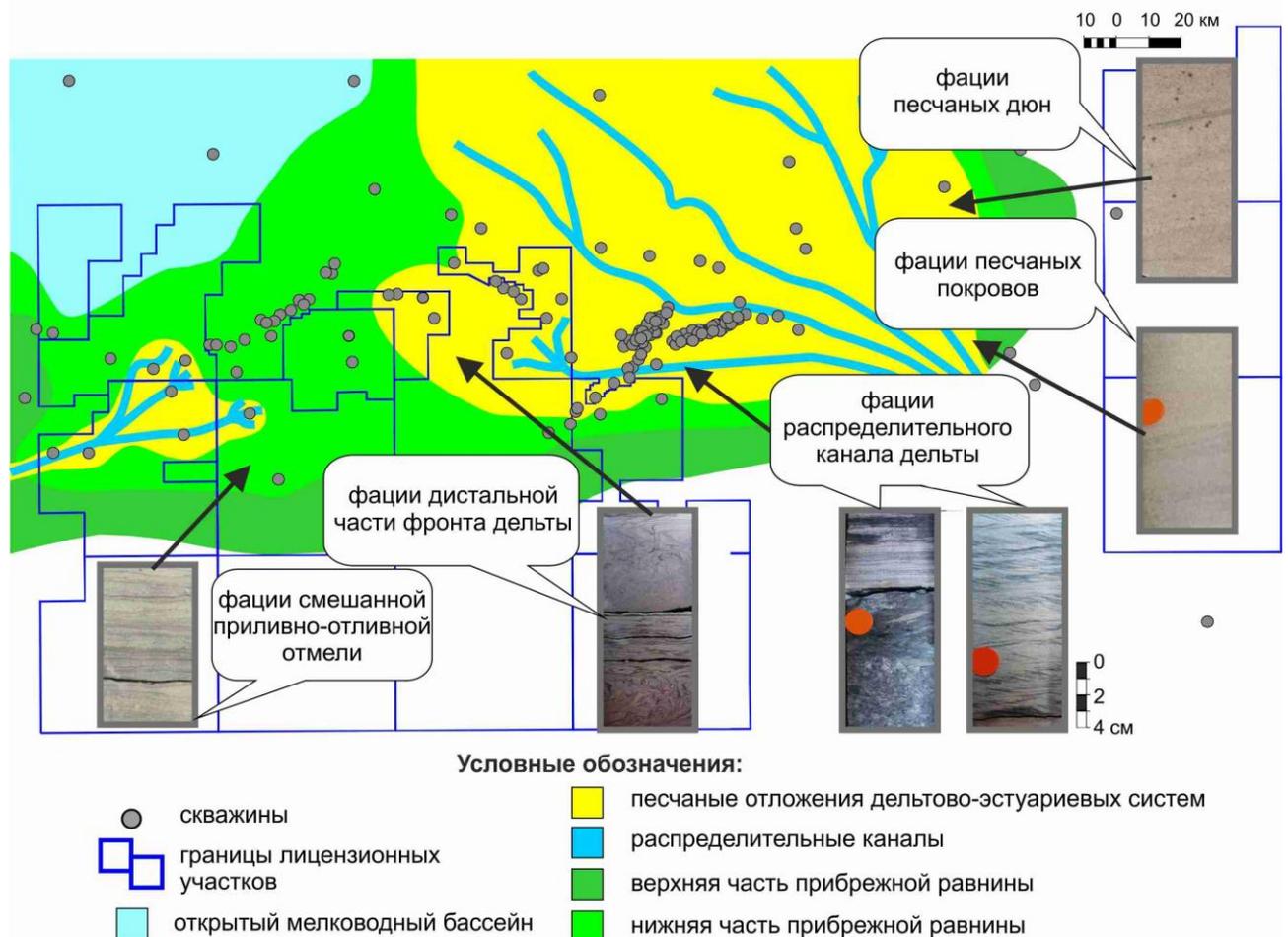


Рисунок 14 – Фациальная модель отложений пласта JR-80-100

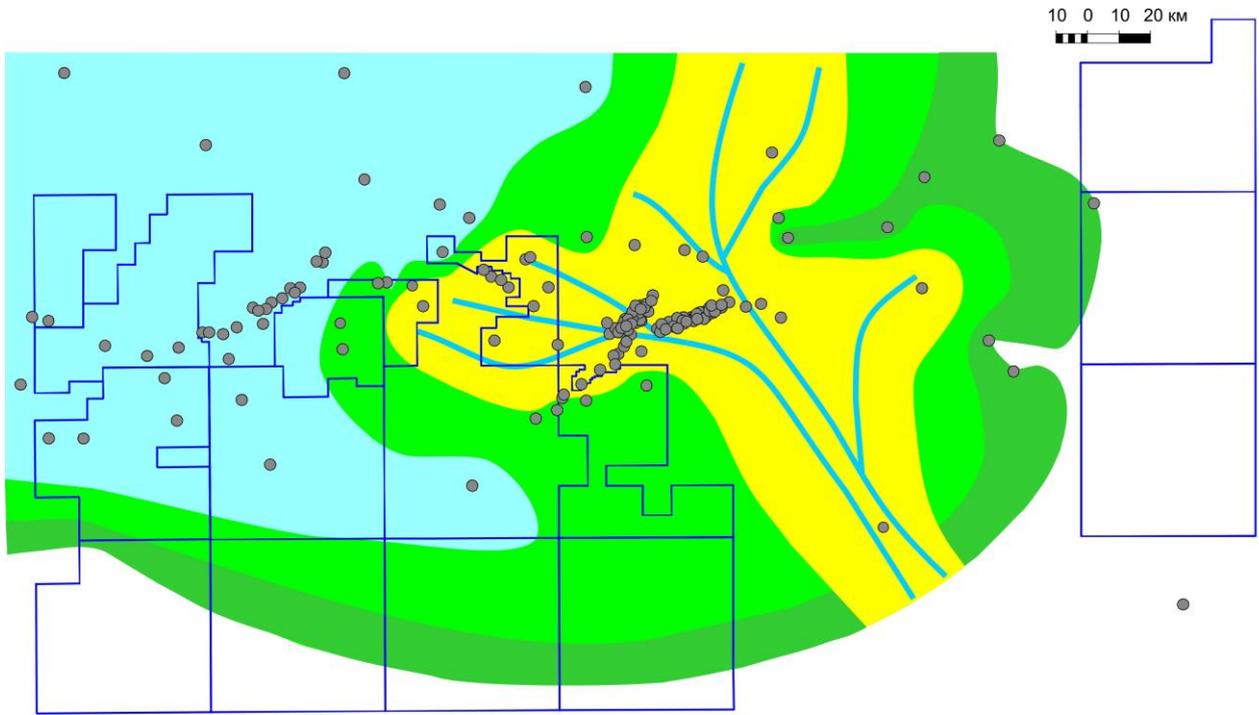


Рисунок 15 – Фациальная модель отложений пласта JR-70В  
(условные обозначения см. на рисунке 14)

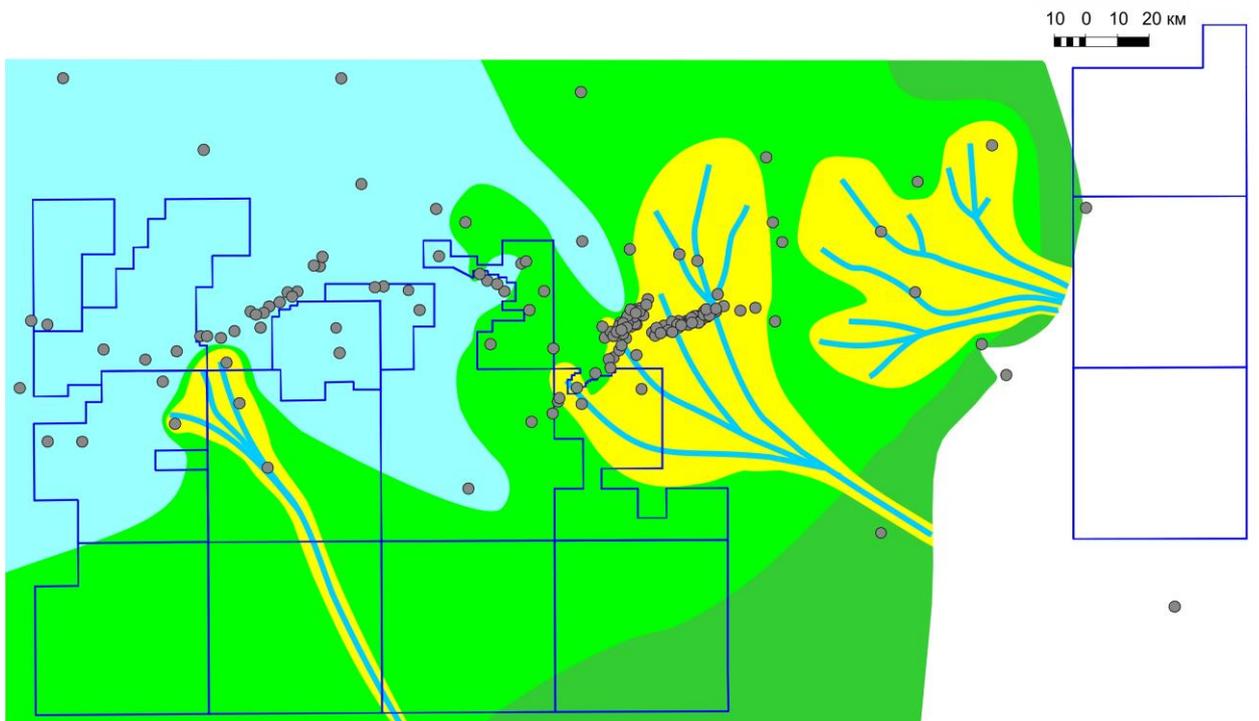


Рисунок 16 – Фациальная модель отложений пласта JR-70А  
(условные обозначения см. на рисунке 14)

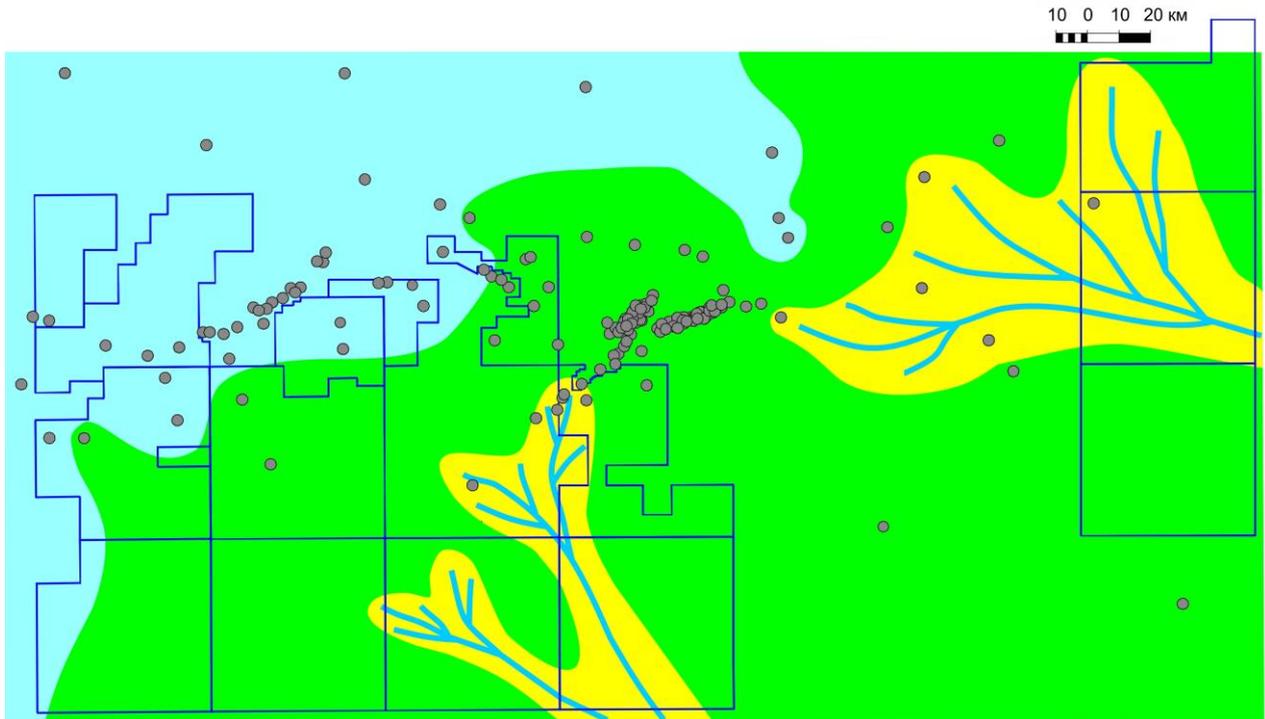


Рисунок 17 – Фациальная модель отложений пласта JR-50-60  
(условные обозначения см. на рисунке 14)

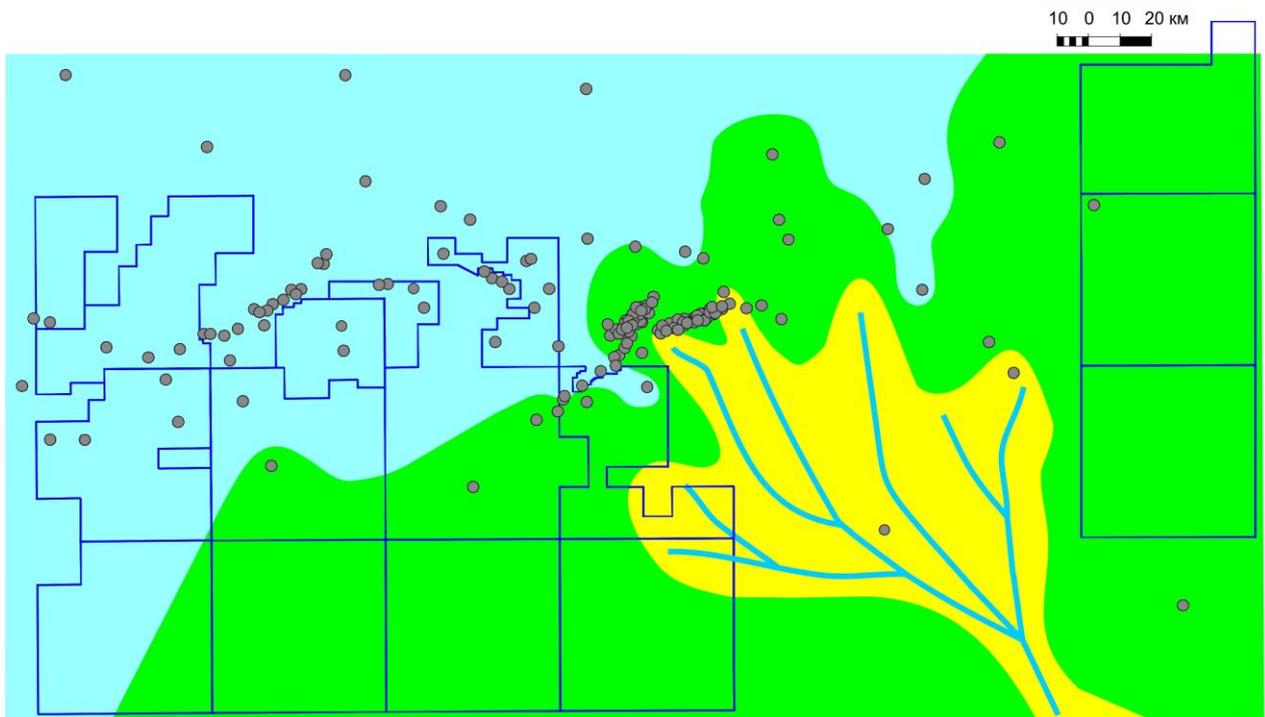


Рисунок 18 – Фациальная модель отложений пласта JR-10  
(условные обозначения см. на рисунке 14)

### 2.2.2. Покрышки

В основу раздела положены результаты региональных исследований. Отложения формации Журуа перекрыты мощной галогенно-карбонатной формацией Карауари позднего карбона, являющейся региональным флюидоупором. Состав ее, в основном, глинисто-карбонатно-ангидритовый, встречаются пласты каменной соли, в среднем их мощность составляет около 50 м. Непосредственно она контролирует нефтегазоконденсатную залежь в резервуаре JR-10 месторождения Рио Уруку Лесте.

Зональные покрышки, непосредственно контролирующие залежи в резервуарах JR-80-100, JR-70B, JR-70A, JR-50-60, также приурочены к формации Журуа и индексированы снизу вверх как Seal 1, Seal 2, Seal 3.

Покрышка Seal 1 контролирует залежи в объединенном резервуаре JR-70B-100, Seal 2 – в резервуаре JR-70A, Seal 3 – в резервуаре JR-50-60.

Покрышка Seal 1 имеет ангидритовый состав. Ее максимальные мощности зафиксированы в западной части суббассейна (рисунок 19). Сокращение мощности вплоть до выклинивания происходит в восточном и, вероятно, в южном направлениях к границе суббассейна. Черная толстая изопахита 5 м очерчивает на карте области, в которых под покрышкой встречены залежи углеводородов.

Стратиграфический интервал покрышки Seal 2 имеет примерно одинаковую мощность по всему суббассейну. Качество покрышки определяется содержанием в ней ангидритов. На рисунке 20 приведена карта средней плотности пород в покрышке по данным плотностного каротажа. Поскольку ангидрит является минералом с аномально высокой плотностью, указанная схема отражает содержание ангидрита. Из рисунка видно, что замещение ангидрита на менее плотные терригенно-карбонатные отложения происходит в восточной, а возможно, и в южной частях суббассейна. Над продуктивными структурами мощность ангидритов в среднем составляет 3м.

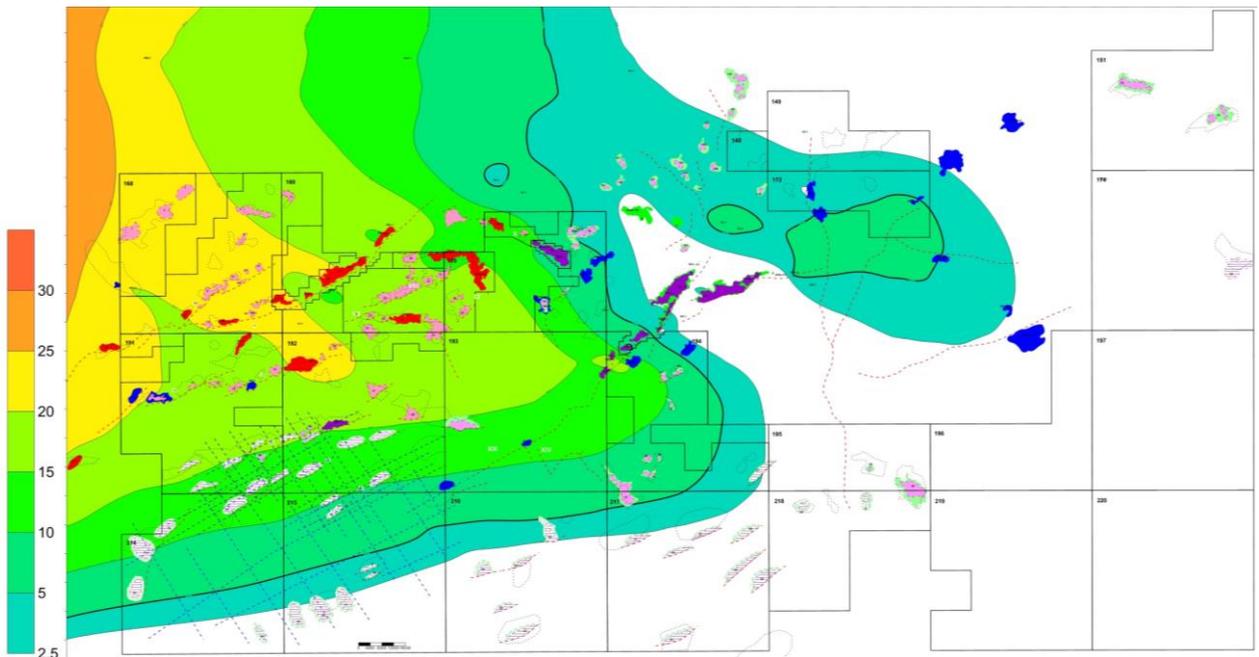


Рисунок 19 – Карта мощности покрывки Seal 1

Совместный анализ приведенной схемы с данными по нефтегазоносности отложений показывает, что изолиния средней плотности пород в покрывке  $2.725 \text{ г/см}^3$  ограничивает районы распространения покрывки, контролирующей залежи с этажом нефтегазоносности, в среднем, до 100м при мощности ангидритовых покрывок от 1.8м до 6.4м. На схеме корреляции (рисунок 22) зоны распространения ангидритов по разрезу показаны зеленым цветом на кривой гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГКп).

Галито-ангидритовая покрывка высокого качества Seal 3 в западной части площади контролирует продуктивность резервуара JR-50-60, а в центральной и, вероятно, восточной частях – JR-60-100. На рисунке 21 приведена схема мощности покрывки. Максимальные мощности зафиксированы в западной части суббассейна, где она сложена преимущественно галитом. Область распространения пласта галитов приблизительно ограничена изопакитой 12,5 м (жирная черная линия). На остальной территории имеет преимущественно ангидритовый состав. При мощности около 9 м контролирует одно из самых крупных месторождений суббассейна – Рио Уруку Лесте. Над продуктивными структурами мощность ангидритов в среднем составляет 6м.

Сокращение мощности происходит в восточном и, вероятно, в южном направлениях к границе суббассейна. На периферии суббассейна ангидриты постепенно замещаются доломитами и известняками, что должно ухудшать экранирующие свойства покрывки.

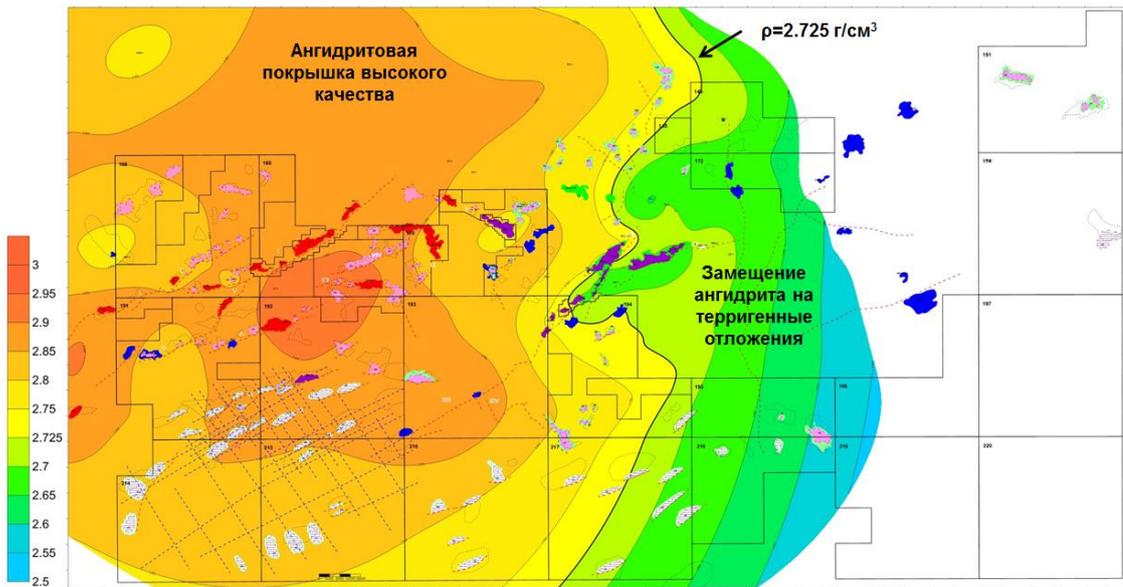


Рисунок 20 – Схема плотности интервала покрывки Seal 2 по данным ГИС

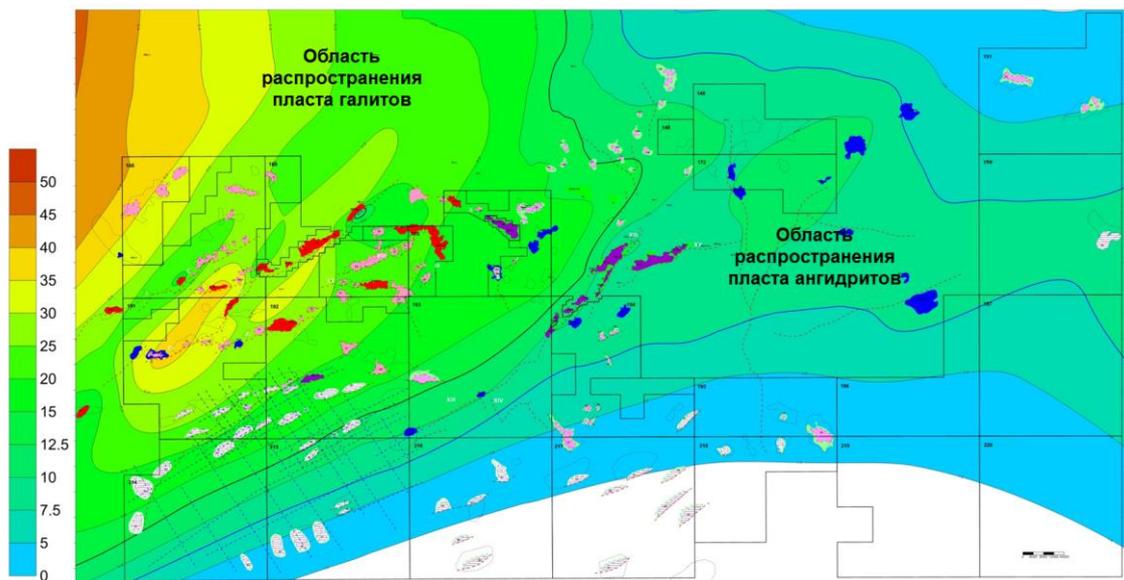
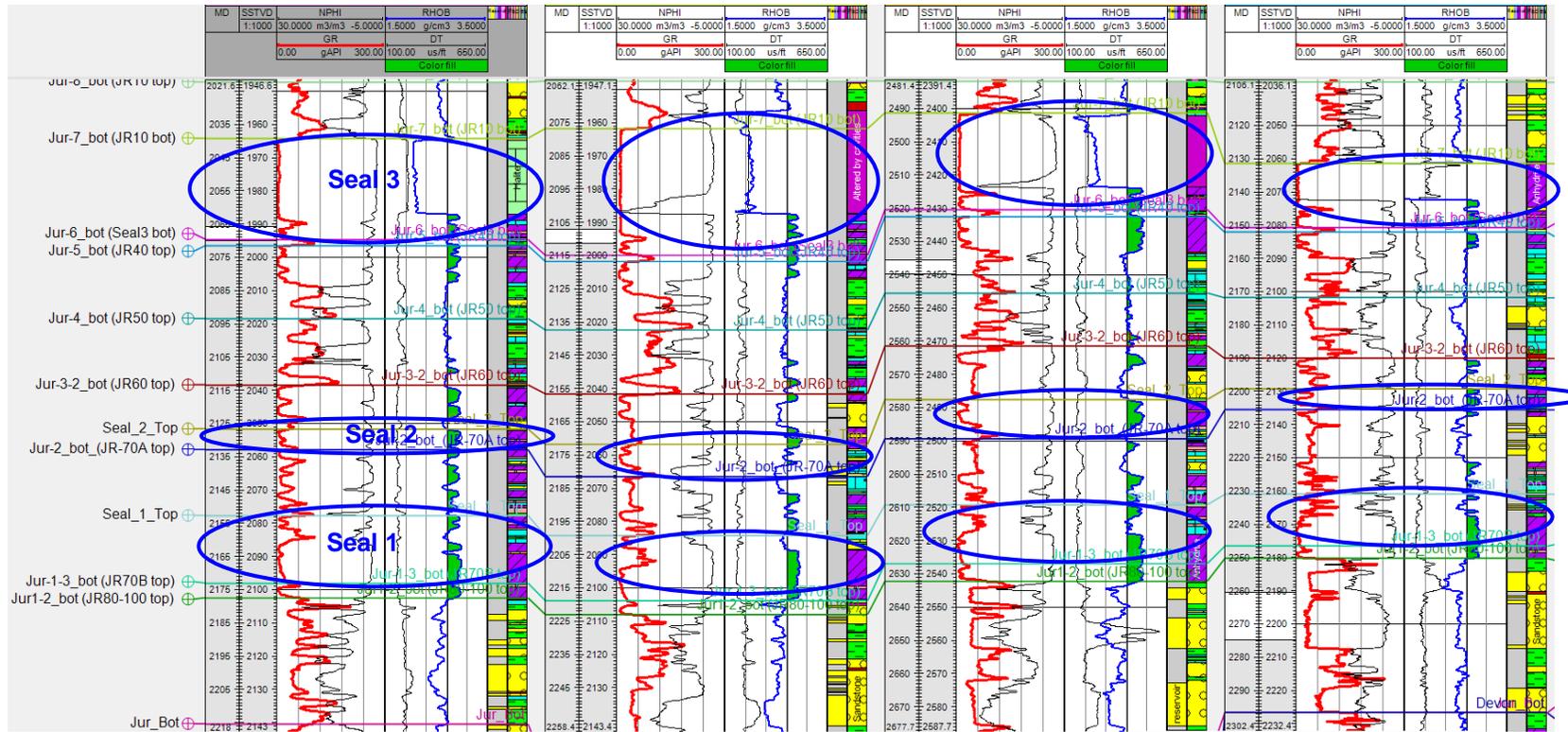


Рисунок 21 – Карта мощности покрывки Seal 3

Анализ результатов разведочных работ на месторождении Рио Уруку позволил оценить минимальную мощность ангидритовой покрывки, удерживающей нефтегазоконденсатную залежь. Нефтегазоносность пластов JR80-100 и JR70В определяется тектоническими нарушениями. Мощность локальной ангидритовой покрывки Seal 0 над пластом JR80-100 в южном блоке находится в пределах от 2 до 3.7 м при среднем значении 2.5 м. В пластах JR80-100 и JR70В формируются самостоятельные залежи УВ. В восточном блоке существуют участки с уменьшением мощности покрывки Seal 0 до 1 м. (рисунок 23).



**Условные обозначения:**

- |                              |                               |             |  |            |
|------------------------------|-------------------------------|-------------|--|------------|
| тектонические нарушения      | границы лицензионных участков | коллектор   | <b>Интерпретация ГИС:</b>                        | песчаник   |
| структурные тренды           | линия корреляционного профиля | неколлектор | плотность по данным ГГКП > 2.72 г/см³ (ангидрит) | алевролит  |
| скважины                     |                               |             |  | калкаренит |
| ключевые скважины успешные   |                               |             |  | доломит    |
| ключевые скважины неуспешные |                               |             |  | ангидрит   |
|                              |                               |             |  | галит      |

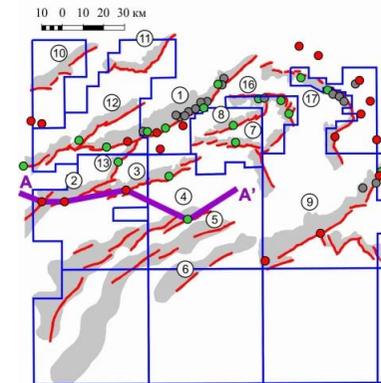


Рисунок 22 – Распространение покрышек Seal 1, Seal 2 и Seal 3 в разрезе (качество покрышки и мощность)

В пластах JR80-100 и JR70B может сформироваться единая нефтегазовая залежь, либо залежи в группе пластов JR70 (пласт JR80-100 водонасыщен). Сокращение мощности ангидритовой покрышки с 2.5 м до 1 м привело к снижению ее удерживающей способности и формированию единой залежи в резервуаре JR-70B-100 под покрышкой Seal 1, залегающей выше покрышки Seal 0.

Так образом, можно утверждать, что мощность ангидритовой покрышки 1.8 м (среднее между 2.5 м и 1 м) является критической для контроля нефтегазоносности. При мощности покрышки между пластами менее 1.8 м в них будет формироваться единая залежь углеводородов, контролируемая залегающей выше покрышкой. При мощности ангидритовой покрышки более 1.8 м она контролирует самостоятельные залежи УВ (южный блок). В направлении северо-восток зона раздела между пластами 70B и JR80-100 наличие нефтегазоносности зависит от свойств покрышки Seal 1.

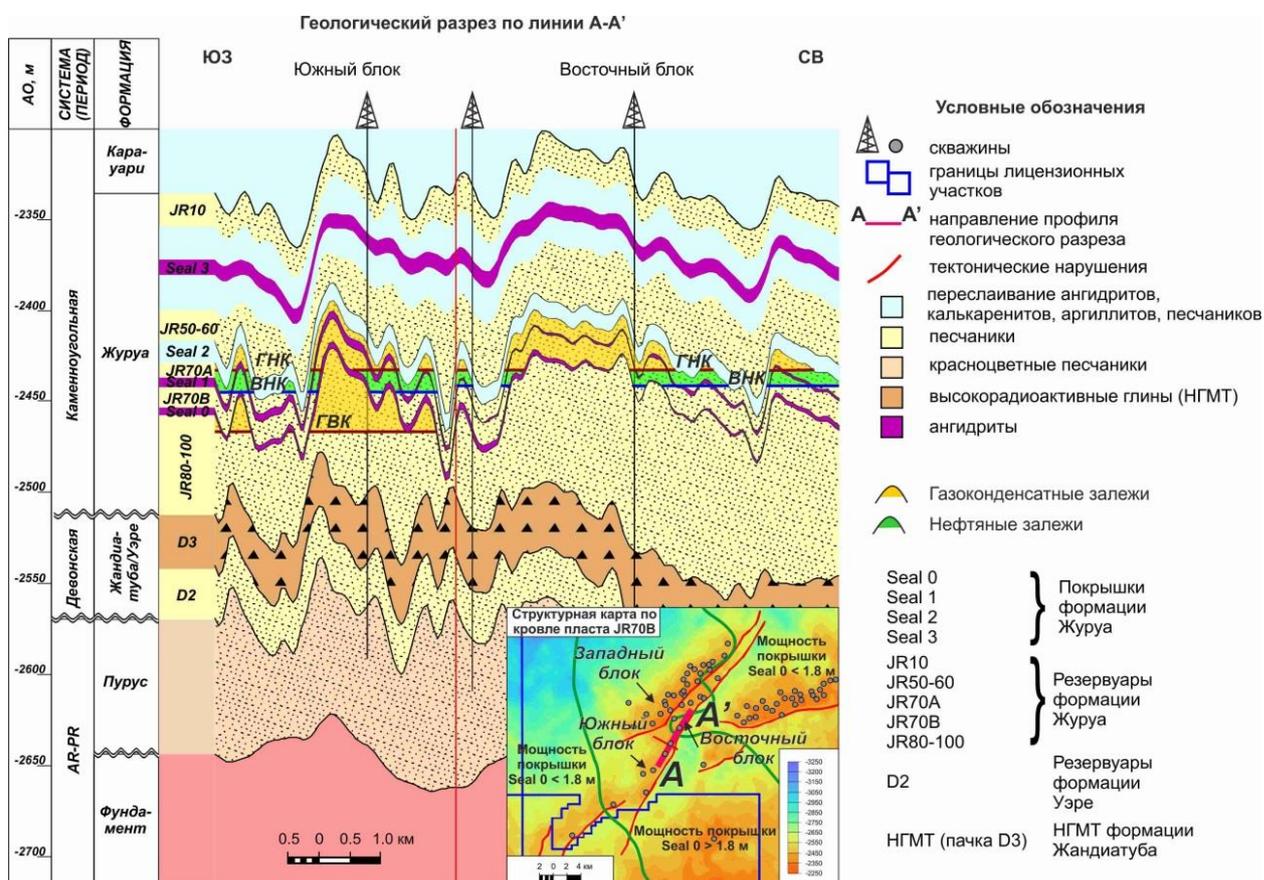


Рисунок 23 – Обоснование минимальной мощности покрышки

В восточной прибортовой зоне суббассейна отмечается сокращение мощности и выклинивание покрышек. Тектонические нарушения, выявленные по данным 2D сейсмических исследований, могли вызвать снижение экраняющих свойств покрышки.

### 2.2.3. Нефтегазоматеринские толщи

В суббассейне Журуа в девонский период периодически накапливались преимущественно глинистые отложения, богатые органическим веществом [164]. В условиях трансгрессии моря процессы осадконакопления происходили в анаэробных условиях, что способствовало сохранности ОВ в глинистых интервалах [164].

Результаты аналитических исследований (определения Сорг и Rock Eval) заимствованы из архивных источников. Анализ, обобщение и интерпретация аналитических данных выполнены лично автором диссертации. Так в работе [35] отмечено, что нужно относиться с осторожностью к интерпретации данных пиролиза ОВ в пробах, где получены низкие значения пика S2 (менее или равен 0,1 мг УВ/г породы) и Сорг (менее 0,5 %), которые могут внести значительную погрешность в определение Tmax. Этот момент принимался во внимание при оценке средних значений Сорг и пика S2 в точках скважин.

В разрезе выделяются три доказанные нефтегазоматеринские толщи: живетского, франского, фаменского возрастов [133]. Отложения НГМТ распространены не повсеместно, а лишь во внутренней (центральной) части суббассейна (рисунок 24). Особенности пространственного распространения нефтегазоматеринских отложений девона свидетельствуют о существовании в период их накопления обособленной прогнутой зоны.

*Живетская НГМТ* распространена только в самой осевой части девонского палеопргиба. Мощность толщи изменяется от 0 до 17 м, в среднем составляет 3 м. Выклинивание материнских отложений на бортах прогиба происходит, в основном, вследствие замещения их песчаниками.

На диаграмме Ван-Кревелена (рисунок 26) одна часть образцов, соответствующих Живетской НГМТ, попадает в область самых низких значений кислородного (ОІ) и водородного (НІ) индексов, а другая часть характеризуется очень низкими значениями НІ и средними значениями ОІ.

На диаграмме остаточного генерационного потенциала (рисунок 28) образцы попадают в область бедных пород: значения Сорг изменяются от 0.6-1.2 %., пик S2 – около 0.5 мгУВ/гСорг.

По мнению автора, для описанных данных возможна следующая интерпретация: Живетская НГМТ – это бедная материнская толща. Она содержит смешанное органическое вещество II – III, в значительной степени уже реализовавшее свой генерационный потенциал.

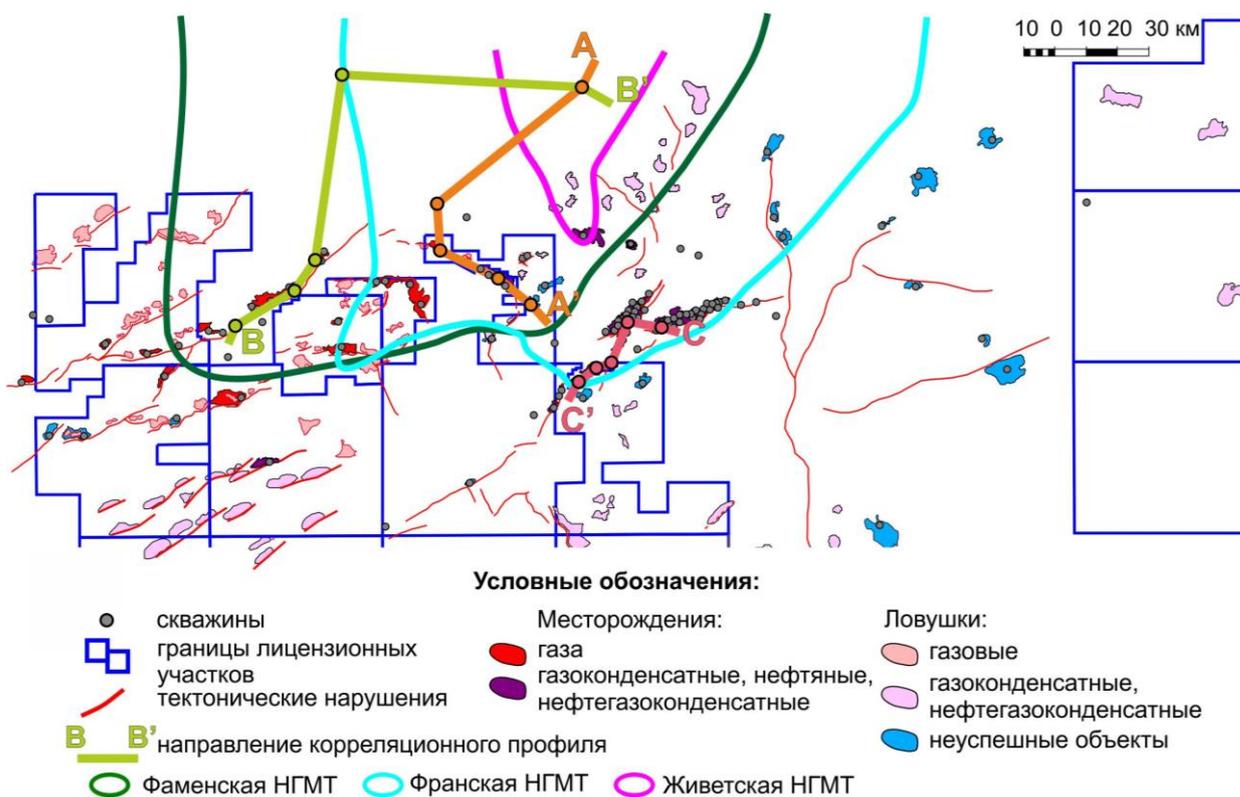


Рисунок 24 – Особенности распространения доказанных нефтегазоматеринских толщ суббассейна Журуа

*Франская НГМТ* является основной в суббассейне Журуа. Распространена в пределах девонского палеопрогиба в его центральной части (рисунок 24). Мощность толщ изменяется от 0 до 42 м, в среднем составляет около 25 м. Выклинивание материнских отложений в западной части суббассейна происходит за счет замещения на алеврито-песчаные породы. В восточной части рассматриваемая НГМТ также частично замещается на алеврито-песчаные отложения и срезается эрозионной поверхностью – подошвой формации Журуа. В южном направлении выклинивание отложений также происходит вследствие эрозии, предшествующей накоплению формации Журуа.

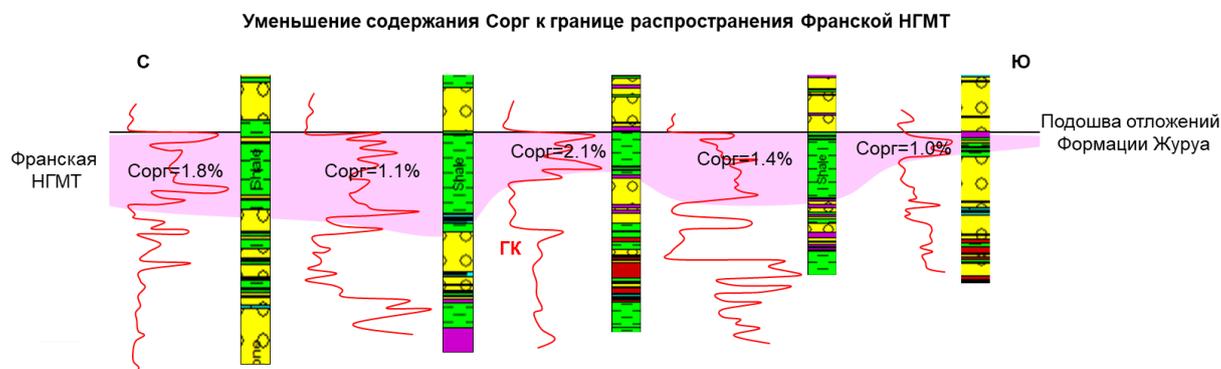


Рисунок 25 – Распространение Франской НГМТ по профилю С-С'

На диаграмме Ван-Кревелена (рисунок 26) образцы, отобранные из Франской НГМТ распадаются на две совокупности. Первая совокупность характеризуется относительно повышенными значениями НІ и пониженными значениями ОІ – по всей видимости, образцы содержат значительно преобразованную смесь керогенов II и I типов. Вторая совокупность характеризуется пониженными значениями НІ и средними значениями ОІ – вероятно, образцы содержат значительно преобразованный кероген III типа.

На диаграмме остаточного генерационного потенциала (рисунок 28) образцы попадают в область бедных пород и пород с хорошим генерационным потенциалом: Сорг в среднем до 3.5 % (максимальное значение 7.2 % в скважине 1-LUC-0001-AM), пик S2 – от 0.3 до 10 мгУВ/гСорг.

Для описанных данных предложена следующая интерпретация: Франская НГМТ являлась весьма эффективной материнской толщей. Она содержит смешанное органическое вещество I – III типов, в значительной степени уже реализовавшее свой генерационный потенциал.

Фаменская НГМТ имеет наибольшую площадь распространения в суббассейне, ее мощность изменяется от 0 до 80 м, в среднем составляет 30 м. Причиной выклинивания НГМТ является региональный размыв отложений, предшествующий накоплению формации Журуа.

Диаграмма Ван-Кревелена

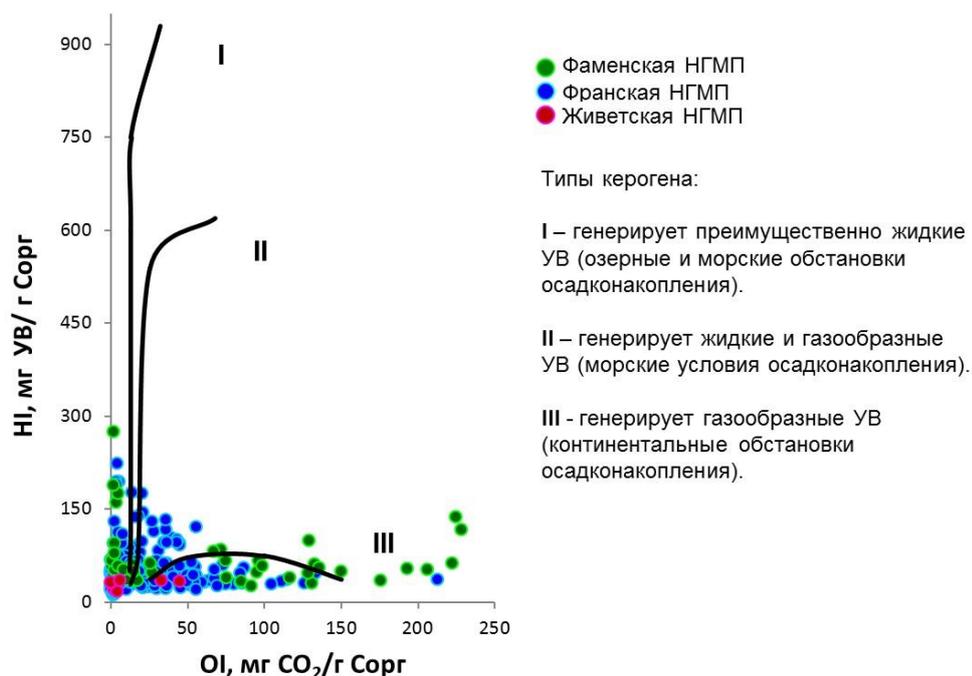
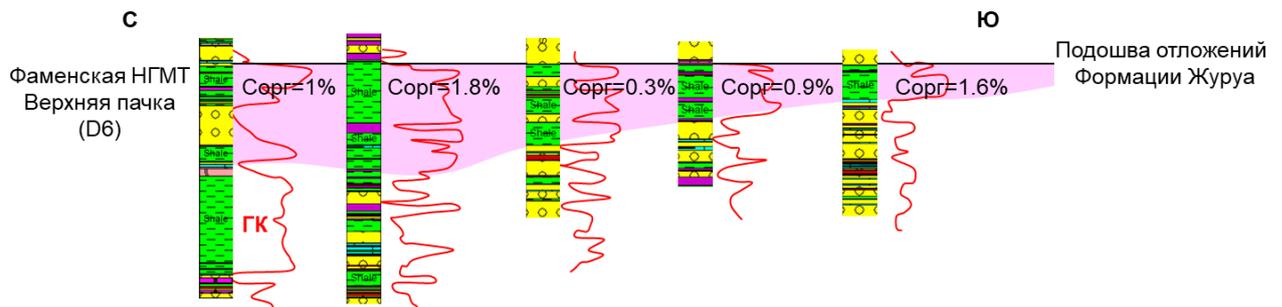


Рисунок 26 – Определение типа керогена

В составе Фаменской НГМТ выделяется две пачки: D-5 и D-6. Площади их распространения в плане имеют схожие контуры. Интегральный контур фаменской НГМТ приведен на рисунке 24. Область распространения пачки D-6 контролировалась

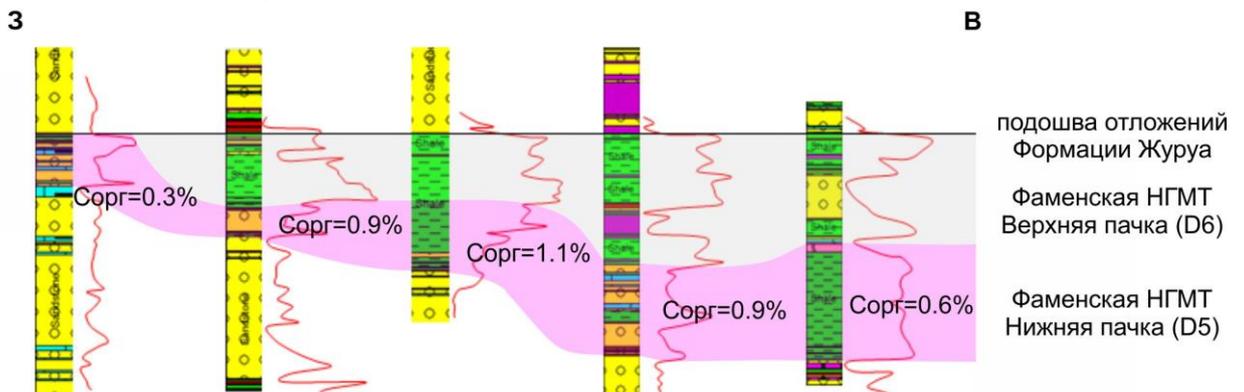
интенсивностью последующей эрозии отложений (рисунок 27). Отличительной особенностью пачки D-5 является опесчанивание ее в западной части суббассейна (рисунок 27).

**Увеличение содержания Сорг к границе распространения пачки D6. Эрозия кровельной части Фаменской НГМТ**



а) разрез по профилю А-А'

**Опесчанивание и уменьшение содержания Сорг пачки D5 в западном направлении**



б) разрез по профилю В-В'

Рисунок 27 – Распространение Фаменской НГМТ

На диаграмме Ван-Кревелена (рисунок 26) образцы, отобранные из Фаменской НГМТ четко распадаются на две совокупности. Первая совокупность характеризуется относительно повышенными значениями  $HI$  и пониженными значениями  $OI$  – как и в предыдущем случае, высказано предположение, что, образцы содержат значительно преобразованную смесь керогенов II и I типов. Вторая совокупность характеризуется пониженными значениями  $HI$  и средними-высокими значениями  $OI$  – по-видимому, образцы содержат значительно преобразованный кероген III типа.

По данным геохимических исследований формации Баррейринха (Barreirinha) бассейна Амазонас (аналог НГМТ формации Жандиатуба в бассейне Солимоинс) установлено, что битуминозные аргиллиты подошвенной части (ранний фран – ранний фамен) относятся к II типу керогена ( $HI = 100 - 400$  мг УВ/г Сорг,  $IO < 50$  мг  $CO_2$ /г Сорг), кровельной части (фамен) к III типу керогена ( $HI < 200$  мг УВ/г Сорг,  $IO \approx 300$  мг  $CO_2$ /г Сорг) [171]. Интерпретация точек со значениями  $IO < 25$  мг  $CO_2$ /г Сорг и  $HI < 300$  мг УВ/г Сорг является проблематичной – на

графике выглядят облаком сближенных точек. При выполнении бассейнового моделирования, учитывая фактические данные геохимических исследований для фаменской НГМТ и франской НГМТ, использована смесь II и III типов керогена.

На диаграмме остаточного генерационного потенциала (рисунок 28) образцы попадают, в основном, в область бедных пород: Сорг изменяется от 0.5 до 5 %, – в среднем около 1.5%, пик S2 – от 0.3 до 3 мгУВ/гСорг. Средневзвешенные значения Сорг отражают тенденцию уменьшения концентрации органического вещества и объема генерации УВ вниз по разрезу.

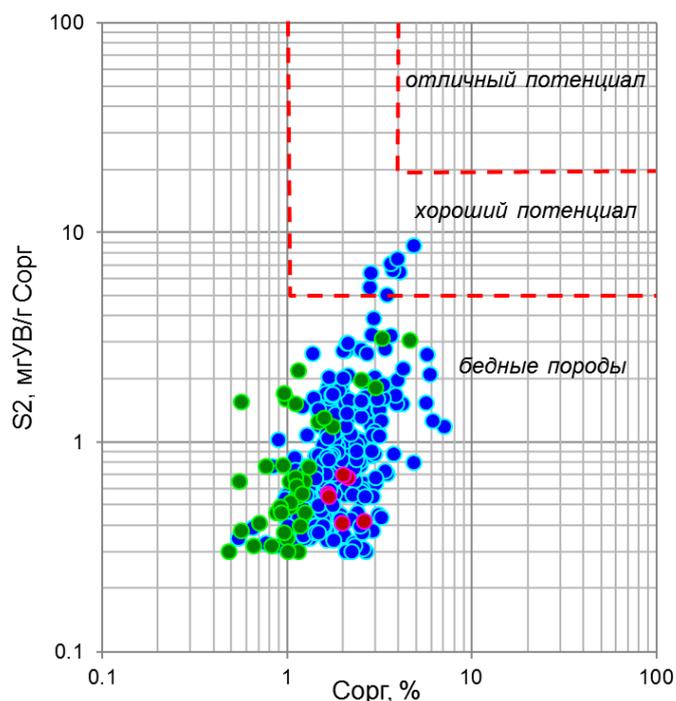


Рисунок 28 – Остаточный генерационный потенциал интервалов НГМТ суббассейна Журуа (цветовые коды точек см. на рисунке 26)

Для установления генетической связи между открытыми месторождениями УВ и материнскими толщами проведен анализ изотопов углерода газов и органического вещества. Установлено, что газы имеют термогенное происхождение [109], [205]. В районе месторождений Уруку и Арааканга значение изотопов углерода метана составляет  $\approx -35\%$  до  $41\%$ , в районе месторождений группы Журуа  $\approx 30\%$ . Значительная дифференциация трендов изотопов С-содержащих газов наблюдается для компонентов пропана и бутана. При этом изотопный состав Сорг Франской НГМТ характеризуется величинами  $\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}} = -29$ , Сорг Фаменской  $\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}} = -24\%$  (рисунок 29). Что говорит о схожести источника и аккумуляций УВ. Таким образом, фактическая зрелость отложений НГМТ обуславливает фазовый состав УВ открытых залежей.

Поскольку основное заполнение происходило по разломам, не исключается присутствие газов глубинного происхождения. Авторы статьи [205] утверждают, что порядка 20% объема

аккумуляций метана на западе суббассейна Журуа может быть образована за счет окислительно-восстановительных реакций сидерита (наличие установлено в интервале Фаменской НГМТ по данным лабораторных исследований) с водой, выделения соединений водорода и последующего связывания его с углекислым газом, поступающим в процессе гидродермальной циркуляции флюидов.

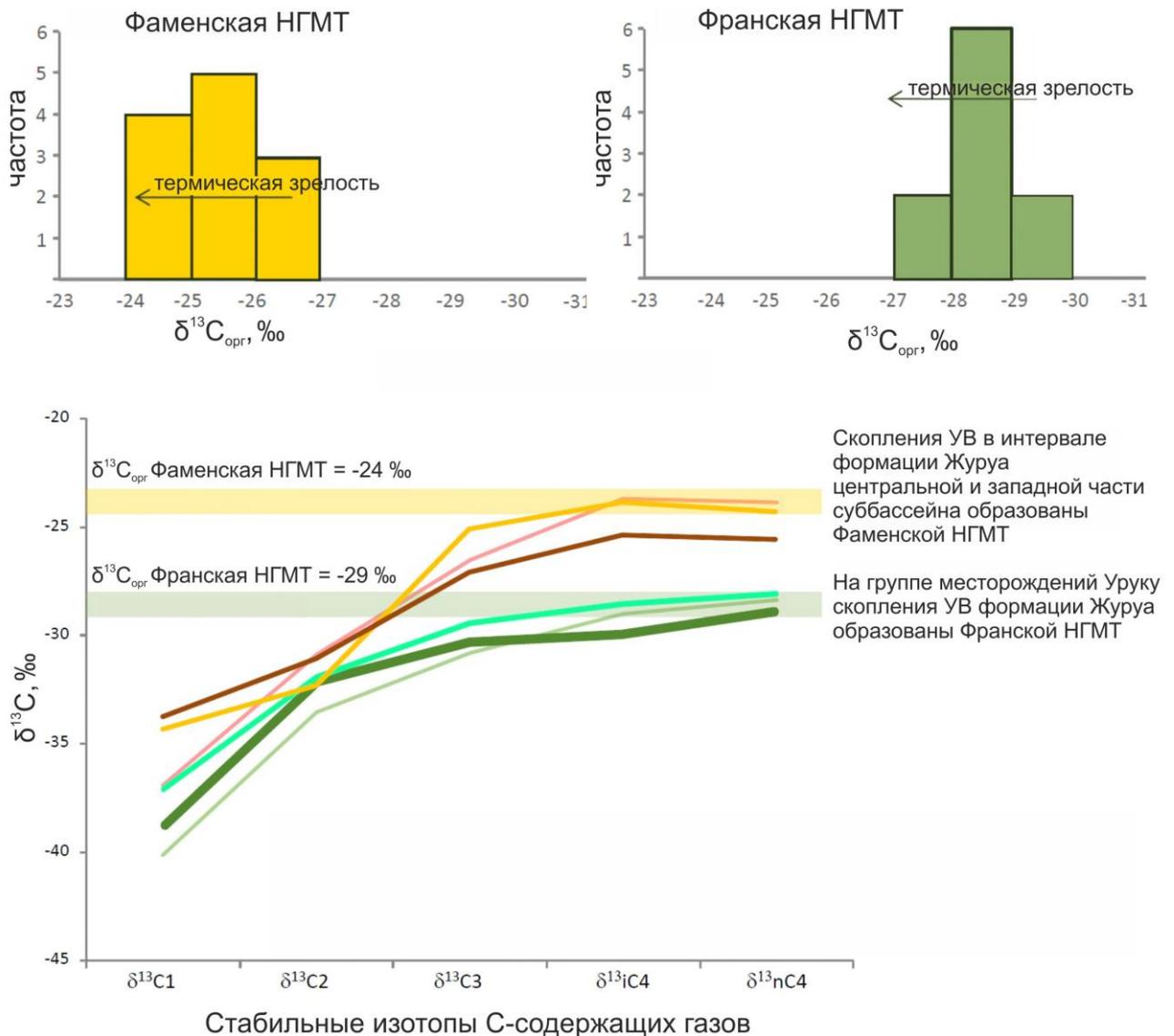


Рисунок 29 – Изотопный состав углерода ОВ и С-содержащих газов

Корреляция нефть-ОВ не представляется возможной, так как зрелость НГМТ в суббассейне соответствует грациям более МК<sub>3</sub> ( $R_o > 1-1.1\%$ ), что предполагает отсутствие стеранов и тритерпанов.

В разделе 1.4 уже говорилось о том, что прогноз нефтегазоносности периферийных частей суббассейна напрямую связан с прогнозом самостоятельных очагов генерации углеводородов. В заключении раздела, посвященного анализу материнских отложений,

необходимо остановиться на вопросе о наличии в суббассейне *нефтегазоматеринской толщи Жутай* силур-девонского возраста.

Анализ данных поискового бурения показал, что в западной части исследованной территории в ряде скважин ниже продуктивных отложений формации Журуа отмечена толща терригенного состава неясного стратиграфического положения и литологического состава (рисунок 30). Это толща может быть формацией Жутай.

Формация Жутай силур-девонского возраста, представленная темными серыми и коричневыми глинами с прослоями песчаников и серых алевролитов [158] – это доказанной нефтегазоматеринская толща в суббассейне Жандиатуба (западнее суббассейна Журуа).

Отложения формации имеют ограниченное площадное распространение до свода Карауари и несогласно залегают на отложениях формации Бенжамин Констант (ордовик) или кристаллическом докембрийском фундаменте (рисунок 31).

Вполне возможно, что скважинами на рисунке 30 вскрыт один из таких очагов. Доказать это – задача для последующего поискового бурения в районе. На нынешней стадии изученности для определения перспектив нефтегазоносности западной периферии суббассейна Журуа можно использовать бассейновое моделирование как технологию проверки генетических гипотез.

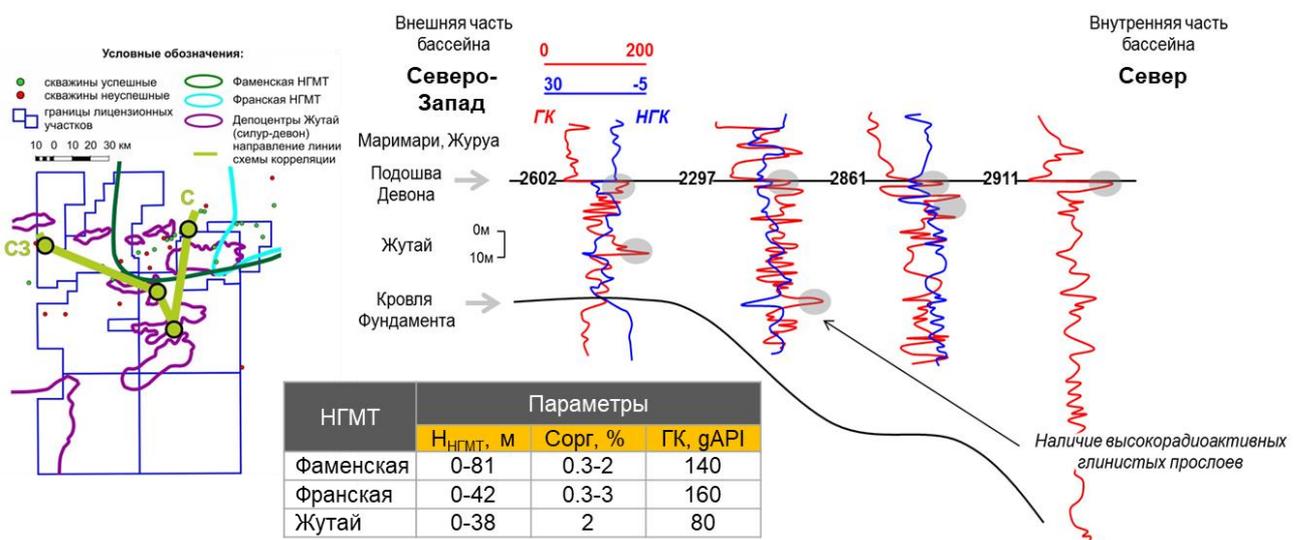


Рисунок 30 – Корреляционная схема по линии скважин северо-западной части суббассейна

При выполнении первой итерации 3D бассейнового моделирования при наличии доказанных НГМТ не удалось получить заполнение УВ месторождения Тукума, что противоречит фактическим данным (рисунок 32). Поэтому была рассмотрена гипотеза наличия дополнительного депоцентра генерации УВ формации Жутай, закартированного между подошвой отложений группы Маримари и кровлей фундамента в северо-западной части суббассейна [83].

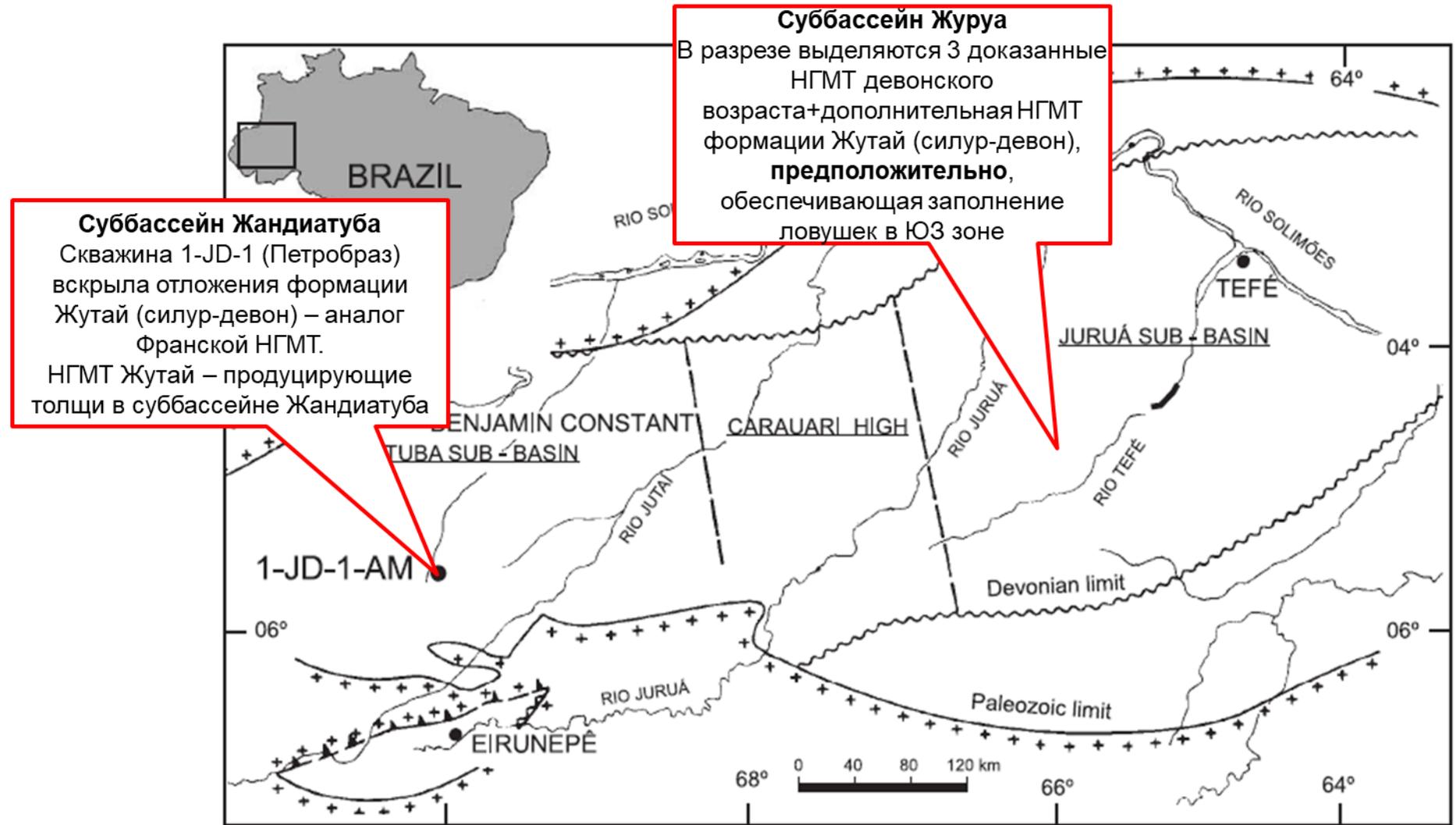
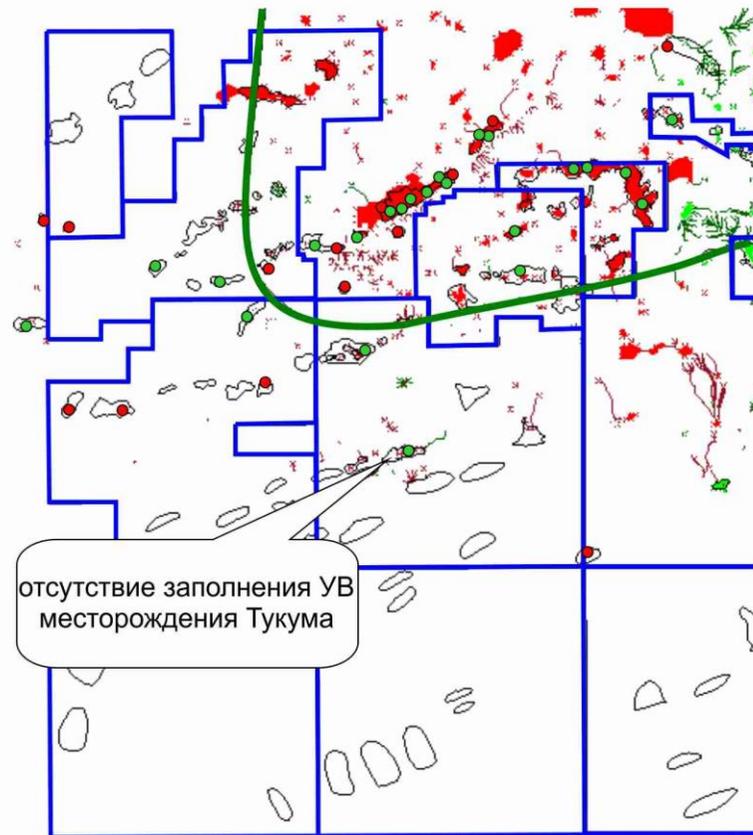
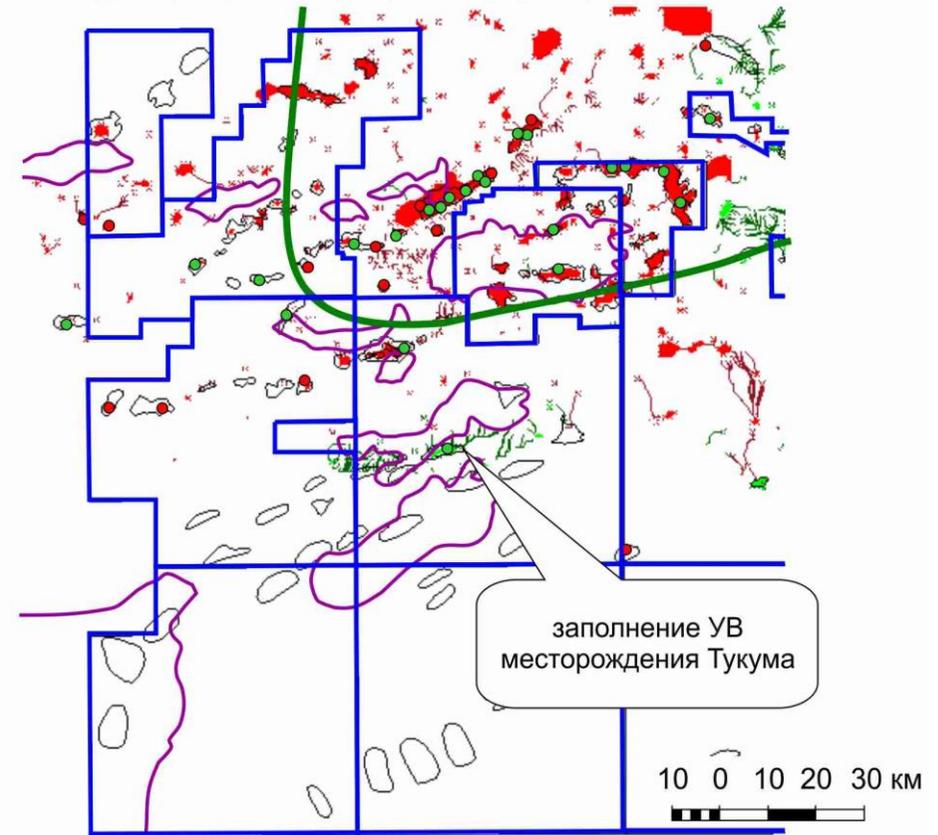


Рисунок 31 – Расположение стратотипической скважины 1-JD-1, вскрывшей отложения формации Жутай (рисунок заимствован из статьи С. Rubinstein и др. 2005)

Сценарий 1. Отсутствие депоцентров формации Жутай.  
Заполнение только из доказанной Фаменской НГМТ



Сценарий 2 (базовый). Заполнение из  
доказанной Фаменской НГМТ и гипотетических  
депоцентров генерации УВ формации Жутай



**Условные обозначения:**

- |   |                               |  |                                    |   |  |
|---|-------------------------------|--|------------------------------------|---|--|
|  | границы лицензионных участков |  | аккумуляции нефти и газоконденсата |  | аккумуляции газообразных УВ                          |
|  | Фаменская НГМТ                |   | Депоцентры Жутай (силур-девон)     |  | скважины успешные                                    |
|   |                               |  |                                    |  | скважины неуспешные                                  |
|   |                               |  |                                    |  | контуры разбуренных структур и перспективных ловушек |

Рисунок 32 – Фрагмент результатов 3D бассейнового моделирования для ЮЗ зоны

#### 2.2.4. Ловушки углеводородов

Структурный фактор является определяющим для формирования залежей в суббассейне Журуа. Все открытые месторождения входят в состав структурных трендов северо-восточного и северо-западного простирания амплитудой до 250 м. и приурочены к структурным тектонически экранированным ловушкам. Структурные тренды – это линейно ориентированные положительные валообразные структуры III порядка, ограниченные взбросами. Образование структурных трендов связано с тектоно-динамическими процессами, происходившими в период орогенеза Журуа (наиболее вероятно, в герцинскую эпоху складчатости, возможно, самый конец карбона, пермь, триас), связанного с началом субдукции литосферных плит на западной границе континента 250 - 300 млн. л. назад [131].

Формирование структурных трендов обусловлено действием напряжений, направленных под разными углами к продольной оси бассейна с запада. Условия формирования структурных трендов вызвало ограничение ловушек круто падающими взбросами с юго-восточной стороны и преимущественным падением сместителя в северо-западном направлении.

Амплитуды продуктивных и непродуктивных структур с привязкой к структурным трендам и тектоническим нарушениям показаны на рисунке 33.

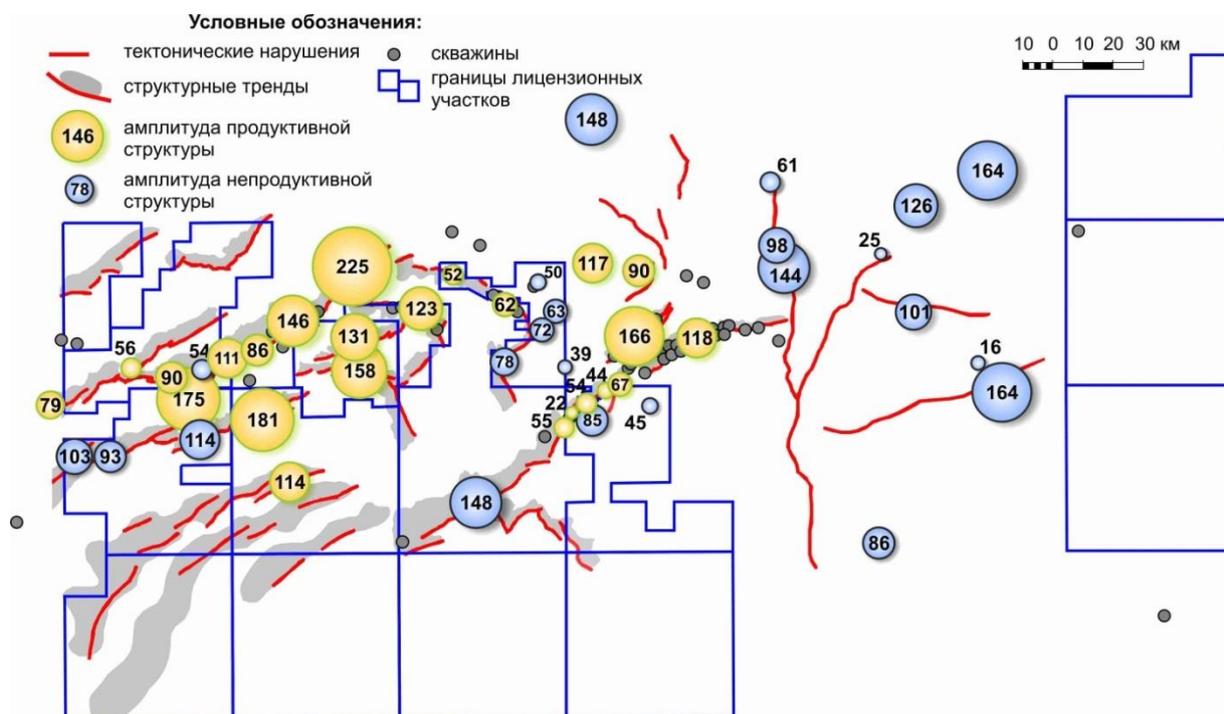


Рисунок 33 – Амплитуды структур по подошве покрышки резервуара JR70В

Осложняющим фактором при прогнозе структурного плана отложений является наличие в разрезе интрузивных тел, значительно выделяющихся по электрическим и упругим свойствам.

Влияние интрузивных тел на вмещающие породы приводит к искажению скоростного закона, некорректному прогнозу структурного плана, созданию ложных структур в разрезе чехла [184]. Погрешность структурных построений в среднем по суббассейну составляет  $\approx \pm 65$  м. Порядка 60 % структур с амплитудой  $< 65$  м непродуктивны.

#### 2.2.5. Вмещающие отложения

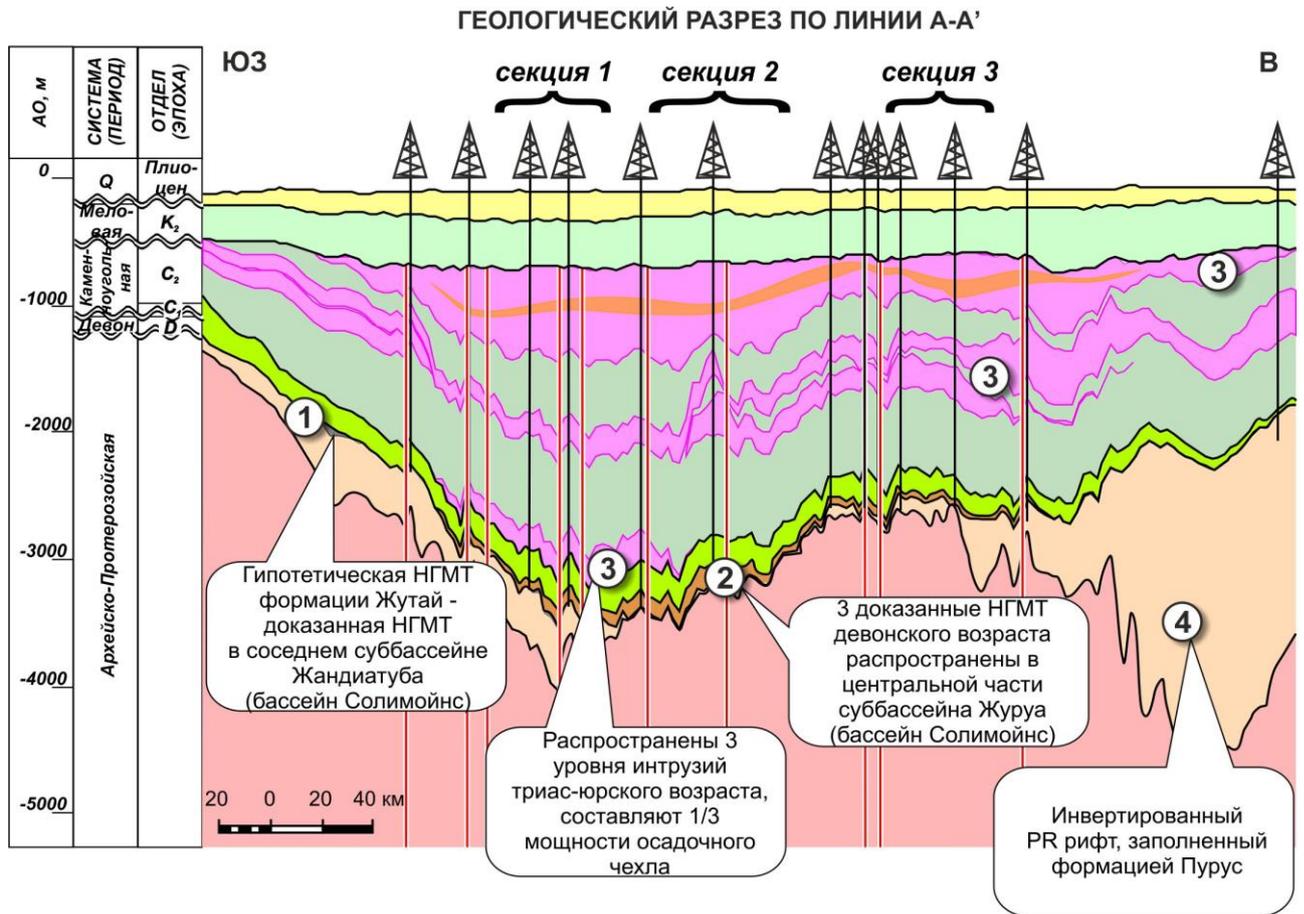
Как уже отмечалось выше, в работе [А. Перрадон, П. Массе, 1984] в понятие нефтяной системы включены не только такие элементы как нефтегазоматеринская толща, резервуар, покрывка, но и толща вмещающих (перекрывающих) пород. Последние рассматриваются как один из главных факторов, контролирующих процессы созревания органического вещества в нефтегазоносном бассейне.

Отложения, залегающие над продуктивной формацией Журуа, включают в себя:

- эвапоритовую формацию Карауари (карбон);
- терригенную формацию Фонте-Боа (пермь);
- мезо-кайнозойский терригенный комплекс, включающий формации Алтер до Чао, Солимоинс и четвертичные отложения;
- комплекс интрузий долеритов триас-юрского возраста.

В результате обобщения данных количественной оценки элементов нефтегазовой системы, результатов бурения скважин, седиментологических исследований керна и анализа литературных источников построены локальные геологические разрезы и региональный разрез суббассейна Журуа, представленные на рисунках 34 и 35.

Основной продуктивный интервал относится к формации Журуа карбонового возраста. Различный фазовый состав открытых месторождений по площади (газовые аккумуляции преимущественного метанового состава, газоконденсатные шапки с нефтяной оторочкой, газоконденсатные залежи) обусловлен дифференцированной степенью прогрева интервала нефтегазоматеринских толщ (девон) интрузивными телами (триас-юра) (рисунок 35). Нефтяные залежи приурочены к песчаникам формации Уэре (девон). Контролируют нефтегазоносность ангидритовые покрывки карбонового возраста.



**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:**

- Система:
- Четвертичная
  - Отложения формации Солимоинс
  - Меловая
  - Отложения формации Алтер-до-Чао
  - Пермская
  - Отложения формации Фоте-Боа
  - Каменноугольная
  - Отложения формации Карауари
  - Каменноугольная
  - Отложения формации Журуа
  - Триас - юрская интрузивные тела
  - Девонская
  - Отложения формации Жандиатуба (НГМТ)/ Уэре (резервуары)
  - Силур-девонская
  - Отложений формации Жутай
  - AR-PR
  - Отложений формации Пурус
  - AR-PR
  - Отложения кристаллического фундамента

**РАСПОЛОЖЕНИЕ ЛИНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА**

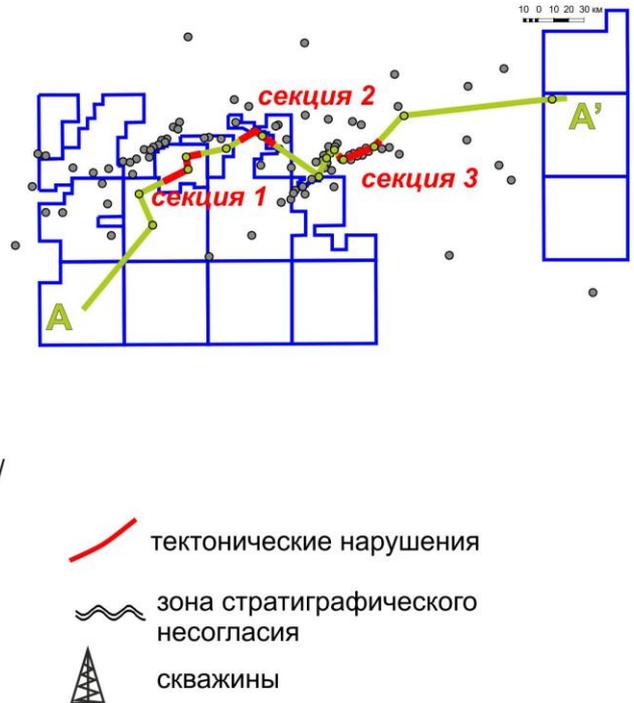


Рисунок 34 – Региональный геологический разрез по линии А-А'

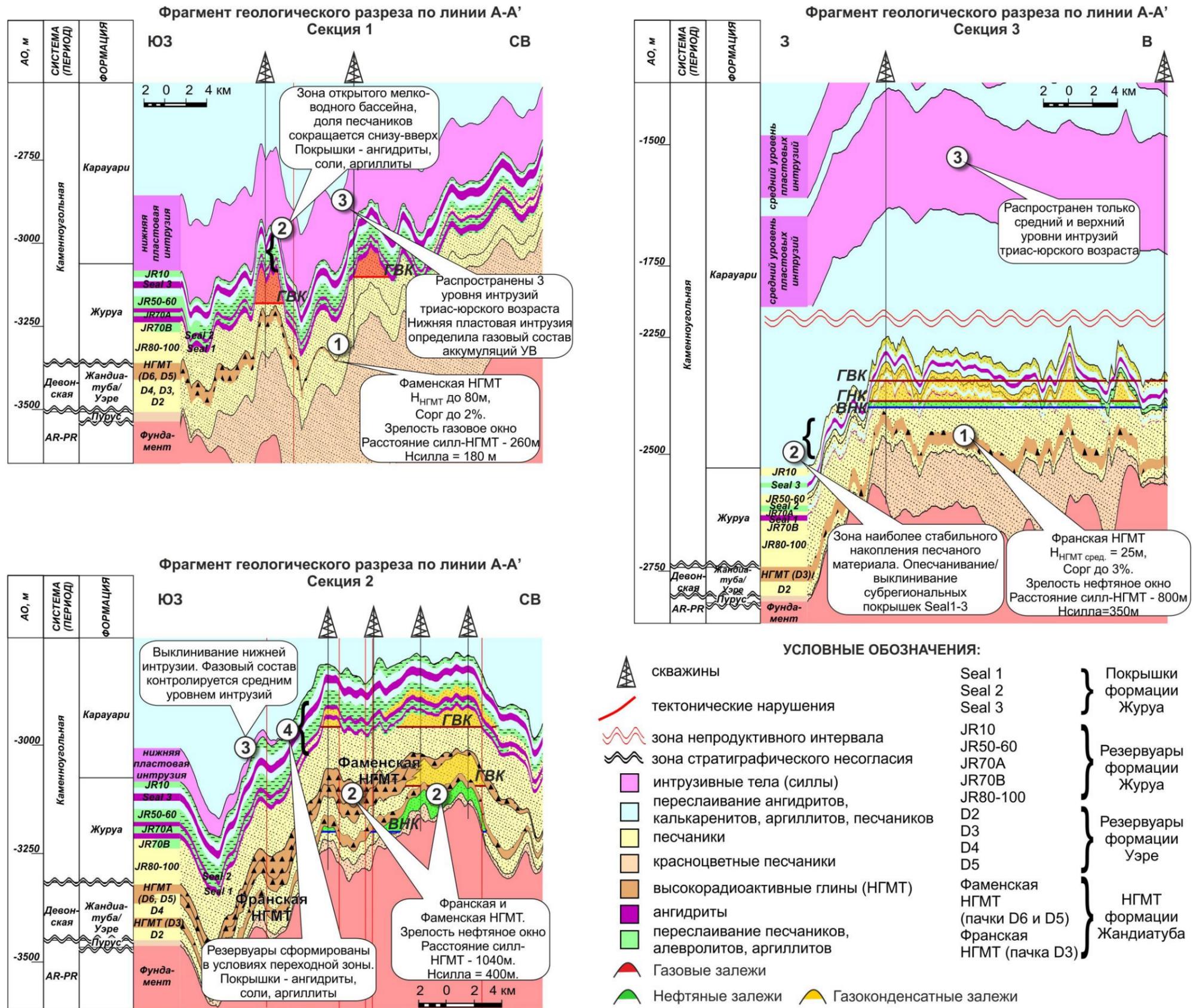


Рисунок 35 – Геологические разрезы суббассейна Журуа (бассейн Солимоинс)

### 2.2.6. Выводы

1. Технология бассейнового моделирования основана на понятии «нефтегазовая система». В современной трактовке оно включает все элементы (нефтегазоматеринскую толщу, резервуар, покрывку, ловушку, перекрывающие толщи) и процессы, контролирующие нефтидогенез в нефтегазоносном бассейне. Зрелость нефтегазоматеринской толщи суббассейна Журуа контролируется температурным влиянием интрузий на интервал генерирующих толщ, что позволяет, в соответствии с терминологией современных публикаций, отнести суббассейн к атипичным нефтегазовым системам.

2. Основными резервуарами в исследуемом суббассейне являются продуктивные горизонты JR-80-100, JR-70B, JR-70A, JR-60, JR-10 формации Журуа (карбон). Резервуары формации Уэре (девон) имеют подчиненное значение. По данным исследований, выполненных с участием автора, результатам бурения новых скважин, установлено, что:

– резервуары формации Уэре распространены только в центральной части бассейна – там, где они сохранились от размыва, предшествующего накоплению формации Журуа (карбон);

– основной резервуар суббассейна JR-80-100 распространен только в северо-западной и центральной частях суббассейна. Представлен мощной толщей субконтинентальных отложений флювиального и эолового генезиса. На периферии суббассейна выклинивается;

– резервуары JR-70B, JR-70A, JR-60 распространены, в основном, в центральной и юго-восточной частях суббассейна. В северо-западной части суббассейна их коллекторские свойства резко ухудшаются. Резервуары имеют преимущественно эоловый генезис;

– продуктивный горизонт JR-10 залегает в верхней части формации Журуа. Распространен только в центральной и юго-восточной частях суббассейна. В северо-западной части суббассейна мощность горизонта резко уменьшается. Резервуары были сформированы в условиях дельт.

3. Региональной покрывкой для формации Журуа является формация Карауари глинисто-карбонатно-ангидритового состава с пластами каменной соли. Зональные покрывки Seal 1 (Нср. = 7м), Seal 2 (Нср. = 4м), Seal 3 (Нср. = 8м) ангидритового и галогенно-ангидритового состава приурочены к формации Журуа. Автором диссертационной работы установлено, что мощность ангидритовой покрывки 1.8 м является критической для контроля залежей углеводородов.

4. Уточнены границы распространения нефтегазоматеринских толщ. В настоящее время в разрезе выделяются три доказанные нефтегазоматеринские толщи: живетского, франского, фаменского возрастов, распространенные только в центральной части суббассейна. По данным пиролиза Rock-Eval, тип керогена основных НГМТ относится к смешанному типу (II-III), генерирующему нефть и газ. Автором диссертационной работы рассматривается наличие гипотетической материнской формации Жутай (доказанная НГМТ в соседнем суббассейне Жандиатуба) силур-девонского возраста. На нынешней стадии изученности эту гипотезу предполагается проверить при помощи бассейнового моделирования.

5. Все открытые месторождения расположены в области структурных трендов различного простираания амплитудой до 250 м., которые сформировались в период орогенеза Журуа (герцинская складчатость). Погрешность структурных построений в среднем по суббассейну составляет  $\approx \pm 65$  м. Порядка 60 % структур с амплитудой < 65 м непродуктивны.

6. Перекрывающие отложения являются неотъемлемым элементом нефтегазовой системы. Основной проблемой при этом являются этапы эрозии, в ходе которых размываются сотни метров отложений, которые необходимо восстановить в ходе историко-генетического анализа.

### 2.3. Вопросы методики моделирования атипичной нефтегазовой системы суббассейна Журуа

Как уже было сказано ранее, бассейновое моделирование (БМ) следует рассматривать, прежде всего, как современную компьютерную технологию, позволяющую применять историко-генетический метод для анализа больших объемов цифровых данных и получения выводов о перспективах нефтегазоносности исследуемых объектов. Его главной задачей является проверка гипотез о развитии нефтегазовой системы (порядок внедрения интрузий – снизу-вверх, сверху-вниз; оценка возможности заполнения открытых залежей только из доказанных НГМТ без использования дополнительных источников генерации УВ; механизм заполнения ловушек), оценка объемов, фазового состава аккумуляций и сохранности залежей УВ путем сравнения модельных и реальных данных. Алгоритм создания бассейновой модели представлен на рисунке 36.

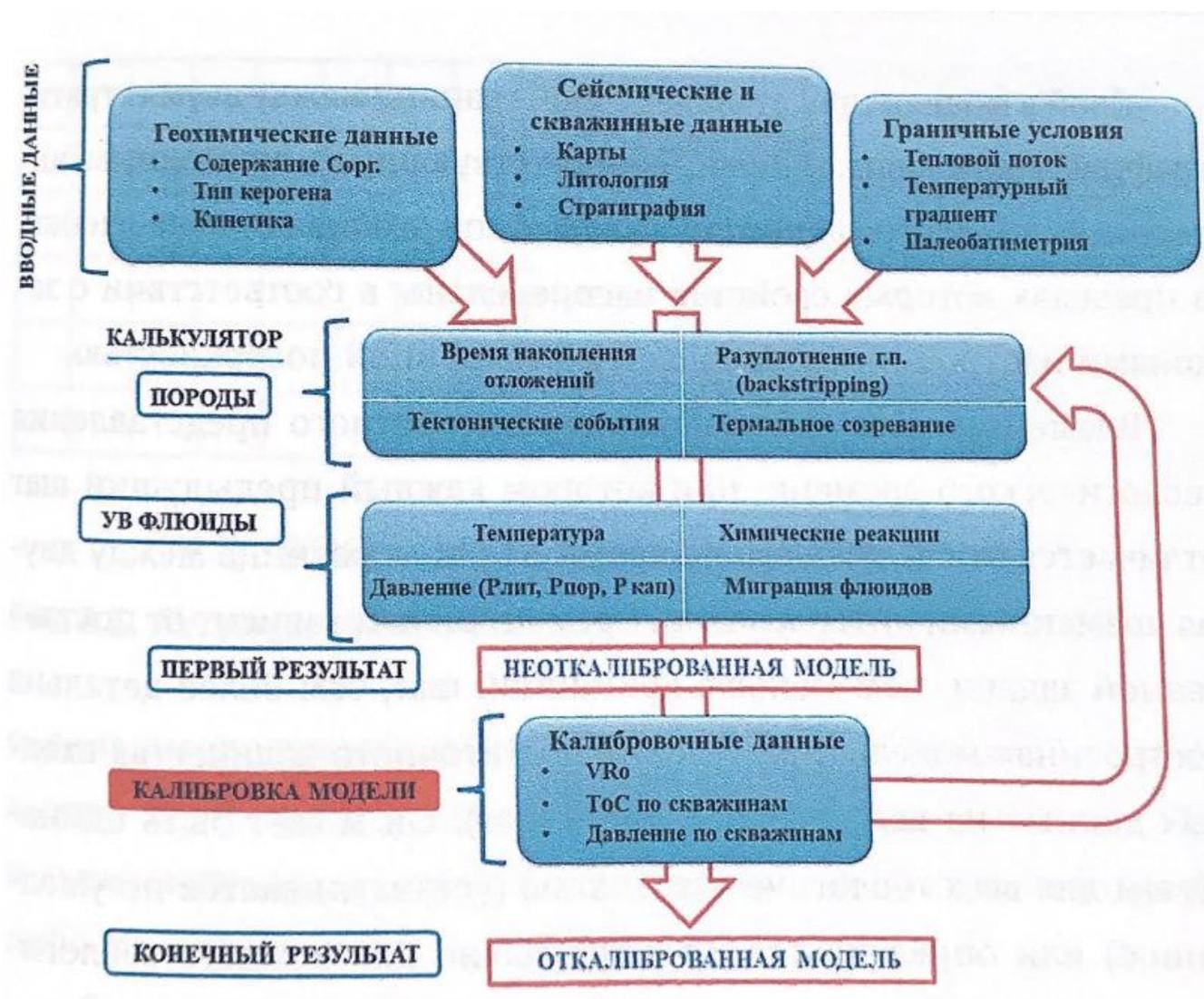


Рисунок 36 – Алгоритм создания модели нефтегазовой системы [120]

Непрерывным условием эффективной бассейновой модели является высокое совпадение результатов моделирования с фактическими результатами поискового и разведочного бурения на продуктивных и пустых объектах. При выполнении этого условия результатом БМ является оценка ресурсов углеводородного сырья и фазового состава прогнозных залежей. При этом степень несовпадения модельных и фактических данных может быть использована при оценке вероятностей насыщения резервуаров в ловушках.

Как уже отмечалось выше, нефтегазовая система суббассейна Журуа является атипичной. Внедрение пластовых и секущих интрузивных тел в значительной степени повлияло на процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ. Расстояние силл – нефтегазоматеринская толща – это один из определяющих факторов фазового состава аккумуляций УВ. Так в северо-западной и западной областях суббассейна, где на продуктивных отложениях залегают нижний силл, присутствуют залежи преимущественно метанового состава, на остальной части – нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные скопления.

Поэтому, первую группу методических вопросов моделирования нефтегазовой системы суббассейна Журуа образуют вопросы, связанные с интрузивными телами:

- механизмы проявления траппового магматизма и его влияние на нефтегазовую систему;
- распространение интрузий в осадочном чехле;
- временной порядок внедрения силлов в осадочный чехол.

Вторую группу образуют следующие взаимосвязанные вопросы:

- оценка термического влияния силлов на породы осадочного чехла;
- оценка палеоглубин погружения продуктивных толщ (оценка полной мощности отложений, размывтых в ходе предмеловой эрозии);
- оценка теплового потока.

### 2.3.1. Механизмы проявления траппового магматизма и его влияние на нефтегазовую систему

Силл – пластообразное интрузивное тело, залегающее в толщах горизонтально лежащих или слабо дислоцированных горных пород [82].

Возникновение силлов связано с избыточным давлением магмы превышающим горное давление и предел прочности пород [68], [157]. Г. Д. Феоктистов [116] и В. Л. Масайтис [68] приводят данные расчетов избыточного гидростатического давления, величина которого на глубинах 2-10 км может изменяться от 1-3.2 кбар и достигать 6 кбар. Чаще всего внедрение интрузий происходит в литологически контрастный разрез (доломиты, карбонаты, соли, глинистые отложения) [27], [123]. Также известны случаи внедрения магматического расплава в однородную монолитную толщу доломитов в среднем течении р. Моркоки (Якутия) [68].

Палеоглубины проявления траппового магматизма соответствуют диапазону 900-2300 м. М. R. Mudge [209] предположил, что это может быть связано с пластичными свойствами горных пород, которые в верхних частях осадочного чехла (до 900 м) проявляются в виде хрупких деформаций и неспособности удерживать дополнительные объемы расплава. Отсутствие силлов на глубинах более 2300м связано с избыточным горным давлением вышележащих слоев, значительно превышающим давление в поднимающемся столбе магмы. В. Л. Масайтис [68] на примере Сибирской платформы также указывает на тенденцию увеличения мощности и количества интрузивных тел в верхней части осадочного чехла (до 50% мощности разреза).

Силлы меняют свое направление внедрения от вертикального на горизонтальное, используя ослабленные субгоризонтальные поверхности в осадочном чехле (стратиграфические несогласия, контакты пород с разными пределами прочности, поверхности раздела различных по литологическому составу пачек пород и т.д.) [29], [68], [116]. При этом, скорость движения расплава определяется избыточным гидростатическим давлением, вязкостью, размерами подводящего канала и камеры силла [116]. По мнению J. Bradley [137] внедрение силлов происходит вдоль границ равных давлений магматического расплава и веса вышележащих пород (уровень компенсации). Автор [128] предположил, что морфология интрузивного тела зеркально отражает рельеф поверхности проникновения силла. Впоследствии эта модель подверглась критике из-за необоснованности морфологии, принимаемой интрузией в зависимости от поверхности палеорельефа, а также пространственного соотношения источника питания и образовавшегося магматического тела. В дальнейшем модель была дополнена и уточнена Е. Н. Francis [165]. Он считал, что при достижении уровня нейтральной плавучести, магма опускается в нижележащие слои за счет разности плотностей расплава и вмещающих пород, а затем поднимается за счет выталкивающей силы. Под нейтральной плавучестью понимается состояние, при котором плотность магматического расплава равна плотности вмещающих пород ( $\rho_m = \rho_{in situ}$ ), отсутствуют нисходящие/восходящие движения магмы, достигнуто механическое равновесие между расплавом и окружающей средой [227].

К. Thomson и N. Schofield [239] приводят современные подходы картирования геометрии силлов по данным 3D сейсморазведки на примере вулканических бассейнов Атлантического океана. Метод основан на разнице акустических жесткостей вмещающих пород и интрузивной толщи, характеризующейся высокими значениями акустического импеданса. Авторы [239] выделяют четыре стадии образования интрузивных тел: 1) образование силла; 2) латеральное распространение; 3) восходящие движения магматического расплава; 4) выравнивание. Внедрение силла происходит ниже/на уровне нейтральной плавучести. Высокие температуры магматического расплава приводят к сокращению объема газожидкостных флюидов, дегидратации, парообразованию и увеличению порового давления. Уменьшение эффективного

стресса позволяет магме распространяться в латеральном направлении до тех пор, пока избыточное поровое давление не будет компенсировано трещинообразованием вышележащей толщи и не произойдет разрядка напряжений. Образовавшиеся/ранее существующие трещины могут служить путями восхождения расплава на более высокие стратиграфические уровни. Завершающая фаза силлообразования сопровождается повторным внедрением силла, его латеральным распространением в вышележащие стратиграфические уровни, где напор магмы превышает давление вышележащей толщи пород.

Высокотемпературное внедрение магматического расплава приводит к образованию различных форм контактово-измененных пород. По данным А. Е. Михайлова, Д. М. Туровцева, Г. Д. Феоктистова, Н. Я. Волянюка [74], [113], [115] мощность контактовых ореолов в кровле трапповых силлов максимальна. По результатам исследований метаморфического ореола вокруг Усольского силла Сибирской платформы установлено четырехкратное превышение мощности кровельной экзоконтактной зоны над подошвенной [116].

Многие авторы отмечают снижение коллекторских свойств в зоне экзоконтактов. Например, по данным В. И. Вожова [19] пористость доломитов под интрузивными образованиями может быть снижена в несколько раз (с 15% до 2-2.5%) по сравнению ненарушенной процессами магматизма толщей пород. При внедрении во вмещающие породы магма создает зоны трещиноватости, контролируемые исключительно распространением трапповых тел, которые могут служить путями миграции углеводородов [121]. О. О. Абросимова и др. указывают на поглощение бурового раствора до полной потери его циркуляции при проходке скважин в зоне трапповых тел [1]. Vjorn Jamtveit и др. [184] на примере бассейна Карру Южной Африки, разрез которого на 70% представлен интрузивными толщами, рассматривают процессы вторичных преобразований структурного плана и вмещающих пород при внедрении силлов в флюидонасыщенные горизонты. Резкое увеличение температуры, плавление пород в приконтактных зонах, интенсивное испарение поровых флюидов и образование зон АВПД приводят к созданию проводящих гидротермальных каналов, прорывающих породы над интрузивными образованиями. G. Einsele [157] на примере бассейна Гуаймас (Guamas) Калифорнийского залива оценивает величину суммарного испарения воды (м) относительно современной мощности осадков вблизи интрузии. Сокращение пористости с 60 до 50% приводит к испарению воды в размере 20%.

С. В. Гажула в своей статье [21] отмечает сугубо отрицательные факторы влияния интрузий на нефтегазоносность: ухудшение коллекторских свойств, переформирование залежей вплоть до полного их уничтожения. Внедрение интрузий в соленосные отложения может вызывать растворение солей и выпадение их из раствора в поровом пространстве резервуара по мере удаления от источника тепла [73].

Осаждение в порах глинистых минералов рассматривается R. D. Lima и др. [190] как еще один фактор, снижающий ФЕС интервала резервуара. В бассейне Солимоинс по данным К-Аг метода определен возраст осаждения аутигенных иллитов в поровом пространстве песчаников Журуа, соответствующий триас-юрскому магматизму. Образовавшиеся избыточные объемы газа, выделившегося из магматического расплава способны вытеснить первичные скопления углеводородов [72]. В бассейне Солимоинс по данным Gustavo Garcia и др. [167] 60% всех сгенерированных углеводородов обусловлено термическим эффектом от внедрения силлов, что является несомненным плюсом с точки зрения перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории.

В статье R. Rateau и др. [221] приведен пример нефтегазового месторождения Аюкава (Ayukawa) в Японии, основной резервуар которого представлен долеритом. При охлаждении в магматической толще образуются серии трещин в направлении от подошвы к кровле, с низкой проницаемостью. В результате процессов последующего поднятия территории, эрозии перекрывающих силл осадков происходит снижение горного давления и раскрытие образовавшихся трещин. На месторождении Фушиме (Япония) трещиноватость интервалов резервуаров, образованная интрузивными телами, играет решающую роль в процессах разработки. Данные микроимиджера FMI (Fullbore Formation MicroImager) использованы Н. Okada и Y. Yamada [212] для определения направления движения магматических потоков, количества слагающих интрузию тел и направлений поля трещиноватостей, определяющих наиболее проницаемые зоны интервалов резервуаров. А. Т. Filho и др. [162], изучая вопрос влияния процессов магматизма на формирование залежей нефти и газа в пределах внутриконтинентальных осадочных бассейнов Бразилии, пришли к выводу, что интрузии диабазов низкой проницаемости играли роль барьеров для нефтяных скоплений углеводородов.

А. Э. Конторович и А. В. Хоменко отмечают, что соотношение времени внедрения траппов и реализации потенциала НГМТ имеет ключевое значение при оценке перспектив нефтегазоносности [45]. Авторы рассматривают три принципиально различающихся подхода при оценке ресурсного потенциала: (1) для бассейнов, где нефтегазоматеринские толщи на момент внедрения интрузий были незрелыми (бассейн Солимоинс) авторы указывают на необходимость комплексного анализа распределения интрузивных тел в разрезе и дифференцированной оценки объема нефтегазоматеринских толщ, которые после внедрения интрузий могли генерировать УВ либо не внесли вклада в процессы образования залежей в результате графитизации органического вещества; (2) в бассейнах, где к моменту проявления траппового магматизма генерирующие толщи исчерпали свой потенциал, зоны поисков перспектив связаны, главным образом, с сохранившимися после термического воздействия УВ скоплениями; (3) в бассейнах, где на момент внедрения интрузивных тел, генерирующие толщи

частично реализовали свой потенциал этап оценки перспективных зон должен включать в себя подходы как в случаях описанных ранее.

Проявление регионального контактового катагенеза отложений в районе Тунгусской синеклизы привело к нагреву вмещающих пород до 500<sup>0</sup>С, а в зоне экзоконтактов с интрузивными телами до 700<sup>0</sup>С [44]. А. Э. Конторович, А. Л. Павлов подчеркивают, что характерными особенностями скоплений нафтидов является их высокая сернистость, метаморфизованность, насыщенность свободных и водно-растворенных газов сероводородом и углекислым газом [43]. В результате физико-химического моделирования процессов, происходящих в системе сульфатно-карбонатные водосодержащие породы и углеводородные газы, установлено, что главными компонентами этой системы являются ангидрит и углеводород. При недостатке ангидрита и температуре окружающих пород выше 100<sup>0</sup>С основным компонентом газовой фазы будет метан, при избытке ангидрита – углекислый газ и сероводород.

На примере Южно-Тунгусской области Лено-Тунгусской провинции Е. Н. Кузнецова, А. О. Гордеева и др. [51] приводят данные о частичной реализации потенциала нефтематеринских толщ (отложения преодолели главную зону нефтеобразования) рифея и венда на момент проявления траппового магматизма (поздняя пермь-триас). Интенсивное тепловое воздействие повлияло на перераспределение залежей в разрезе и их сохранность. Для выявления наиболее перспективных зон для поисков нефти и газа автором закартированы зоны температурного влияния интрузивных тел для различных стратиграфических уровней [25]. Для оценки площадного распространения интрузивных тел [27] предложено использовать зависимость мощности интрузий от общей мощности комплексов, куда происходило внедрение. Коэффициенты корреляции, в отдельных случаях, достигают единицы.

### 2.3.2. Распространение интрузий в осадочном чехле. Корреляция силлов. Методика и результаты картирования силлов

На рассматриваемой территории в позднем триасе – ранней юре ( $\approx$  200 млн. лет назад) [203] происходили активные магматические процессы и, как следствие, внедрение диабазовых силлов и даек в отложения осадочного чехла каменноугольного и пермского возрастов. Эти события значительно повлияли на процессы генерации, механизмы миграции УВ из девонских НГМТ в резервуары формаций Журуа и Уэре.

В разрезе выделяется до трех уровней пластовых интрузий. Силлы развиты в формации Карауари (карбон), представленной чередованием эвапоритовых и глинистых пород и в терригенной формации Фонте-Боа (пермь). Интрузивные тела вскрыты скважинами на всей территории суббассейна и представлены основными породами (диабазами). Суммарная мощность интрузивных тел достигает 1400 м, протяженность некоторых из них достигает 400

км. Самая нижняя пластовая интрузия (нижний силл – LS), оказавшая наибольшее влияние на процессы нефтидогенеза в суббассейне, распространена в его западной части и выклинивается на юго-восток. Мощность силла изменяется от 0 м до 250 м, протяженность с юго-запада на северо-восток около 240 км.

Таким образом, изложенные данные ставят со всей остротой вопрос о необходимости картирования силлов в суббассейне Журуа.

Ниже приведено обобщение существующего опыта картирования пластовых интрузий в различных осадочных бассейнах. Анализ сейсмических данных по различным трапповым провинциям показал широкое многообразие форм залегание интрузивных тел [230], [192]. Их основной особенностью являются упругие и электрические характеристики, резко отличающиеся от тел вмещающих пород.

Согласно данным E. R. Neuman, S. Planke и др. [211] пластовые интрузивные тела обладают высокой скоростью продольных волн ( $V_p \sim 5-7$  км/с) в сравнении с породами, слагающими осадочный чехол ( $V_p \sim 3-5$  км/с). Секущие интрузивные тела (дайки), практически не видны на сейсмических данных ввиду особенностей их геометрии (вертикальные стенки тел).

Для улучшения соотношения сигнал – помеха в случае проведения сейсморазведочных работ в пределах акваторий В. А. Jeggam [186] рассматривает: (1) местоположение источника взрыва и его глубину в воде (ввод поправок в материал при обработке), (2) тип источника, (3) удаление взрыв-прибор в запланированной 3D съемке, глубина дна на которой располагаются приемники.

Таким образом, существуют значительные неопределенности, связанные с интерпретацией временных разрезов в бассейнах, осложненных трапповым магматизмом. Несмотря на это, объемное картирование интрузивных тел позволило по-новому взглянуть на механизмы их образования и распространения в пространстве. На примере изучения материалов по шельфу Норвегии, Австралии, Великобритании показано, что залегающие ниже чашеобразные силлы (saucer-shaped sills) питают вышележащие путем транспортировки магматического расплава по соединительным каналам и существующим разломам [183], [239], [235].

При исследовании трапповых комплексов бассейна Парана (Бразилия) D. Costa, W. Santos и другие исследователи [150] используя сейсмические атрибуты, фильтрацию максимальных и минимальных значений сейсмической записи выявили вертикальные серии чашевидных силлов (saucer-shaped sills), питающих их сбросов и даек по данным 2D сейсморазведки.

Для верификации модели траппов, полученной по данным сейсморазведочных работ, необходимо бурение новых скважин, где силлы отчетливо выделяются по данным ГИС (низкие показаниями ГК, высокие сопротивления и высокие скорости распространения продольных волн и плотности).

Анализ изложенных материалов позволяет сделать следующие **выводы**:

– присутствие в разрезе мощной толщи интрузивных комплексов значительно затрудняет прослеживание отражений в нижней части разреза. Более того, само картирование интрузивных тел по материалам 2D сейсморазведки сопровождается значительными трудностями.

– вместе с тем, проанализированный опыт показывает, что распространение в осадочном бассейне пластовых интрузий долеритов не хаотично, а достаточно закономерно и в определенной степени предсказуемо. Эти закономерности могут быть использованы для построения структурных карт по кровлям и подошвам пластовых интрузивных тел и выявления силлов на основе сейсмических и скважинных данных.

Корреляция, внедрившихся в интервал формации Карауари силлов выполнена по комплексу скважинных и сейсмических данных.

При литологическом изменении состава толщи внедрения и неравномерном распределением напряжений во вмещающих породах интрузивные тела могут резко менять свое стратиграфическое положение [21].

По стратиграфическому положению силлов в формации Карауари территорию суббассейна можно разделить на юго-восточную и северо-западную части. В северо-западной части расположены нижний и средний силлы. В юго-восточной присутствуют два силла среднего уровня, а нижний силл отсутствует. Учитывая, что в суббассейне отсутствуют скважины, в разрезе которых присутствуют одновременно нижний и два средних силла, автором принята следующая гипотеза. Нижний силл скачкообразно переходит на стратиграфический уровень среднего силла, а средний силл – соответственно на более высокий стратиграфический уровень (рисунок 37).

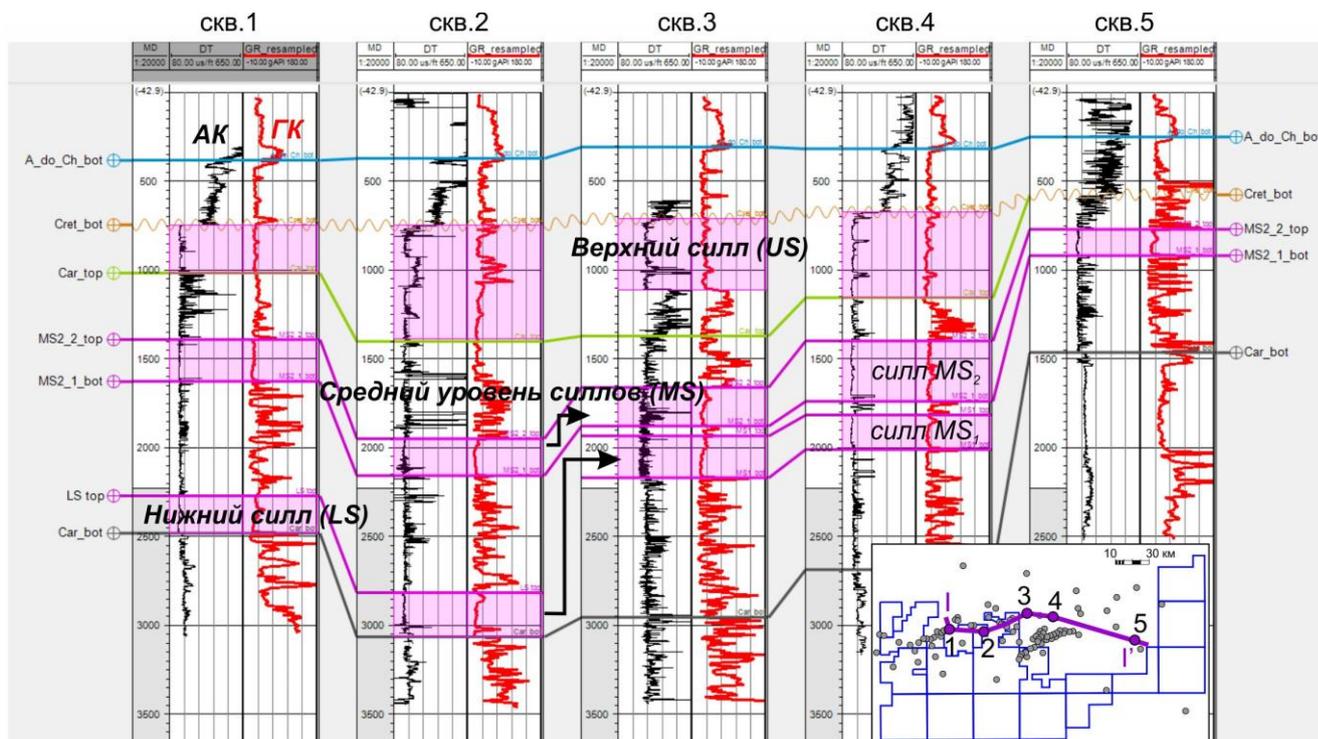


Рисунок 37 – Разрез по линии скважин I-I'

LS – нижний силл; MS<sub>1</sub> – нижний силл, перешедший на средний стратиграфический уровень формации Карауари; MS<sub>2</sub> – средний силл; US – верхний силл.

Обоснование предложенной гипотезы получено в ходе сейсмостратиграфической интерпретации временных разрезов.

Исходными данными для этого были скоростные законы в точках скважин, связывающие глубины геологических границ и времена прихода отраженных волн, а также границы интрузивных тел, полученные в ходе интерпретации данных ГИС. Это позволило выполнить стратиграфическую привязку отражений, соответствующих пластовым интрузиям. Хотя прослеживание интрузивных тел в формации Карауари осложняется близкими акустическими свойствами силлов и карбонатов, сейсмическими помехами в ходе анализа некоторых временных разрезов были получены убедительные, по мнению автора, доказательства скачкообразного перехода нижнего силла (LS) на более высокий стратиграфический уровень. В областях такого перехода наблюдается характерное искажение волнового поля (рисунок 38). В новом стратиграфическом положении нижний силл LS был индексирован как средний силл – MS<sub>1</sub>.

Распространение силла MS<sub>2</sub> установлено на всей территории суббассейна. Это подтверждается данными сейморазведки и скважиной, пробуренной в крайней юго-восточной части бассейна со вскрытой мощностью силла 84м (рисунок 41).

Таким образом, в результате проведенного исследования:

- создана корреляционная основа для картирования силлов в суббассейне Журуа;
- показано, что распространение пластовых интрузий долеритов в суббассейне Журуа не хаотично, а достаточно закономерно и предсказуемо. Этот вывод был использован при картировании силлов в объекте исследования.

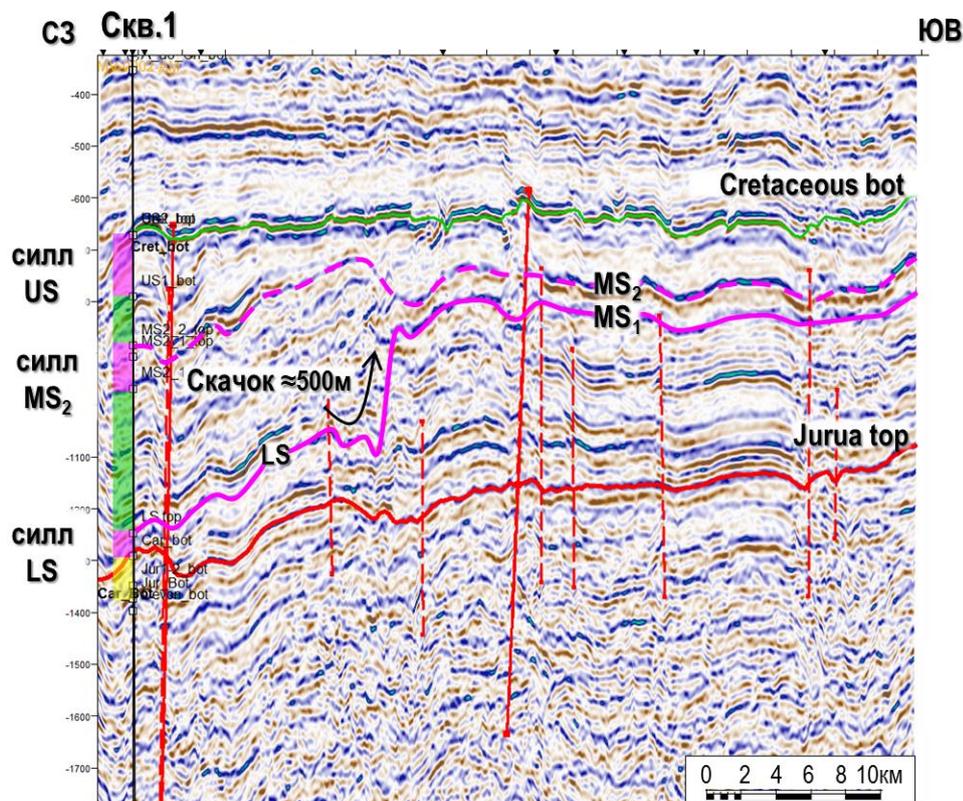


Рисунок 38 – Отображение силлов суббассейна Журуа бассейна Солимоинс на сейсмическом разрезе

Комплексный анализ ГИС и сейсмических данных 2D по объекту исследования позволяет картировать границы силлов, но в некоторых случаях трактовка затруднительна.

Вместе с тем, установленные в ходе корреляции закономерности пространственного распространения силлов в изученной части суббассейна позволяют выполнить прогноз их в еще не изученных частях.

Для этого был проанализирован характер изменения мощностей силлов по площади работ.

#### *Прогноз мощностей силлов.*

Для прогноза мощностей силлов был выбран метод тренд-анализа [С. Дж. Дэвис, 1990]. Суть его применительно к рассматриваемому случаю – в аппроксимации пространственных переменных аналитическими функциями достаточно простого вида, независимыми переменными которых являются координаты X, Y – обычно полиномами I или II второго

порядков. Вид аппроксимирующей функции выбирается из содержательных соображений, параметры ее обычно оцениваются методом наименьших квадратов. Тренд-анализ позволяет на основе установленных закономерностей пространственного изменения свойств прогнозировать параметры геологических объектов в его еще не изученных частях.

В суббассейне Журуа бассейна Солимоинс мощность пластовых интрузий максимальна в центральной части и убывает к периферии. Эта тенденция соответствует поверхности второго порядка, которая описывается уравнением:

$$P_2(x, y) = a + bx + cy + dx^2 + ey^2$$

Поверхности второго порядка отражают региональные изменения прогнозируемого параметра, а отклонения (остатки) в точках скважин прогнозных значений от фактических – результат локального проявления геологических процессов [125] (пережимы и раздувы мощностей пластовых интрузий вплоть до полного их выклинивания).

Алгоритм применения тренд анализа данных сводится к следующему:

Шаг 1. Анализ корреляционной связи между параметром и координатой X и Y.

Шаг 2. В ПО Surfer необходимо построить карту тренда с учетом координат X и Y.

Шаг 3. Найти остатки в точках скважины – разница между фактической мощностью силла в точке скважины и значением с поверхности тренда. С учетом вариограммы (в диссертационной работе использована сферическая вариограмма) построить карту остатков.

Шаг 4. Сложить карту тренда с картой остатков.

На рисунке 39 приведен результат тренд анализа для нижнего уровня силлов. Карты мощности остальных силлов построены аналогичным образом.

*Методика и результаты построения структурных карт по кровлям и подошвам силлов.*

Методика и результаты картирования силлов были изложены в статьях А. В. Полищук 2018 г., А. В. Полищук и др., 2018 г., [85], [86].

В качестве опорной поверхности, от которой выполнялось построение структурных карт силлов, выбрана кровля формации Журуа (подошва формации Карауари). Эта граница ассоциируется с фациальным несогласием, возникшим в результате смены бассейна седиментации с терригенного на сульфатно-карбонатный и, как следствие, характеризуется сменой акустической жесткости на сейсмических данных. Структурная карта по подошве формации Карауари ранее была построена сейсмическим методом.

Построение структурных карт по подошвам силлов выполнялось путем вычитания из сеточной функции глубин подошвы формации Карауари сеточной функции мощностей отложений между ней и подошвой соответствующего силла. Последние были построены методом тренд анализа.

Построение структурных карт по кровлям силлов выполнялось путем вычитания из сеточной функции глубин подошвы соответствующего силла сеточной функции его мощности.

Структурная карта по кровле силла MS2 показана на рисунке 40.

Границы распространения силлов приведены на рисунке 41. Нижний силл (LS) распространен в западной части суббассейна Журуа. Именно он сыграл ключевую роль в формировании газовых скоплений УВ. Средний уровень силлов (MS1 и MS2) распространен на всей площади работ. Его наличие обусловило наличие нефтегазоконденсатных залежей и промышленных скоплений УВ с легкой нефтью. Верхний уровень силлов занимает 80% территории работ, выклинивается к борту суббассейна. Его влияние на катагенез отложений минимально.

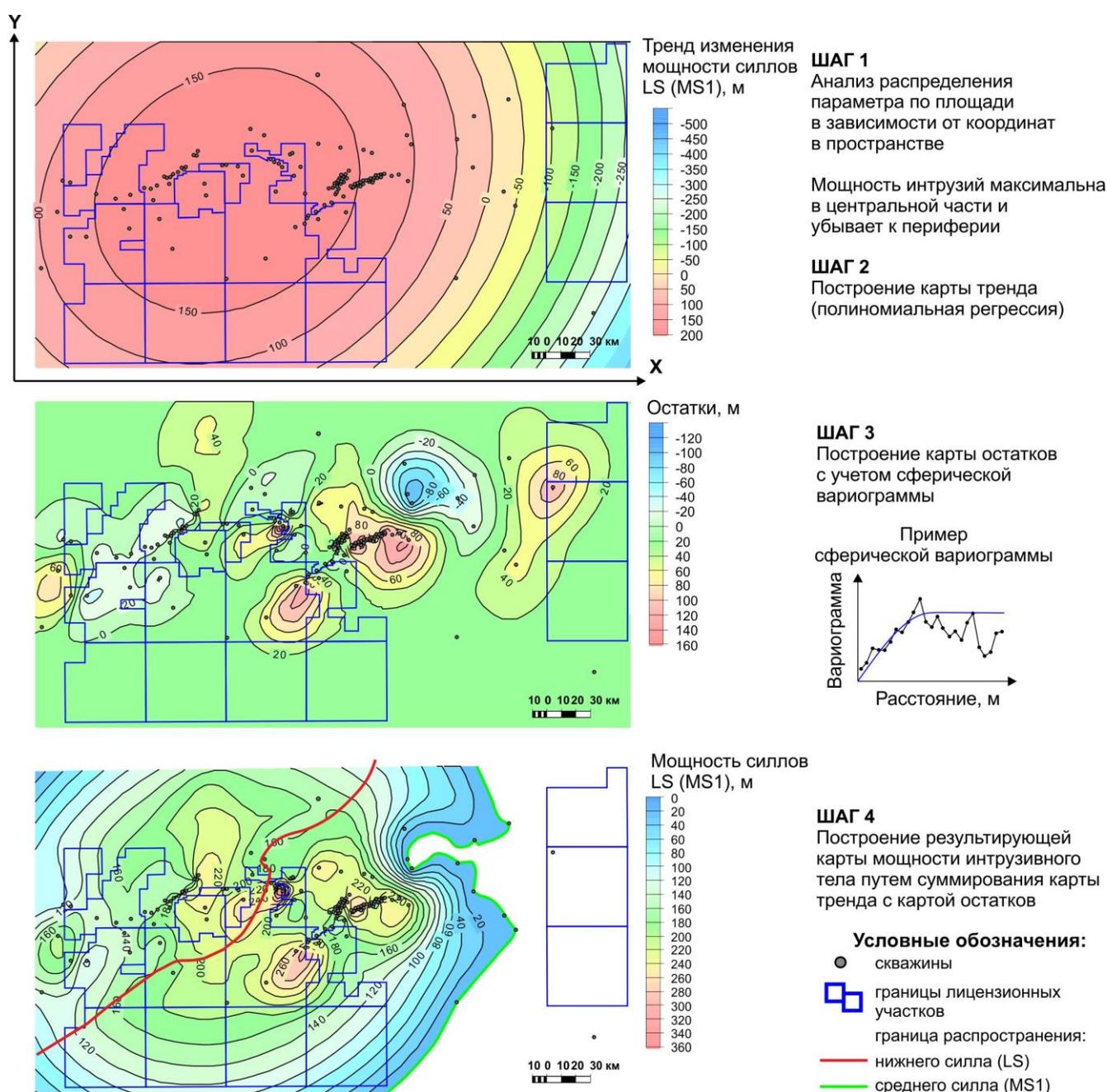


Рисунок 39 – Процесс построения карты мощности силлов LS (MS1)

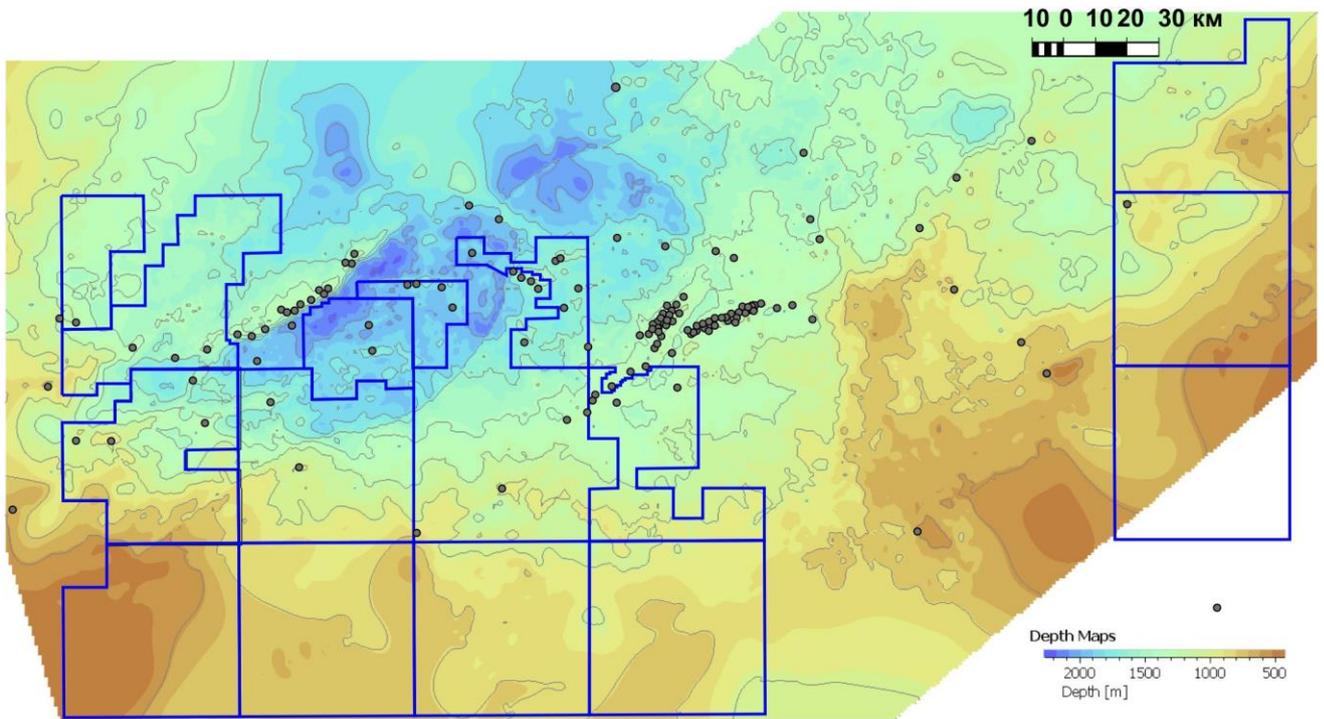


Рисунок 40 – Структурная карта по кровле среднего уровня силлов (силл MS2)

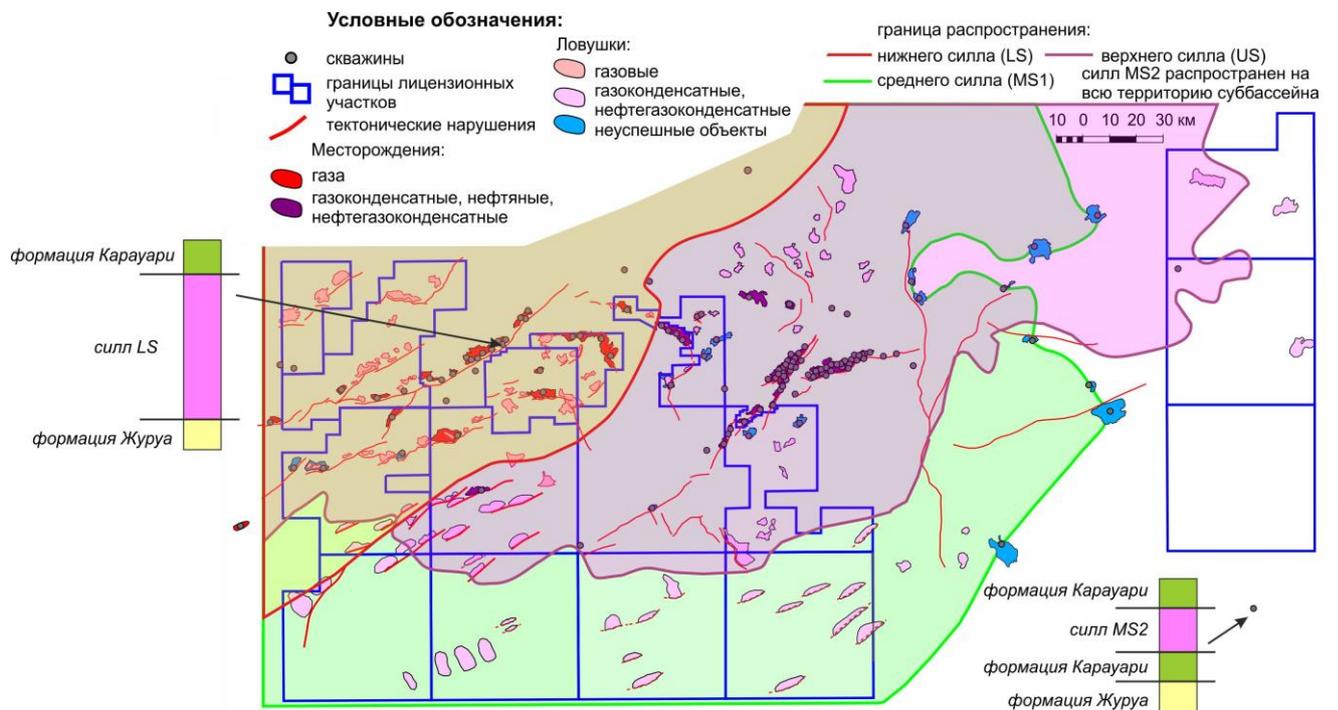


Рисунок 41 – Результаты картирования силлов

### 2.3.3. Временной порядок внедрения силлов в осадочный чехол

В результате экспериментов с одномерными бассейновыми моделями автором было показано, что временной порядок внедрения силлов в осадочный чехол оказывает существенное влияние на степень катагенеза органического вещества. Поэтому его определение является важным этапом настоящего научного исследования.

В результате ранее проведенных работ по данным K-Ar, Ar-Ar методов установлен пик магматической активности, соответствующий 200 млн. л. [162].

Время внедрения отдельной интрузии не дифференцируется. Однако, в интервале нижней пластовой интрузии по данным анализа микроэлементов установлено повышенное содержание Cr и Ni. (рисунок 42).

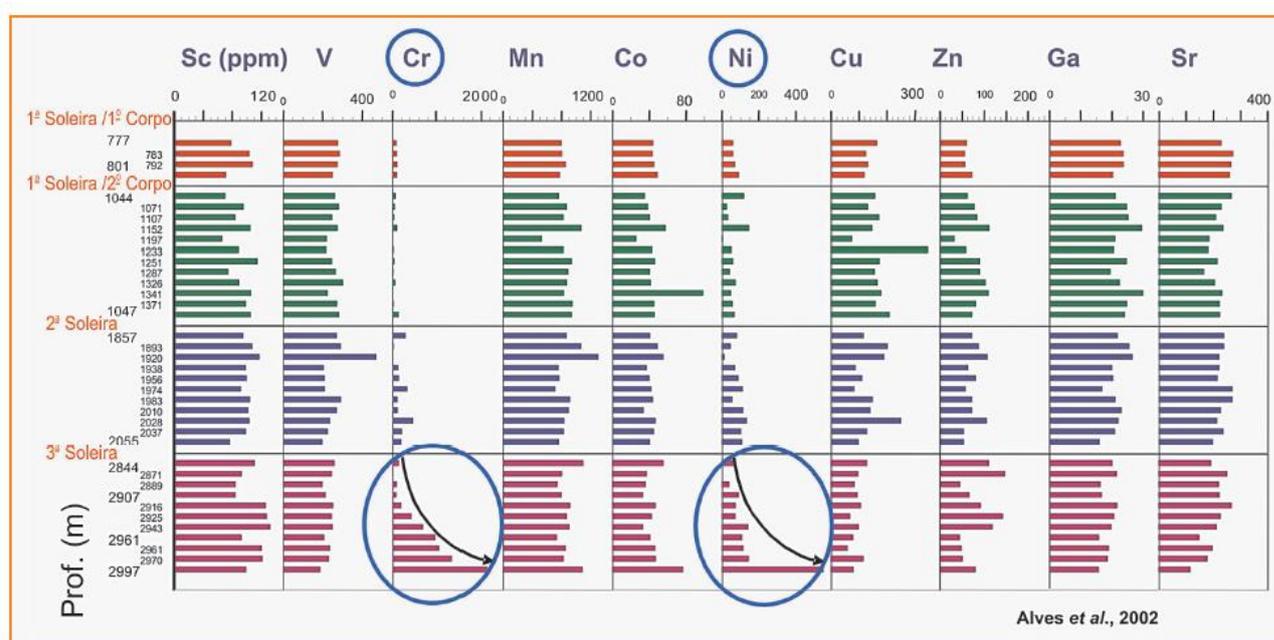


Рисунок 42 – Распределение микроэлементов в составе интрузий

J. R. W. Filho [162] предполагает, что нижняя пластовая интрузия образовалась в третью фазу внедрения магматического расплава, обогащенного высокоплотными элементами.

G. Garcia и другие исследователи [167] рассмотрели несколько сценариев внедрения магматического расплава в осадочный чехол бассейна Солимоинс с калибровкой на показатели зрелости НГМТ и физико-химические свойства сгенерированных жидких и газообразных УВ. Авторы придерживаются следующей точки зрения: при наличии серии расположенных друг над другом силлов, верхние характеризуются наибольшей мощностью и поздним возрастом внедрения. При этом из выводов статьи однозначно не следует, что результаты моделирования подтвердили рассматриваемую гипотезу.

С другой стороны, Г. Д. Феоктистов [116] на примере распределения элементов примесей в трапхах юга Сибирской платформы приводит примеры повышенного содержания Cr и Ni в силлах первой фазы внедрения, преобладающих в оливине и пироксене. В трапхах более поздних фаз внедрения их концентрация уменьшается, возрастает количество Ba и Sr, слагающих плагиоклазы. Таким образом, на ранних стадиях образования интрузий, в них преобладают высокотемпературные минералы, которые постепенно сменяются низкотемпературными, в направлении от подошвы к кровле.

А. Дю-Тойт описывая механизм внедрения долеритов в провинции Карру [156], предполагал, что направление инъекций происходит слой за слоем сверху – вниз. Мощные изверженные толщи базальтовой лавы группы Штормберг (Stormberg group) и нижележащие метаморфизованные сланцевые слои при внедрении дополнительного объема магмы оказывали на нижележащие толщи давление, значительно превышающее давление магматического расплава. Вследствие чего магма, достигнув верхних горизонтов, распространялась в направлении от кровли к подошве.

Таким образом, в литературных данных нет однозначного ответа о временном порядке внедрения силлов в осадочные чехлы нефтегазоносных бассейнов.

Научное обоснование временного порядка внедрения силлов в осадочный чехол суббассейна Журуа было приведено в статье А. В. Полищук и др., 2018 г. [85]. Основные положения, разработанного ее авторами методического подхода, изложены ниже.

Известно, что временные отношения осадочных геологических тел устанавливаются на основе их пространственных отношений [С. В. Мейен, 1989]. Временные отношения между магматическими телами могут быть определены на основе изучения их влияния друг на друга. Например, если изменение мощностей магматического тела 1 является причиной изменения мощностей магматического тела 2, то можно утверждать, что тело 2 внедрилось в осадочный чехол позже тела 1. Основанием для данного суждения является общепризнанный факт, причина наступает раньше следствия.

При значимом коэффициенте корреляции между мощностями магматических тел можно рассматривать гипотезы о временном порядке влияния магматических тел друг на друга. Коэффициент корреляции не является показателем причинно-следственной связи и остается неясным вопрос: изменение мощности какого тела было причиной, а какого следствием?

Предположим, что деформация перекрывающих интрузивные отложения толщ происходит в результате внедрения интрузивных тел. При этом, коэффициент корреляции между мощностями нижнего и верхнего силлов значим при обратной зависимости. Тогда с определенной долей вероятности можно сделать следующие выводы:

– первым внедрился нижний силл. В зонах своих повышенных мощностей он создал положительные структуры, а при пониженной мощности отрицательные структуры, создав при этом геометрию слоев для внедрения верхнего силла.

– верхний силл внедрился вторым. Участки его увеличенной мощности приурочены к отрицательным структурам над нижним силлом, а уменьшенной - к положительным структурам над нижним силлом.

Предполагается, что распределение толщин интрузивных тел обусловлено геологической обстановкой на момент внедрения ввиду короткого периода застывания интрузивных тел.

Таким образом, первоочередным является вопрос. Какое влияние оказали интрузивные тела на вмещающие отложения: деформирование подстилающих или перекрывающих толщ?

Влиянию магматического расплава на структурный план вмещающих пород посвящены многочисленные работы, например, в [1], [104], [105].

Такие исследователи как В. С. Старосельцев, В. М. Лебедев, Ф. Ю. Левинсон – Лессинг, М. Г. Равич, Л. А. Чайка, П. Е. Оффман и др. считают, что при образовании силлов не происходит воздымания пород осадочного чехла, магма заполняет горизонтальные трещины, образовавшиеся в результате проседания и уплотнения блоков пород.

Ю. К. Дзевановский, А. П. Лебедев, В. И. Гоньшакова, Н. В. Мельников, А. В. Тарасов и др. исследователи, наоборот, утверждают, что интрузивные тела при их внедрении, приподнимают вмещающие отложения на мощность равную мощности интрузии.

На примере базальтовой толщи севера Тунгусской синеклизы В. С. Старосельцев показал, что в большинстве случаев изменения мощности перекрывающих толщ подчиняются региональным особенностям формирования территории и не зависят от перепадов мощностей трапповых интрузий.

А. В. Тарасов [110] придерживается иного мнения, считая, что интрузивные тела активно воздействуют на вмещающие породы, выталкивая их «подобно поршню». Подобный механизм отмечен в работе G. K. Gilbert [170], проанализировавшего механизм внедрения лакколлитов в районе Скалистых гор Северной Америки (штат Юта): внедрение лакколлитов приводит к образованию куполовидных структур. Периферийные части таких тел подвержены максимальным напряжениям и процессам брекчирования.

A. Malthe-Sorrensen с соавторами [196] численно смоделировали физический процесс образования лакколита в однородной среде на глубинах 1-5 км. Процесс внедрения интрузий рассматривается в качестве комбинированного. Движущаяся магма деформирует вмещающие породы, а образовавшиеся трещины определяют характер путей распространения магматического расплава и геометрию тела силла. Постепенное увеличение зоны

распространения интрузии до размеров, сопоставимых с мощностью вышележащей толщи приводит к изменению поля напряжений и изгибу ее концевых частей. Восходящий рост силла определяется компенсацией кинетической энергии силла и горного давления. Подобные наблюдения выполнены А. В. Мигурским еще в 1986 г. в пределах Непско-Ботуобинской синеклизы [72]. При соотношении глубины формирования силла ( $H$ ) к его длине ( $L$ ) около 0.5 деформации изгиба надинтрузивной толщи сопоставимы с деформациями сжатия прилегающих к силлу пород. По мере роста размеров интрузии ( $H/L=1$ ) удаленные пласты пород подвергаются все более высоким напряжениям сжатия. Уменьшению последних способствуют перераспределение энергии расплава между вмещающими породами и постепенное снижение давления магматического расплава.

На сегодняшний день отсутствует единая точка зрения о характере деформации силлами вмещающих пород (рисунок 43).

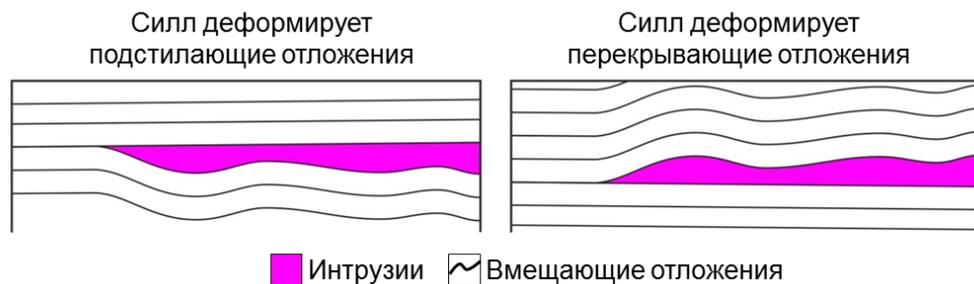


Рисунок 43 – Гипотезы внедрения интрузий

Эффект от влияния интрузивных тел на структурный план вмещающих отложений суббассейна Журуа отчетливо виден на сейсмических разрезах в пределах наиболее разбуренных месторождений. Над силлами происходит воздымание толщи пород, осложнение структурного плана отложений, залегающих над пластовой интрузией (рисунок 44).

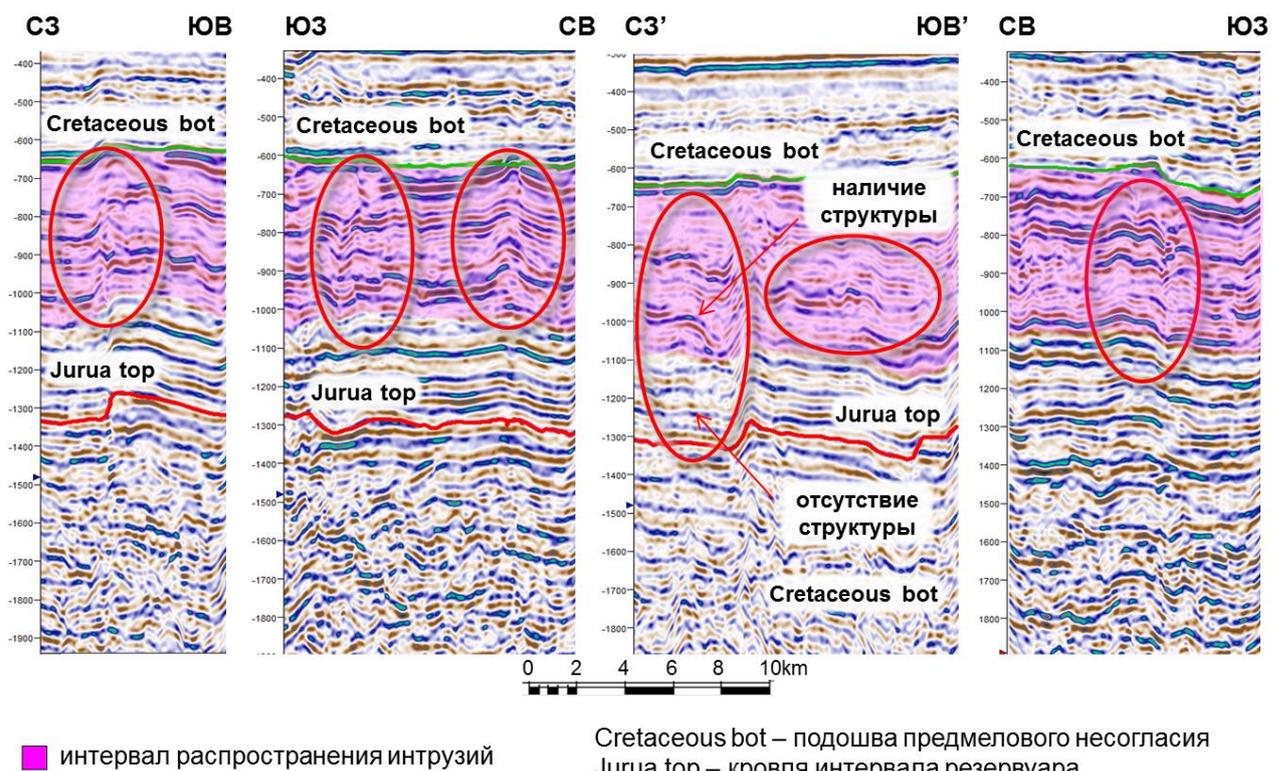


Рисунок 44 – Временные разрезы в пределах месторождений

В результате анализа корреляции мощностей нижнего и среднего силлов установлено:

- нижний силл LS северо-западной части суббассейна и нижний из группы средних силлов MS<sub>1</sub> юго-восточной части являются одной генерацией, залегающей на разных стратиграфических уровнях;
- средний силл MS северо-западной части суббассейна и верхний из группы средних силлов MS<sub>2</sub> юго-восточной части также являются одной генерацией, залегающей на несколько разных стратиграфических уровнях.

Поэтому, в ходе корреляционного анализа исследовалось отношение мощности силлов LS(MS<sub>1</sub>) и MS(MS<sub>2</sub>). На рисунке 45 показана обратная корреляционная зависимость с коэффициентом корреляции 0.61 между указанными выше переменными по данным 106 скважин. Полученная корреляционная зависимость является статистически значимой [50].

Таким образом, можно сделать вывод о наличии значимой корреляционной связи между мощностями нижнего и верхнего силлов в исследуемом суббассейне.

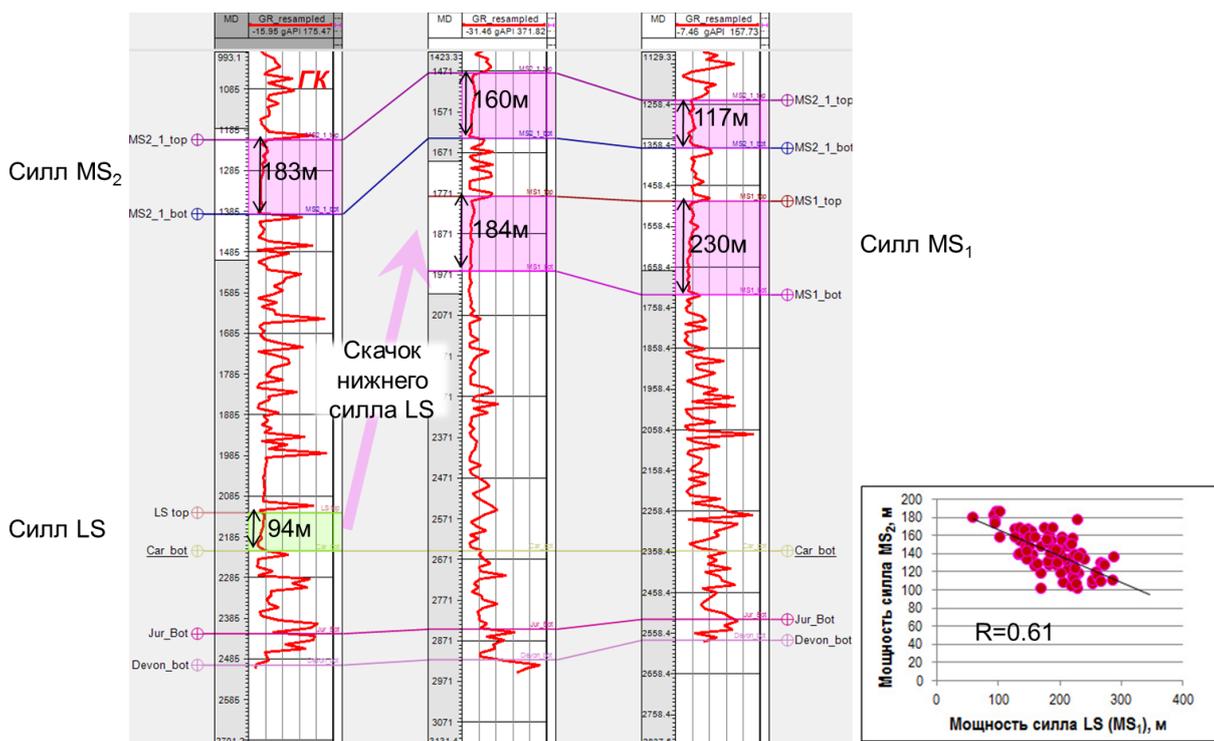


Рисунок 45 – Корреляционная связь между мощностями силлов LS и MS<sub>2</sub>

В работе [162] приведены данные о повышенном содержании тяжелых элементов Sr и Ni нижнего интрузивного тела суббассейна Журуа в рамках изучения закономерностей внедрения силлов. На основании этого авторами работы делается вывод, что магма, обогащенная тяжелыми элементами, вышла из магматического очага на завершающих этапах манматической активности, это предполагает самое позднее время внедрения нижнего силла.

Проведенный анализа по описанной выше логической схеме вступает в противоречие с ранее обоснованным выводом, что первым внедрился нижний силл, поскольку мощности силлов значимо коррелируют; только распределение мощностей нижнего силла могло влиять на распределение мощностей среднего силла, так как в суббассейне Журуа силлы изменяли структурный план вышележащих отложений, но не воздействовали на подстилающие толщи.

Следовательно, изменение мощностей нижнего силла является причиной изменения мощностей среднего силла, причина происходит раньше следствия и первым внедрился нижний силл. В принципе, еще остается возможным вариант, в котором силлы внедрялись практически одновременно. При этом, нижний силл мог деформировать средний, пока тот находился еще в расплавленном состоянии. Однако, одномерное моделирование показывает, что при одновременном внедрении силлов модельный нагрев материнских отложений значительно превышает фактический. Следовательно, по мнению автора, единственный возможный вариант временного порядка внедрения силлов – сначала внедрился нижний силл, затем средний.

Предложенная Ф. Ю. Левинсон–Лессингом схема внедрения силлов в осадочный чехол объясняет и подтверждает полученный вывод, что первым внедрился нижний силл [59]. Он считал, что осадочные толщи в магматических бассейнах горячие и пластичные, при погружении происходит провисание слоев и образование ослабленных зон, вдоль которых магма внедряется как пластовая интрузия. При подъеме магмы она сначала проникает в самую нижнюю ослабленную зону, потом очередная порция магмы проникает в следующую ослабленную зону выше по разрезу и так далее.

Выполненная корреляция пластовых интрузий не противоречит приведенной схеме. В северо-западной части бассейна закартированы:

- приуроченная к границе отложений формации Карауари сульфатно-карбонатного состава и границе отложений терригенного состава формации Журуа нижняя пластовая интрузия (LS);
- приуроченное к ослабленной зоне в средней части формации Карауари на границе карбонатов и солей среднее интрузивное тело (MS<sub>2</sub>).

В юго-восточной части суббассейна произошел скачкообразный переход нижнего силла в ослабленную зону, соответствующую стратиграфическому уровню среднего силла MS<sub>2</sub> в северо-западной зоне (рисунок 37). Соответственно, силл MS<sub>2</sub> перешел в следующую ослабленную зону на более высоком стратиграфическом уровне.

С этих позиций повышенное содержание в нижнем силле тяжелых элементов Cr и Ni, отмеченное в статье [162], может быть объяснено гравитационной дифференциацией магматического расплава, которая не связана с порядком внедрения силлов.

#### 2.3.4. Оценка термического влияния силлов на вмещающие породы

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

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

Оценка термического влияния силлов на вмещающие породы является стандартной процедурой бассейнового моделирования, реализованной в программном комплексе PetroMod. В основу ее положены данные по начальным температурам основной магмы и теплопроводности вмещающих пород (рисунок 46).



Рисунок 46 – Параметры внедрения магматического расплава (по данным Delaney, 1988 [151])

Имеющие научную составляющую вопросы о времени внедрения пластовых интрузий в осадочный чехол и о порядке внедрения силлов изложены в предшествующих разделах.

### 2.3.5. Оценка палеоглубины погружения продуктивных отложений

Для корректного учета степени катагенетической преобразованности органического вещества необходимо определить палеоглубину погружения нефтегазоматеринских толщ. Известно, что она может существенно отличаться от их современных глубин залегания вследствие периодически происходящих размывов отложений [189]. Размытые мощности необходимо восстановить в ходе историко-генетического анализа.

Восстановление палеоглубин погружения продуктивных отложений является одним из ключевых факторов, определяющих успешное моделирование процессов нефтегазонакопления в бассейне. Самым сложным моментом в этом является оценка мощности отложений, размытых в периоды эрозии.

В пределах рассматриваемой территории произошло несколько тектонических событий, нарушивших процессы осадконакопления в суббассейне, но самым значимым из них является предмеловая эрозия. Первичные накопленные мощности пермо-триасовой части разреза неизвестны и являются значительным источником неопределенности.

В структурном каркасе модели учтены следующие уровни процессов эрозии:

- эрозия отложений группы Маримари в период, предшествующий формированию формации Журуа (350-318.2 млн л);
- эрозия пермско-меловых отложений в период, предшествующий формированию формации Альтер до Чао (275-100 млн л).

#### *Эрозия отложений группы Маримари*

Причиной ее стала активизация процессов орогенеза на окраине Южно-Американской плиты (см. главу 1). Эта эрозия была одним из ключевых факторов, контролирующих

распространение нефтегазоматеринских отложений в суббассейне Журуа. Но, по-мнению автора, она не оказала существенного влияния на процессы созревания органического вещества. Если бы материнские отложения в период, предшествующий формированию формации Журуа, вошли в главную зону нефтегазообразования, то сформированные в результате этого нефтяные скопления впоследствии были бы рассеяны. Следовательно, суббассейн был бы бесперспективен, по крайней мере, на поиски нефти. Наличие значительных по запасам нефтяных аккумуляций в месторождениях группы Рио Уруку опровергают эту гипотезу.

#### *Эрозия пермско-меловых отложений*

Эрозия пермско-меловых отложений происходила в периоды орогенеза Журуа и Невадского орогенеза (см. главу 1). По существующим представлениям в этот период, сопровождающийся подъемом территории, были размыты сотни метров отложений [133]. Авторские построения подтверждают этот вывод. Поэтому данный факт необходимо учесть в ходе бассейнового моделирования.

Оценку мощности размытых отложений для каждой скважины можно представить, как сумму двух компонент (рисунок 47):

$$E = E_{STR} + E_{RES};$$

Где  $E$  – общая мощность эродированных отложений в точке скважины;  $E_{STR}$  – стратиграфическая компонента: мощность эродированных отложений, оцененная путем сопоставления исследуемого разреза с наиболее полным опорным разрезом суббассейна;  $E_{RES}$  – остаточная компонента: мощность полностью эродированных стратиграфических комплексов, которая может быть оценена в ходе бассейнового моделирования.

Благодаря наличию скважин как в центральной, так и в периферийной частях суббассейна и достаточно надежной корреляции отложений формации Карауари величина  $E_{STR}$  была оценена автором.

При этом, был использован следующий методический подход. На рисунке 47 приведен пример, включающий опорную скважину и две скважины, для которых надо выполнить оценки  $E_{STR}$ . Разрез опорной скважины скоррелирован с разрезами оценочных скважин.

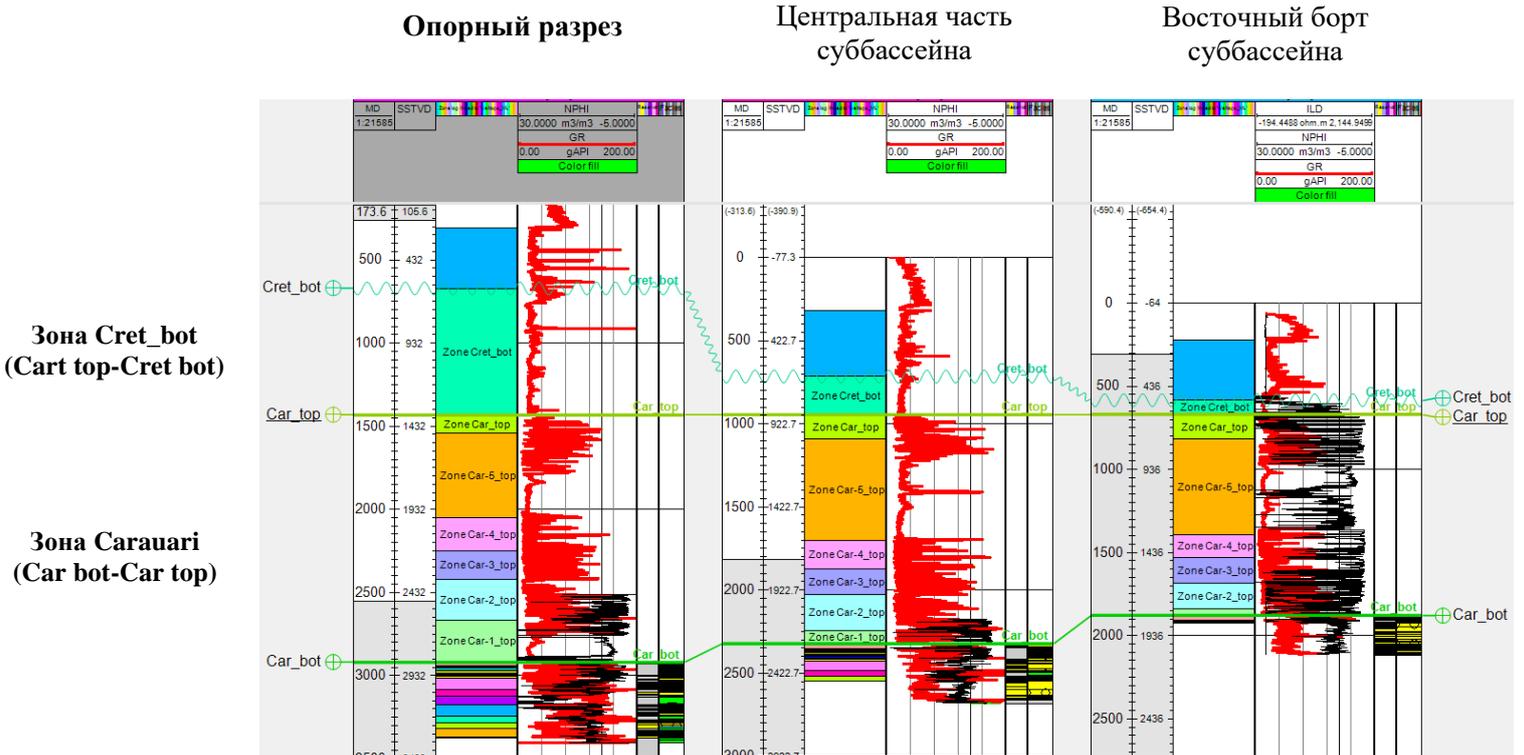


Рисунок 47 – Схема корреляции скважин опорного разреза с разрезами центральной и восточной части суббассейна

Общее сокращение мощности отложений от депоцентра суббассейна к его периферии происходит не только вследствие размывов отложений, но и вследствие конседиментационного уменьшения мощностей выделенных пачек. Поэтому, просто рассматривать мощность отложений между кровлей формации Карауари и поверхностью предмелового несогласия (Car top – Cret bot) опорного разреза в качестве оценки  $E_{STR}$  в оценочных скважинах представляется необоснованным. Такой подход может привести к переоценке палеоглубин погружения отложений на периферии суббассейна и, как следствие, к завышению степени катагенетической преобразованности ОВ. Следовательно, для оценочных скважин общую мощность пачки между кровлей формации Карауари и подошвой предмелового несогласия следует умножить на коэффициент седиментации –  $K_{con}$ .  $K_{con}$  в этом случае можно оценить как отношение суммарной мощности пачек в интервале формации Карауари в оцениваемой скважине к суммарной мощности пачек в интервале формации Карауари в опорной скважине.

Для скважины, расположенной в центральной части суббассейна:

$$K_{con} = \frac{dH_{\text{АНАЛИЗИРУЕМАЯ\_СКВАЖИНА}} (AO_{CAR\_TOP} - AO_{CAR\_BOT})}{dH_{\text{ОПОРНАЯ\_СКВАЖИНА}} (AO_{CAR\_TOP} - AO_{CAR\_BOT})} = \frac{1377M}{1487.3M} = 0.93 \text{ – учет условий}$$

осадконакопления

$$E_{str} = dH_{\text{ОПОРНАЯ\_СКВАЖИНА}} (AO_{CAR\_TOP} - AO_{CRET\_BOT}) * K_{con} - dH_{\text{АНАЛИЗИРУЕМАЯ\_СКВАЖИНА}} (AO_{CAR\_TOP} - AO_{CRET\_BOT}) = 761.2M * 0.93 - 229.9M = 475M$$

Для скважины, расположенной на восточном борту суббассейна:

$$K_{con} = \frac{dH_{\text{АНАЛИЗИРУЕМАЯ\_СКВАЖИНА}} (AO_{CAR\_TOP} - AO_{CAR\_BOT})}{dH_{\text{ОПОРНАЯ\_СКВАЖИНА}} (AO_{CAR\_TOP} - AO_{CAR\_BOT})} = \frac{1208.4\text{м}}{1487.3\text{м}} = 0.81 - \text{учет условий}$$

осадконакопления

$$E_{str} = dH_{\text{ОПОРНАЯ\_СКВАЖИНА}} (AO_{CAR\_TOP} - AO_{CRET\_BOT}) * K_{con} - dH_{\text{АНАЛИЗИРУЕМАЯ\_СКВАЖИНА}} (AO_{CAR\_TOP} - AO_{CRET\_BOT}) = 761.2\text{м} * 0.81 - 84.7\text{м} = 534\text{м}$$

Очевидно, что для бассейнов типа Журуа, в которых отсутствовала мезозойская и кайнозойская тектонические активизации, должна существовать связь между современной глубиной залегания кровли формации Журуа и величиной  $E_{STR}$  в точках скважин: чем выше залегает кровля Журуа, тем больше палеозойских отложений должно быть размыто в предмеловой период. Очевидно также, что такая связь не должна быть линейной вследствие весьма вероятного конседиментационного уменьшения мощностей размытых отложений на бортах бассейна.

Данная зависимость была использована для расчета схемы величины  $E_{STR}$  для суббассейна Журуа и выполнения реконструкции его палеоконтуров. Полная величина эрозии, оказывающая существенное влияние на катагенетическую зрелость органического вещества, была оценена в ходе бассейнового моделирования.

Оценка величины полной эрозии отложений в нефтегазоносном бассейне является классической некорректно поставленной задачей. По заданному значению одного параметра – величине отражательной способности витринита – надо оценить три неизвестных: величину термического влияния силлов на вмещающие отложения, палеоглубину погружения отложений и величину теплового потока. Основным методом решения таких задач является метод подбора. Суть его для нашего случая заключается в следующем:

- необходимо выбрать опорную скважину с наиболее представительными данными по отражательной способности витринита, максимально полно характеризующими изменение параметра по стволу скважины;
- необходимо принять в качестве исходных данных результаты оценки термического влияния силлов на вмещающие породы;
- принять в качестве рабочей гипотезы величину теплового потока, обоснованную на результатах региональных исследований;
- подобрать путем решения прямой задачи при заданных выше условиях величину полной предмеловой эрозии в опорной скважине таким образом, чтобы модельная кривая отражательной способности витринита соответствовала фактическим данным.

Очевидно, что полученный таким образом результат не может быть проверен напрямую, но косвенно он может быть проверен путем сопоставления результатов бассейнового моделирования как с известными, так и с вновь получаемыми фактическими данными.

В качестве опорной взята скважина 1-LUC-0001-AM, как наиболее охарактеризованная фактическими замерами отражательной способности витринита, необходимыми для моделирования тепловой истории региона исследований. В ней были получены хорошо согласующиеся между собой данные, охватывающие 700-метровый интервал в целевой части разреза. На основе принятых допущений путем решения прямой задачи автором для скв. 1-LUC-0001-AM оценена полная мощность палеозойских отложений, эродированных в предмеловое время (рисунок 48). Она составила 800 м.

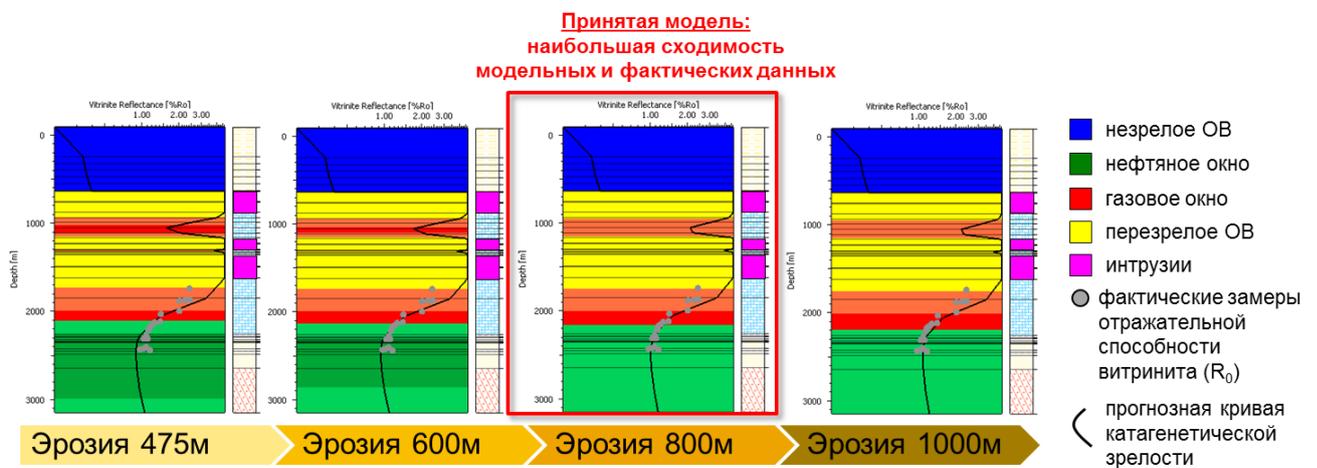


Рисунок 48 – Результаты оценки полной мощности палеозойских отложений, эродированных в предмеловое время для скв. 1-LUC-0001-AM

В результате получена схема оценки полной эрозии палеозойских отложений в предмеловое время. Эрозия осадков минимальна в погруженной части и увеличивается к бортам бассейна (рисунок 49).

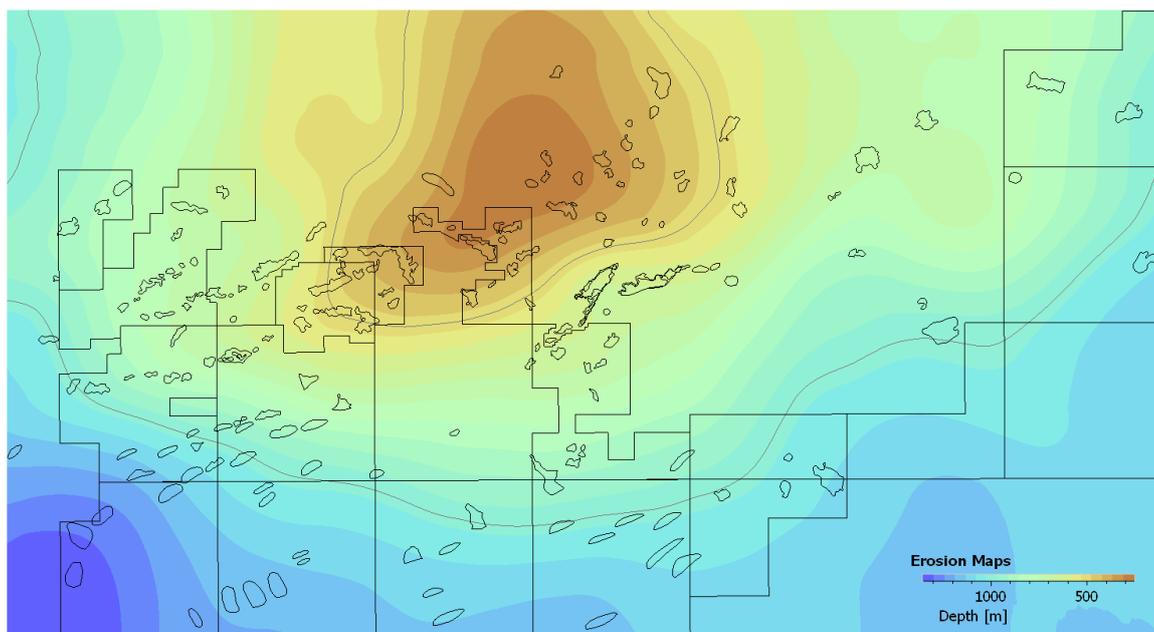


Рисунок 49 – Прогнозная карта полной мощности палеозойских отложений, эродированных в предмеловое время (E)

### 2.3.6. Оценка изменения теплового потока

Оценка площадных изменений теплового потока по данным отражательной способности витринита является некорректно поставленной задачей. Как и в предыдущем случае, решить ее можно методом подбора. Решение в данном случае включает следующие этапы исследования:

- выбор скважин с представительными данными по отражательной способности витринита;
- фиксация, в качестве исходных данных, ранее установленных временного порядка внедрения силлов, их начальной температуры и теплопроводности вмещающих пород;
- фиксация в качестве исходных данных ранее установленной величины предмеловой эрозии отложений в точках скважин;
- подбор путем решения прямой задачи при заданных выше условиях величин теплового потока для каждой из выбранных скважин таким образом, чтобы модельная кривая отражательной способности витринита соответствовала фактическим данным.

Для опорной скважины 1-LUC-0001-AM значение теплового потока принято исходя из региональных представлений (данные по мощностям земной коры, мантии, коэффициентам их растяжения, палеоглубина воды бассейна седиментации). Для остальных скважин – до момента наибольшей сходимости модельных и фактических данных по катагенетической зрелости.

Данные по влиянию силлов на вмещающие отложения: временному порядку их внедрения, начальной температуре магмы и теплопроводности вмещающих пород приведены выше.

По данным региональных исследований формирование синеклизного бассейна Солимоинс отнесено к раннему палеозою (этап рифтогенеза), что соответствует этапу растяжения земной коры и максимальным значениям теплового потока на площади [142]. По результатам 1D бассейнового моделирования для опорной скважины прогнозные значения теплового потока на момент рифтогенеза составляло  $66 \text{ мВт/м}^2$ . Данные по современным замерам теплового потока в Южной Америке приведены на рисунке 50. В соответствии с ними, территория бассейна Солимоинс находится в области с умеренными значениями теплового потока порядка  $40\text{-}60 \text{ мВт/м}^2$ .

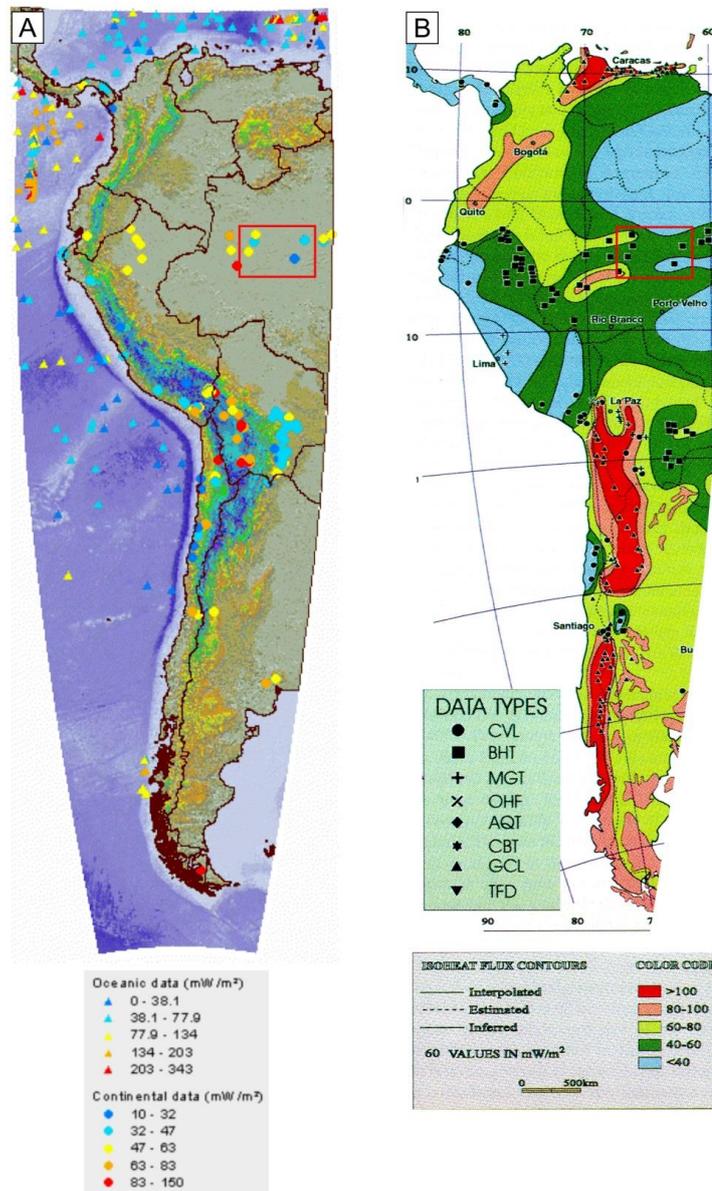


Рисунок 50 – Замеры современного теплового потока на территории Южной Америки по данным: А) <http://heatflow.org> и В) V. M. Hamza, M. Munoz, 1996

В ПО PetroMod для оценки изменения теплового потока во времени использована модель растяжения коры Д. Маккензи [198].

Далее необходимо выполнить интерполяцию полученных данных в пределах изучаемой площади. Эта задача была решена методом тренд-анализа. Было установлено, что площадное распределение значений теплового потока в скважинах достаточно хорошо аппроксимируется полиномом первой степени в пространстве координат  $X, Y$  (рисунок 51), имеющим следующий вид:

$$P_1(x, y) = a + bx + cy$$

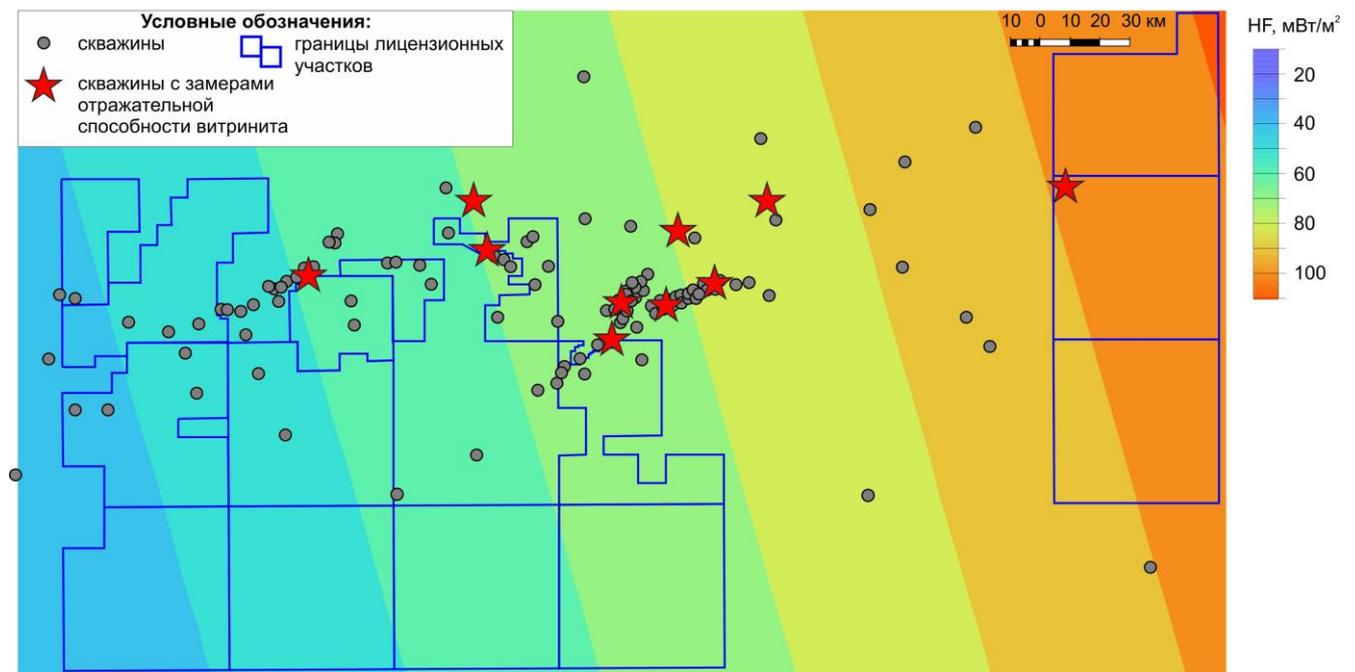


Рисунок 51 – Схема региональной составляющей изменения теплового потока (тренд первого порядка) на основе архивных данных РН-Бразил

В направлении запад-восток на территории исследований увеличивается мощность земной коры. На карте вещественного состава фундамента выделяются две крупные зональности: на востоке отложения представлены метаморфическими породами (20% территории) – кварцитами, гранитогнейсами, мигматитами, амфиболитами, глинистыми сланцами, на западе – породами основного и кислого состава (диабазы-основной, габбро-основной, базальты и т.д) (80% территории). Согласно тектонической истории [E. J. Milani и P. V. Zalan, 1999] на востоке произошла инверсия поднятия Пурус в позднем протерозое. Окончательно поднятие/свод сформировалось в раннем карбоне. Среди возможных причин рассматриваются: сжимающие напряжения со стороны Гвианского и Бразильского щитов и/или влияние матийного плюма. При инверсии, скорее всего, имелись разрывные нарушения и трещиноватость (плотность сейсмических профилей низкая, качество данных невысокое),

которые способствовали усилению теплового потока. Кроме того, метаморфические породы, которые находятся в восточной зоне суббассейна обладают повышенным коэффициентом теплопроводности ( $\lambda_{\text{ср}}=2-5.3 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{град})$ ) и повышенной радиоактивностью, что определило по сравнению с западной зоной более высокий тепловой поток на начало внедрения траппов.

Справедливости ради, следует отметить, что J. C. Mareschal и C. Jaupart [197] приводят данные об отсутствии прямой зависимости между мощностью земной коры и величиной глубинного теплового потока. Так, например, регионы стабильной тектонической активности с тепловым потоком  $<65 \text{ мВт}/\text{м}^2$  характеризуются незначительным диапазоном изменения мощности земной коры, а тектонически активные регионы с тепловым потоком  $> 65 \text{ мВт}/\text{м}^2$  приурочены к областям с аномально низкими ( $<30 \text{ км}$ ) и высокими мощностями ( $>55 \text{ км}$ ) коры. Объясняется это, вероятно тем, что тепловой поток есть функция весьма многих факторов. Однако, для суббассейна Журуа такая связь представляется весьма вероятной.

Тренд отражает региональные изменения прогнозируемого параметра, а его отклонения от фактических значений в точках скважин (остаточная составляющая) – результат локального проявления геологических процессов [125]. Для описания распределения остаточной составляющей величины теплового потока автором была использована схема аномалий магнитного поля, отражающая распределение в фундаменте интрузивных тел основного состава. Основанием для этого является корреляция остатков теплового потока с аномалиями магнитного поля (рисунок 52).

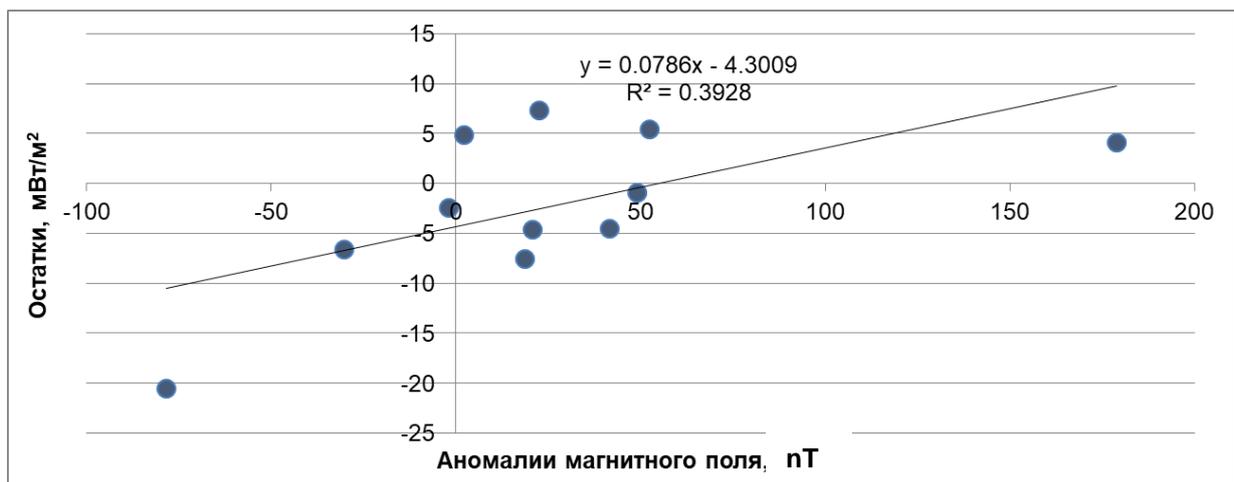


Рисунок 52 – Зависимость остатков от аномалии магнитного поля

Результирующая схема остаточной составляющей величины теплового потока приведена на рисунке 53.

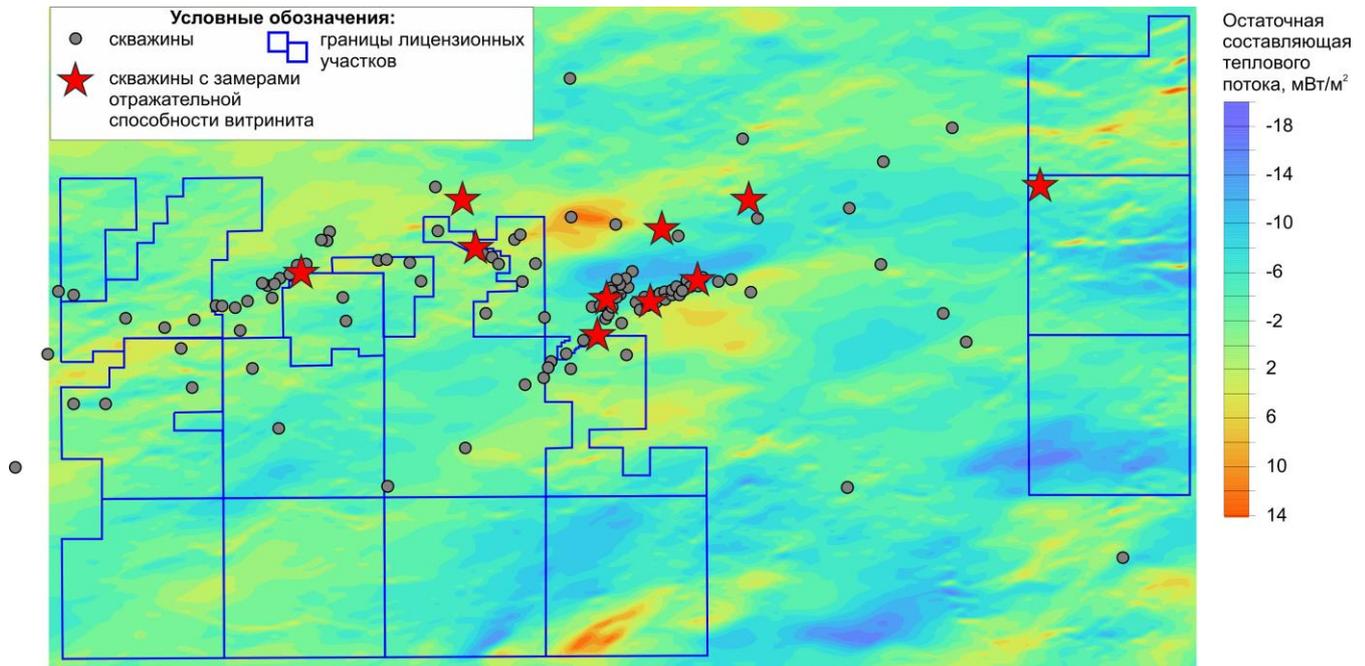


Рисунок 53 – Схема остаточной составляющей величины теплового потока

Результирующая схема теплового потока к началу проявления траппового магматизма приведена на рисунке 54. Максимальные значения теплового потока прогнозируются в восточной части суббассейна, минимальные – в западной части.

Полученный результат будет проверен в ходе последующего бассейнового моделирования путем сопоставления модельных и фактических данных по углеводородным скоплениям.

Здесь следует согласиться с С. В. Малышевой, которая в своей диссертационной работе отмечает, что не всегда можно судить о качестве созданной модели путем сопоставления модельных и фактических скоплений УВ [66]. Поэтому окончательная оценка, а возможно, и коррекция приведенных построений может быть проведена только при получении новых результатов поискового бурения, ориентированного на проверку выполненных прогнозов.

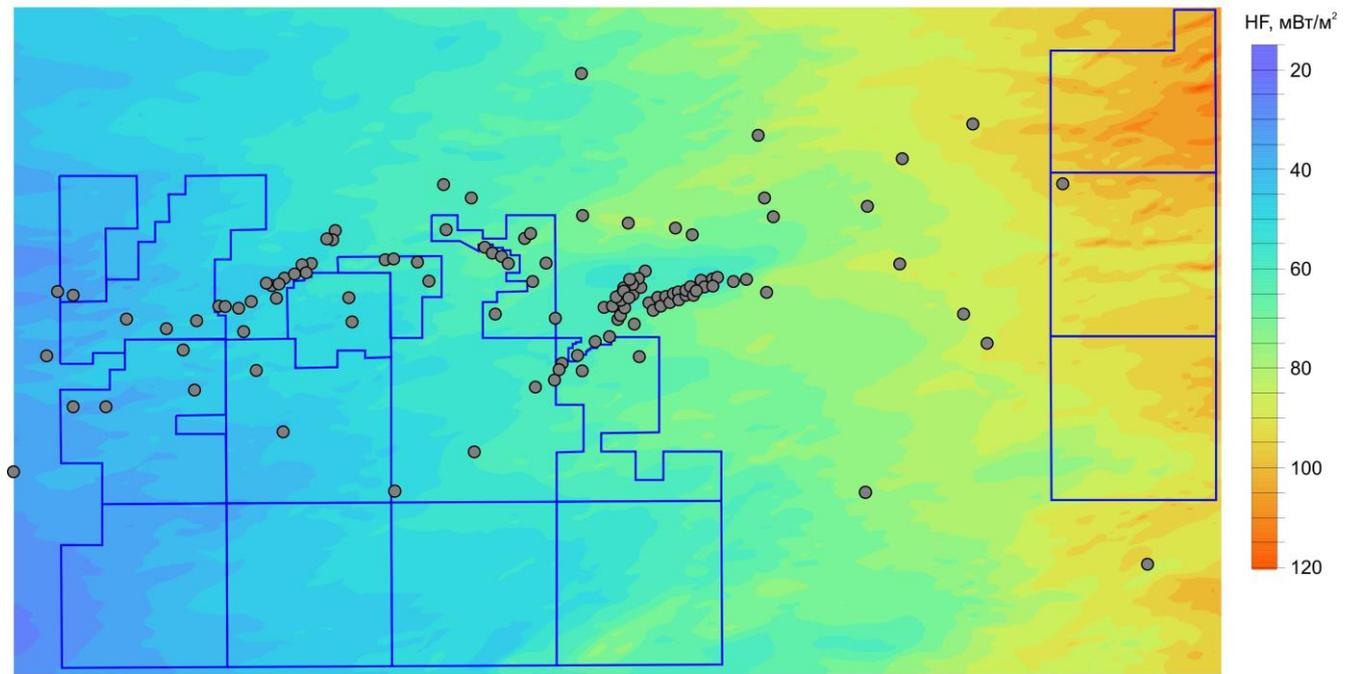


Рисунок 54 – Результирующая схема теплового потока к началу проявления траппового магматизма

Сопоставление подходов к моделированию интрузивных тел, теплового потока, процессов эрозии приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Подходы к моделированию влияния интрузивных тел, мощности эрозии и величины теплового потока

Параметр	Типовые подходы к моделированию	Предложенный автором подход
<b>Интрузивные тела</b>	<p>Критические факторы: (1) время внедрения, (2) порядок внедрения, (3) мощность траппов, (4) расстояние до НГМТ, (5) история погружения пород осадочного чехла.</p> <p><i>Температурный эффект от внедрения силлов</i></p> <p>Тепловая аномалия от интрузии мощностью в несколько километров исчезает через 5-15 млн.л. [52], мощностью до 20 м – через 15 000 лет [215].</p> <p>Температурное влияние распространяется от 1.5 до 5 мощностей интрузивного тела [183], [133].</p> <p>Аномалии современного температурного поля могут возникнуть когда интрузии существуют не более 5 млн.л. (для Западной Сибири) [52], [168].</p> <p>Основное влияние на региональное тепловое поле оказывает интрузия после 1 млн.л. с момента внедрения во вмещающие породы. В результате изменение теплового потока может достигать 5-25 мВт/м<sup>2</sup> [247].</p> <p><i>Время, порядок и направления внедрения интрузий:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Радиоизотопное датирование K/Ar, Ar/Ar, Rb/Sr методы [116], [162], [210].</li> <li>2.Магнитная восприимчивость совместно с макроскопическим описанием интрузивных тел (ориентация минералов, застывшие пузырьки газа, перистые структуры/трещины в краевых частях даек) – направления палеопотоков магмы [128].</li> <li>3.Петрографическая характеристика – различный химический состав интрузивных тел разных фаз</li> </ol>	<p><i>Время и порядок внедрения.</i> По данным К-Аг метода время внедрения трех уровней силлов соответствует триасу-юрре [162]. Каждый уровень силлов по времени внедрения не дифференцирован.</p> <p>Время и порядок внедрения силлов определены на основе анализа временных разрезов и мощностей силлов.</p> <p>Нижний (Нср.силла = 180м) и средний (Нср.силла = 350м) оказывают определяющее влияние на нефтегазоносность суббассейна. Визуализация временных разрезов показывает воздымание пород осадочного чехла вследствие внедрения силлов. Найдена корреляционная связь между мощностью нижнего и среднего уровнями силлов. Внедрившийся первый нижний силл займет больший объем, а последующий – меньший объем вследствие преодоления сил сопротивления.</p> <p><i>История погружения пород осадочного чехла.</i> Силлы триас-юрского возраста не участвуют в истории погружения чехла на момент накопления формации Карауари (толща внедрения карбонового возраста). В противном случае ошибка палеоглубины погружения достигает 1.5 км – форсирование процессов генерации УВ (сценарий 3D бассейновой модели).</p> <p>Картирование силлов выполнено по скважинным и сейсмическим данным. Карты мощности силлов построены методом тренд-анализа.</p> <p>Нижний уровень силлов скачкообразно переходит на</p>

	<p>внедрения [56].</p> <p>4.Аэрофотоснимки совместно с полевым описанием обнажений [242].</p> <p>5.Анализ сейсмических данных – картирование геометрии и связности интрузивных комплексов, питающих каналов (даек) [192], [210].</p> <p>6.Направления регионального стресса [232].</p>	<p>средний уровень, амплитуда зоны скачка составляет порядка 200 м.</p>
<b>Эрозия</b>	<p>1.Региональные карты мощности комплексов эродированных отложений [181].</p> <p>2.Данные трекового датирования апатита (apatite-fission track dating), замеры отражательной способности витринита [17], [103], [138].</p> <p>3.Акустический каротаж (АК), радиоактивный каротаж (ГК) [138], [176].</p> <p>4.Темпы седиментации отложений (Rf). Мощность эродированных осадков = <math>Rf \cdot 10 \cdot \text{возраст эрозии}</math> [178].</p>	<p>Сравнение мощности опорного разреза и скважин с замерами отражательной способности витринита с последующей корректировкой положительных и отрицательных компенсаций по результатам бассейнового моделирования.</p>
<b>Тепловой поток</b>	<p>Исходные данные для построения каты теплового потока:</p> <p>1.Геотектоническое районирование складчатого фундамента – соотношение времени консолидации разных блоков фундамента и температуры теплового поля [52].</p> <p>2.Локальные неоднородности теплового поля в зависимости от вещественного состава фундамента (изменение теплогенерации, теплопроводности, различная тектоническая и энергетическая история) [52].</p> <p>3.Измерение современных значений теплового потока и температур (замеры температуры в открытом стволе/колонне, на забое скважины, ГИС). Использование температурного градиента имеет ряд</p>	<p><i>Региональная компонента.</i> Использован метод тренд анализа. Изменение теплового потока обусловлено мощностью земной коры (увеличивается на восток) и вещественным составом фундамента. Выделяются две крупные зональности: на востоке отложения представлены метаморфическими породами (20% территории) – кварцитами, гранитогнейсами, мигматитами, амфиболитами, глинистыми сланцами, и вторая на западе – породами основного и кислого состава (диабазы, габбро, базальты и т.д.) (80% территории). Согласно тектонической истории (Е. J. Milani и P. V. Zalan, 1999) на востоке произошла инверсия поднятия Пурус в позднем протерозое (PR).</p>

	<p>ограничений [134], [246].</p> <p>4. Уравнение связи теплового потока с мощностью земной коры (м) и генерацией тепловой энергии (мВт/м<sup>3</sup>) [166].</p> <p>5. Региональные карты мощности земной коры и мантии, коэффициенты их растяжения [92].</p>	<p>Окончательно поднятие/свод сформировалось в раннем карбоне. Среди возможных причин рассматриваются: сжимающие напряжения со стороны Гвианского и Бразильского щитов и/или влияние мантийного плюма. При инверсии, скорее всего, имелись разрывные нарушения и трещиноватость (плотность сейсмических профилей низкая, качество данных невысокое), которые способствовали усилению теплового потока. Кроме того, метаморфические породы, которые находятся в восточной зоне суббассейна обладают повышенным коэффициентом теплопроводности и повышенной радиоактивностью, что определило по сравнению с западной зоной более высокий тепловой поток на начало внедрения траппов.</p> <p><i>Локальная компонента</i> – карта аномалий силы тяжести – идентификация подводящих каналов (рои даек).</p>
--	---	--

### 2.3.7. Выводы

1. В разрезах формаций Карауари (карбон) и Фонте-Боа (пермь) выделяется до 3 уровней распространения пластовых интрузий долеритов (силлов) с суммарной мощностью до 1400 м. При этом установлено, что распространение в осадочном бассейне пластовых интрузий долеритов не хаотично, а достаточно закономерно и в определенной степени предсказуемо. Поэтому структурное картирование верхних и нижних границ силлов было выполнено автором диссертационной работы комбинацией следующих методов и подходов: сейсмостратиграфической интерпретации временных разрезов, корреляцией скважин, тренд-анализа и регрессионного анализа. Результаты построений стали составной частью структурного каркаса бассейновой модели.
2. По данным анализа временных сейсмических разрезов в пределах наиболее разбуренных месторождений суббассейна установлено, что над силлами происходит воздымание осадочной толщи, осложнение структурного плана отложений, залегающих над пластовой интрузией
3. В результате анализа временных разрезов и мощностей силлов установлено, что изменения мощностей нижнего силла были причиной изменения мощностей среднего силла (установлена значимая корреляционная связь с коэффициентом корреляции  $R=0.61$ ). Следовательно, нижний силл внедрился первым в осадочный чехол, поскольку причина всегда наступает раньше следствия.
4. Определяющим фактором фазового состава углеводородов в ловушках является расстояние между подошвой силла и кровлей нефтегазоматеринской толщи. Температурное влияние интрузивного тела осуществляется на 1.5–2 его мощности.
5. Оценка общей величины предмеловой эрозии решена путем комплексирования данных корреляции скважин и бассейнового моделирования. В результате была получена схема оценки полной эрозии палеозойских отложений в предмеловое время. Эрозия осадков минимальна в погруженной части и увеличивается к бортам суббассейна.
6. Схема изменения теплового потока составлена на основе данных бассейнового моделирования по 10 скважинам с данными по отражательной способности витринита. Интерполяция полученных данных выполнена посредством комплексирования тренд-анализа и регрессионного метода. Максимальные значения теплового потока прогнозируются в восточной части суббассейна, минимальные – в западной части.

#### 2.4. Общая характеристика модели суббассейна и результаты её верификации

В настоящей главе рассмотрены следующие взаимосвязанные вопросы:

- общая характеристика бассейновой модели суббассейна Журуа;
- оценка достоверности данных бассейнового моделирования;
- распределение степеней катагенеза продуктивных отложений;
- основные факторы, контролирующие миграцию и аккумуляцию углеводородов.

##### 2.4.1. Общая характеристика бассейновой модели суббассейна Журуа

3D бассейновая модель содержит в себе:

- 221x407 ячеек с шагом 1000м между ними;
- 43 структурных поверхности, включая фундамент;
- 42 карты литотипов, основанных на данных описания керна, общих и эффективных толщин интервалов резервуаров и карт песчаности;
- 3 карты прогнозных значений Сорг0 для фаменской, франской и живетской НГМТ; для формации Жутай Сорг0 принято 2%;
- 2 карты эрозии: карта восстановленной мощности эродированных в позднемеловое время (поздний карбон, пермь, триас, юра, ранний мел), карта эрозии отложений девона.

При создании модели нефтегазовой системы бассейна Солимоинс, суббассейна Журуа использовался ряд допущений:

- 17 вертикальных разломов предмелового возраста проницаемых в периоды внедрения пластовых интрузий в породы осадочного чехла (этап растяжения) и непроницаемых в периоды сжатия.
- 4 НГМТ в разрезе девона: фаменская (II+III тип керогена,  $HI=300$  мг УВ/г Сорг), франская и живетская (II+III тип керогена,  $HI=500$  мг УВ/г Сорг); формация Жутай – II+III тип керогена,  $HI=250$  мг УВ/г Сорг.
- 3 уровня пластовых интрузий триас-юрского возраста в разрезе осадочного чехла, с интервалом внедрения в среднем 0.5 млн. лет снизу вверх. Нижняя пластовая интрузия самая древняя.
- при внедрении, пластовые интрузии не влияли на структурное положение продуктивных горизонтов.

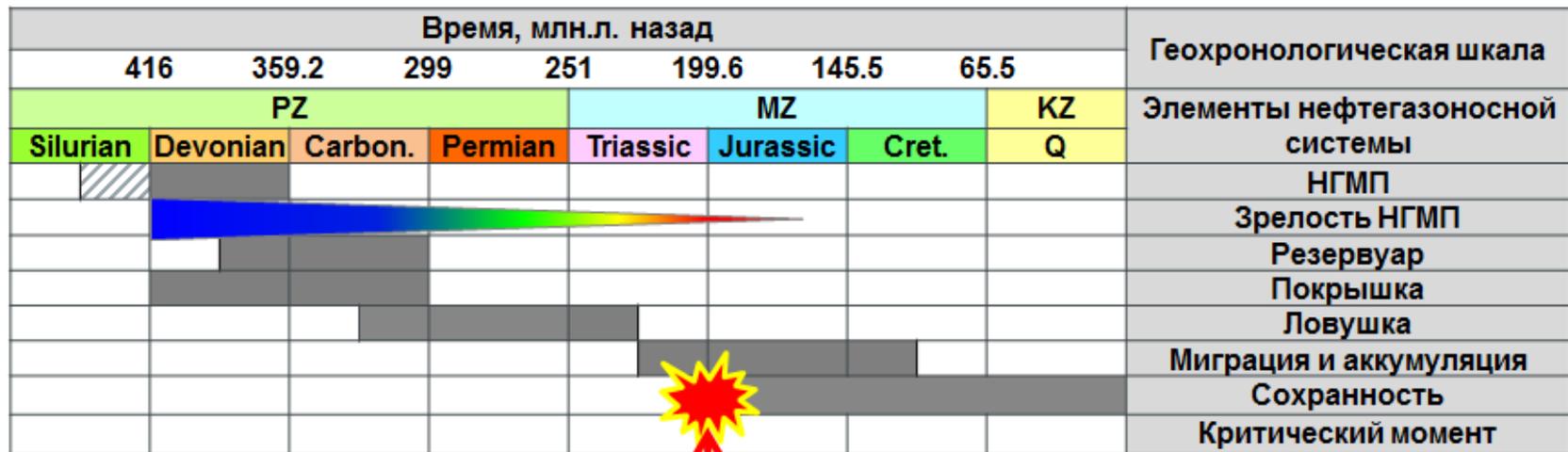
Тренды теплового потока и мощность эродированных осадков определялись в процессе выполнения 1D бассейнового моделирования в точках скважин и калибровки на замеры отражательной способности витринита, пластовых температур. Также выполнена калибровка на замеры пластового давления и коэффициента пористости.

В таблице 3 приведена характеристика структурного каркаса 3D бассейновой модели.

На рисунке 55 приведена схема геологических событий, составленная по результатам 3D бассейнового моделирования.

Таблица 3 – Структурный каркас бассейновой модели бассейна Солимоинс (суббассейн Журуа)

Возраст					Формация	Толщина, м	Эрозия, м	Тип керогена	Сорг, %	Элемент нефтяной системы		
										НГМТ	Резервуар	Покрышка
KZ	Q, третич		50	0	Солимоинс	280						
MZ	Мел	верхний	90	50	Альтер до Чао	330						
		нижний	146	100	<i>несогласие</i>		250-1350					
	Юра		200	146								
	Триас		251	200								
Пермь	верхняя	260	251									
	средняя	275	260									
PZ	Карбон	верхний	312	299	Карауари	940						
			318	312	Журуа	170						
		нижний	350	318	<i>несогласие</i>		40-335					
	Девон	верхний	375	350	Фаменская НГМТ	0-81		II+III	3%			
			385	375	Франская НГМТ	0-42		II+III	4%			
		средний	392	385	Живетская НГМТ	0-17		II+III	3%			
		нижний	416	392	Жутай	0-38		II+III	2%			
	Силур		444	416	<i>перерыв</i>							
	Ордовик		488	392								
	Кембрий		550	488								
AR-PR	докембрий		600	550	Пурус							
			660	600	<i>перерыв</i>							
			680	660	Кристаллический фундамент	500+						



**Критический момент** – момент времени, к которому произошла генерация, миграция и аккумуляция большей части УВ

- ① Образование НГМП – девон (доказанные), возможно, силур (гипотетическая – формация Жутай).
- ② Образование основных резервуаров, флюидоупоров – карбон.
- ③ Формирование структурных ловушек – пермь – триас (орогенез Журуа).
- ④ Основной объем генерации и миграции УВ - триас-юра. Генерация УВ происходила за счет:
  - 1) погружения (пермь) и 2) внедрения пластовых интрузий (триас-юра).
- ⑤ Сохранность определяется, в основном, двумя факторами:
  - 1) перестройками структурного плана после главной фазы нефтегазообразования и 2) разломообразованием.
 Перестройки структурного плана в постюрское время были незначительными. Наличие в чехле пластов солей минимизировало негативное влияние разломов.
- ⑥ Критический момент соответствует триас-юрскому времени.

Рисунок 55 – Диаграмма геологических событий нефтегазовой системы бассейна Солимоинс (суббассейн Журуа)

## 2.4.2. Результаты верификации модели

В этом разделе изложены данные, которые являются основой для количественной интерпретации собственно результатов бассейнового моделирования. Они включают:

1. Оценку вероятности наличия зрелой материнской толщи.
2. Оценку вероятности эффективной миграции.
3. Оценку объемов углеводородов в ловушке:
  - данные по модельному и фактическому заполнению ловушек углеводородами и типам флюидов;
  - данные по модельным и фактическим объемам углеводородов в ловушках;
  - данные по видам и параметрам функций плотности вероятности ресурсов углеводородов в ловушках.

Как уже отмечалось выше, в настоящее время в пределах суббассейна Журуа поисковое бурение проведено на 63 структурных ловушках. При этом были открыты 25 месторождений.

Для оценки применимости результатов 3D бассейнового моделирования в рамках оценки перспектив нефтегазоносности бассейна выполнено сопоставление фактических и прогнозных объемов скоплений УВ по открытым месторождениям, так и по объектам, отсутствие насыщения которых подтверждено данными бурения (таблица 4).

Таблица 4 – Сопоставление фактических и прогнозных (3D бассейновое моделирование) объемов УВ по данным открытых месторождений

Зона	Месторождение	Амплитуда, м	Площадь месторождения, км <sup>2</sup>	Абсолютное отклонение (прогноз-факт), млн.тут.	Относительное отклонение (прогноз/факт), д.ед.	Комментарии
Нефтегазоконденсатная	Рио Уруку Судозесте	67	16	-6.8	0.0	отсутствует заполнение по модели
Газовая	Мамурия	90	18	-0.8	0.0	отсутствует заполнение по модели
Газовая	Журуа (Блок А)	111	13	-2.1	0.0	отсутствует заполнение по модели
Газовая	Кастанейра	189	18	-2.7	0.0	отсутствует заполнение по модели
Нефтегазоконденсатная	Карапанануба	54	6	-1.6	0.0	отсутствует заполнение по модели
Газовая	Арозейра	130	21	-2.6	0.1	
Газовая	Карауари	56	7	-0.4	0.2	
Газовая	Журуа (Блок В)	86	4	-0.6	0.4	
Газовая	Бурити	131	42	-0.7	0.5	
Газовая	Сандало	181	41	-1.3	0.5	
Нефтегазоконденсатная	Арараканга	126	42	-2.8	0.6	
Газовая	Тамборил	154	65	-5.4	0.6	
Нефтегазоконденсатная	Восточное Рио Уруку	118	68	-14.1	0.7	
Нефтегазоконденсатная	Чибата	117	56	-0.3	0.9	
Нефтегазоконденсатная	Рио Уруку	166	81	-0.2	1.0	
Газовая	Журуа (Блок С)	115	49	4.2	1.3	
Нефтегазоконденсатная	Игарале Мария	25	8	0.3	2.0	
Газовая	Такуаре	52	2	0.1	2.3	
Газовая	Журуа (Блок D)	130	17	2.7	2.3	
Нефтегазоконденсатная	Канела	22	2	0.4	3.5	
Нефтегазоконденсатная	Капиуба	44	12	2.0	4.0	
Нефтегазоконденсатная	Тукума	114	22	0.9	6.7	
Газовая	Узере	79	15			Нет данных по фактическим объемам
Газовая	Игарале Ипока	0	0			Нет данных по фактическим объемам
Нефтегазоконденсатная	Восточная Чибата	90	8			Нет данных по фактическим объемам

Наибольшее отклонение наблюдается для месторождений с малой амплитудой, сопоставимой с точностью структурных построений ( $\pm 65\text{м}$ ) и размерами месторождения  $< 40\text{ км}^2$  (таблица 4).

Распределения как утвержденной оценки запасов, так и прогнозных объемов по данным 3D бассейнового моделирования соответствуют логнормальному закону распределения (рисунок 56): в бассейне Солимоинс выделяется 2 крупных месторождения Уруку и Восточное Уруку и большое число месторождений средней и мелкой величины. В работе П. Роуза [96] указывается на то, что в ходе разведки функция распределения запасов отклоняется в сторону мелких значений запасов вследствие геолого-технологических и экономических причин.

Функции распределения месторождений по величине запасов характеризуется логнормальным законом распределения в независимости от параметров распределения, входящих в ее состав величин [139]. Согласно центральной предельной теореме (сумма независимых величин имеет распределение, близкое к нормальному), в формуле подсчета запасов параметры перемножаются (логарифм произведения равен сумме логарифмов).

Оценка статистической значимости прогнозной величины запасов (3D бассейновое моделирование) и утвержденных объемов предполагает сопоставление средних и стандартных отклонений выборок [27]:

$$F = \frac{S_1^2}{S_2^2} = \frac{0.87^2}{0.76^2} = \frac{0.757}{0.578} = 1.31 \quad (1)$$

при  $S_1^2 > S_2^2$ ,  $S_1$  – стандартное отклонение выборки прогнозных объемов запасов по результатам 3D бассейнового моделирования,  $S_2$  – стандартное отклонение выборки утвержденной оценки запасов (объемный метод).

$1.31 < 2.09$  (критическое значение  $F_{1-\alpha/2}$  – справочное значение,  $\alpha$  – уровень значимости = 0.05). Таким образом, стандартные отклонения прогнозной величины запасов и утвержденных объемов равны при  $\alpha=0.05$ .

Наибольшее отклонение прогнозируемого объема месторождений от фактического (отклонение отношения прогноз/факт от 1) наблюдается для месторождений с малой амплитудой, сопоставимой с точностью структурных построений ( $\pm 65\text{м}$ ) и размерами месторождения  $< 40\text{ км}^2$ , причем отклонения могут быть как в большую, так и в меньшую сторону (от 0.1 до 0.4 и от 2 до 6.7). После исключения малых объектов отношение прогноз/факт находится в пределах 0.5 – 1.3.

Для проверки соответствия эмпирического распределения частот ошибок прогноза запасов нормальному закону распределения, обоснования вида функции плотности вероятности запасов построены гистограммы распределения параметров (рисунок 56) и функции

распределения месторождений по величине запасов (**FSD – Field Size Distribution**) [26], [161], [139] (рисунок 57).

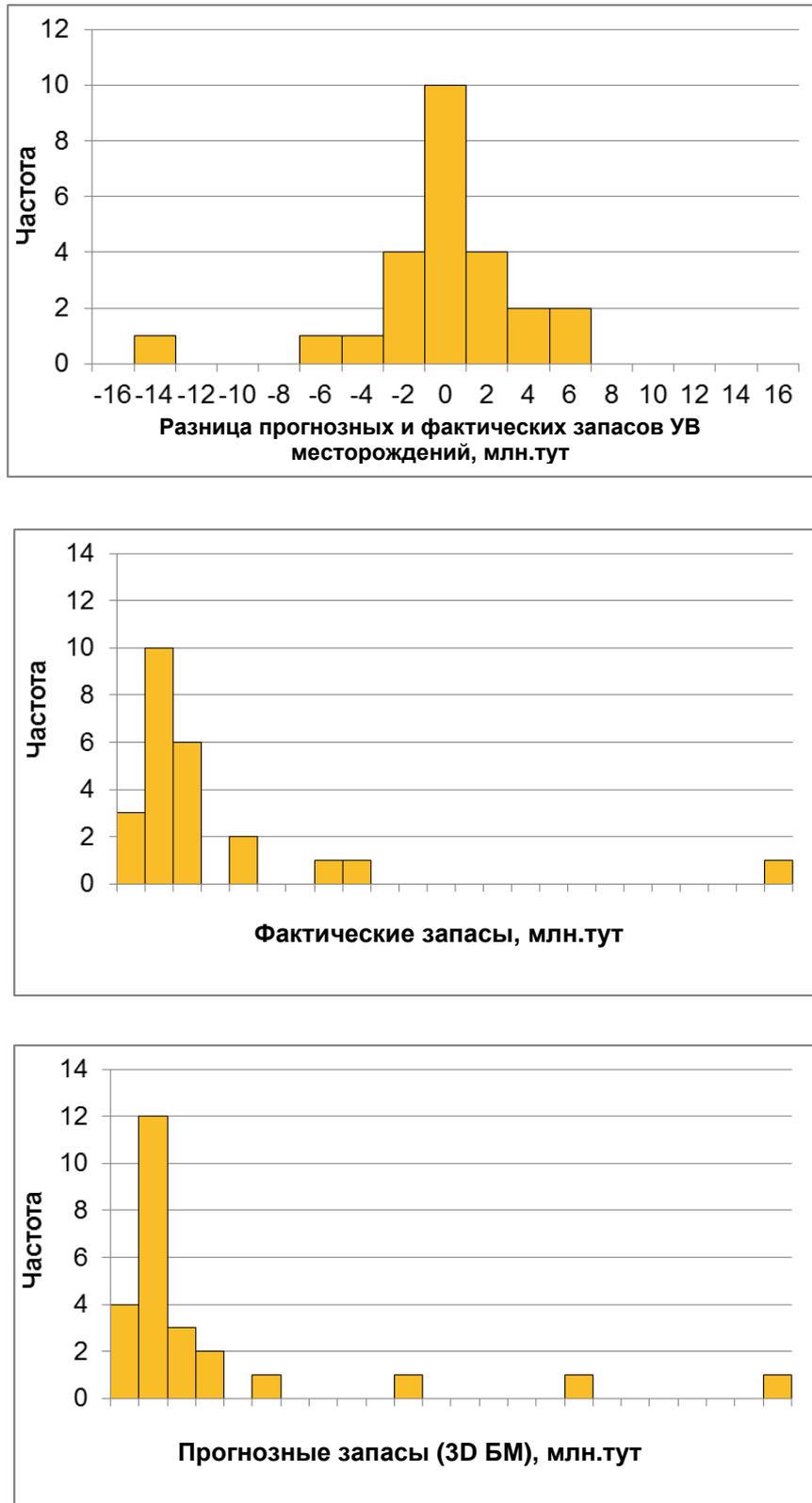


Рисунок 56 – Гистограммы распределения прогнозных (3D бассейновое моделирование) и фактических значений запасов месторождений

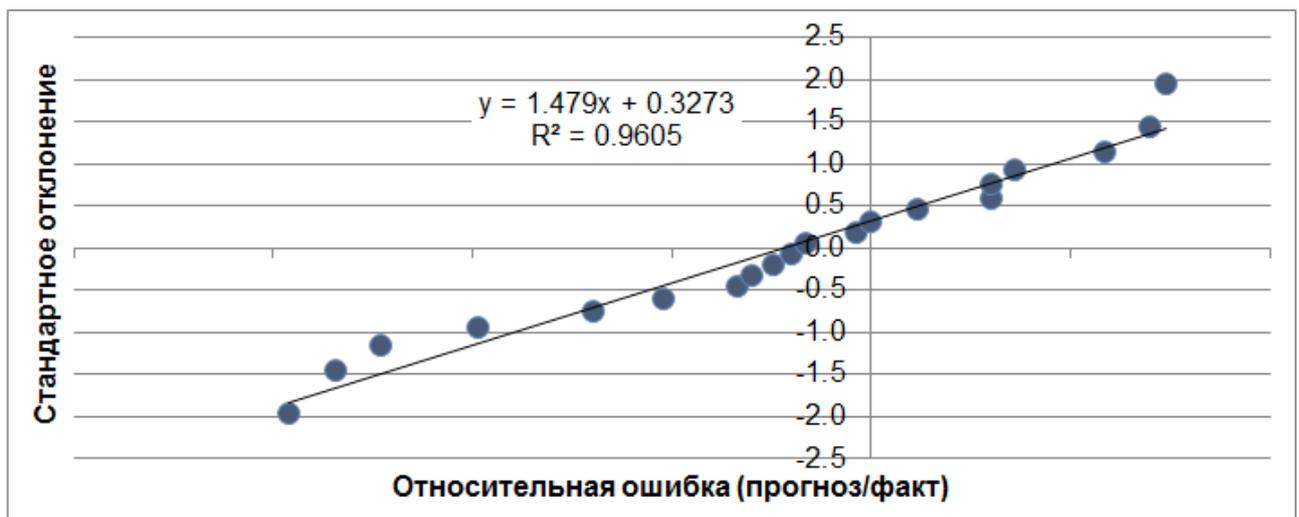
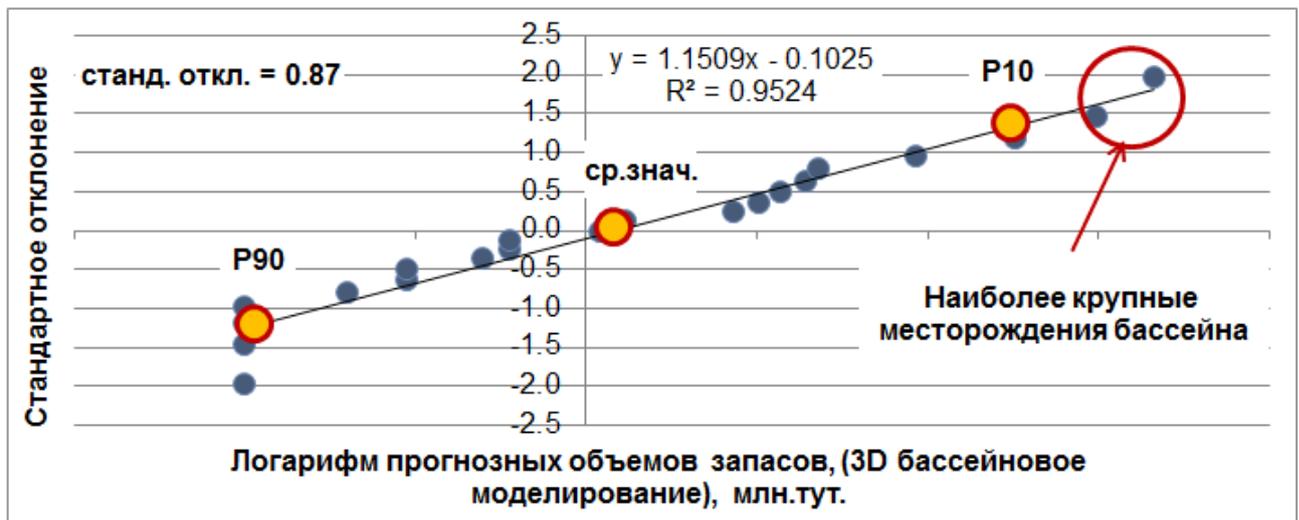
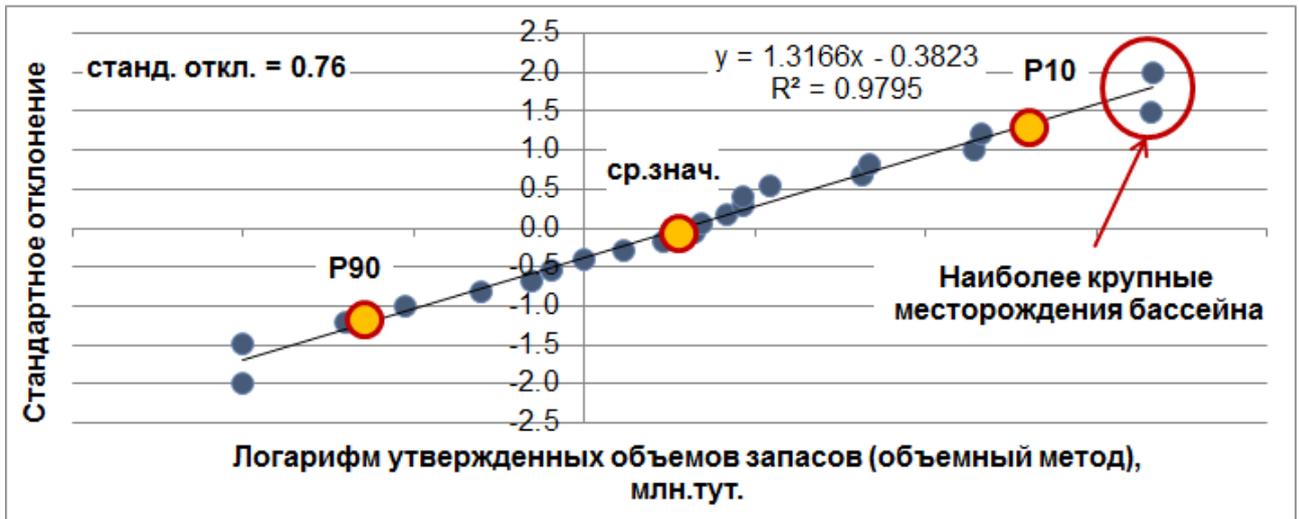


Рисунок 57 – Оценка нормальности распределения запасов и остатков (прогноз – факт)

Для сравнения средних значений двух выборок найдем среднюю величину дисперсии:

$$S^2 = \frac{(n_1 - 1) * S_1^2 + (n_2 - 1) * S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} = \frac{20 * 0.87^2 + 21 * 0.76^2}{21 + 22 - 2} = 0.665 \quad (2)$$

где:  $n_1$  – количество определений в выборке прогнозных объемов запасов по результатам 3D бассейнового моделирования,  $n_2$  – количество определений в выборке утвержденной оценки запасов,  $S_1$  – стандартное отклонение выборки прогнозных объемов запасов по результатам 3D бассейнового моделирования,  $S_2$  – стандартное отклонение выборки утвержденной оценки запасов (объемный метод).

Критерий равенства средних двух совокупностей:

$$t = \frac{\bar{X}_1 - \bar{X}_2}{S \sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}}} = \frac{0.29 - 0.09}{0.816 \sqrt{\frac{1}{21} + \frac{1}{22}}} = \frac{0.20}{0.816 \sqrt{0.0931}} = \frac{0.20}{0.816 * 0.305} = 0.804 \quad (3)$$

где:  $\bar{X}_1$  – среднее значение выборки прогнозных объемов запасов по результатам 3D бассейнового моделирования,  $\bar{X}_2$  – среднее значение выборки утвержденной оценки запасов.

Так как  $t < t_{кр}$  при уровне значимости  $\alpha = 0.05$  ( $0.804 < 2.021$ ) можно сделать вывод, что рассматриваемые выборки статистически неразличимы.

Одной из основных задач выполнения 3D бассейновой модели является прогноз путей миграции и сохранности скоплений УВ, а также обеспечение количественного прогноза объемов в ловушках. На рисунке 58 представлено сопоставление объемов утвержденной оценки и прогнозных объемов по данным моделирования. Соотношение между прогнозными и фактическими объемами описывается уравнением  $y = 1.1115x$ ,  $SD = 3.7$  млн. тут. Это фактически несмещенная оценка, свободный член равен нулю. Таким образом, научившись предсказывать объемы по десятку открытых месторождений, существует возможность транслировать полученный результат на ловушки, непоискованные бурением.

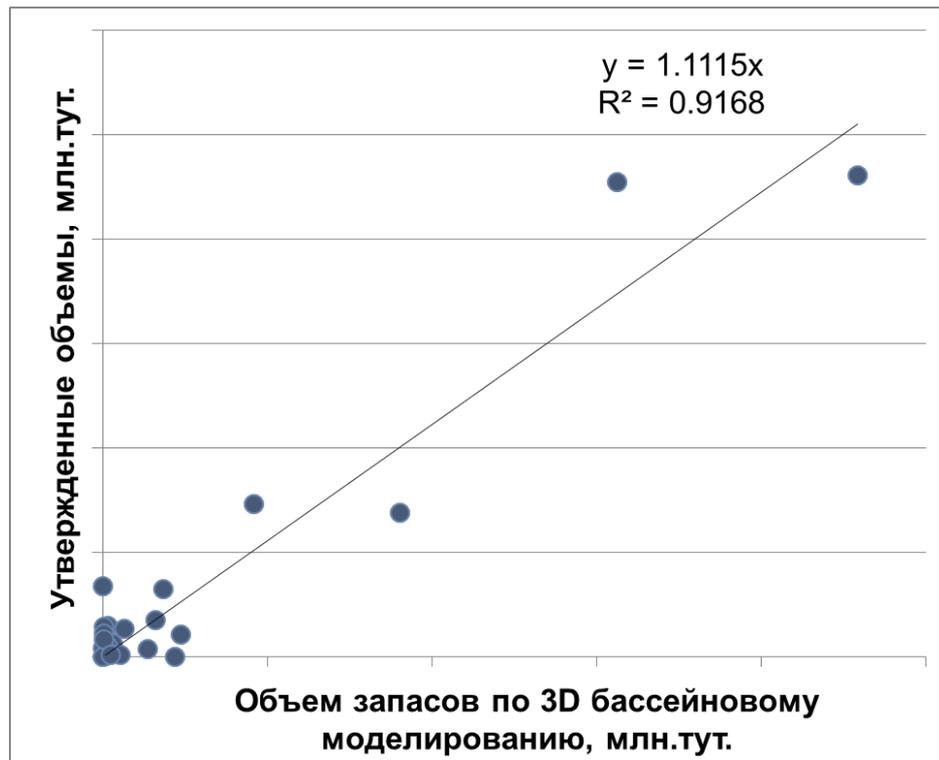


Рисунок 58 – Корреляция фактических и прогнозных объемов по данным 3D бассейнового моделирования

Рассмотрим результаты расчета на примере ловушек и открытых месторождений бассейна (таблица 5).

По результатам ГРП в зоне распространения нижней пластовой интрузии выявлено 14 месторождений и 10 пустых ловушек. Всего 24 объекта. Результаты бассейнового моделирования по заполнению совпали с фактическими данными в 20 случаях (1 месторождение не учтено, т.к. находится за пределами 3D бассейновой модели). Процент подтверждения 87%. На остальной части территории открыто 11 месторождений и 24 неуспешных структуры (всего 35 объектов). Результаты бассейнового моделирования по заполнению совпали с фактическими данными в 27 случаях. Процент подтверждения 78% (таблица 5). Процент подтверждения в целом по зонам аккумуляции жидких и газообразных УВ составляет 81% (58 объектов, 47 совпадений). Данный методический результат – основа для оценки вероятностей успеха ( $P_g$ ) ловушек.

Таблица 5. Оценка подтверждаемости 3D бассейновой модели

№п/п	Месторождение/ Ловушка	Кзап. факт, %	НЕФТЬ	
			Прогноз	Факт
1	Ловушка		0	0
2	Ловушка		0	0
3	Ловушка		0	0
4	Ловушка		0	0
5	Ловушка		0	0
6	Ловушка		0	0
7	Ловушка		1	0
8	Ловушка		0	0
9	Ловушка		0	0
10	Ловушка		1	0
11	Ловушка		0	0
12	Ловушка		0	0
13	Ловушка		0	0
14	Ловушка		0	0
15	Ловушка		0	0
16	Ловушка		0	0
17	Ловушка		0	0
18	Ловушка		0	0
19	Месторождение		1	1
20	Месторождение		1	1
21	Месторождение		1	1
22	Месторождение		1	1
23	Месторождение		0	1
24	Месторождение		1	1
25	Ловушка		1	0
26	Ловушка		1	0
27	Ловушка		1	0
28	Месторождение		1	1
29	Месторождение		1	1
30	Месторождение		1	1
1	Структура заполнена			
0	Заполнение отсутствует			

№п/п	Месторождение/ Ловушка	Кзап.	НЕФТЬ	
			Прогноз	Факт
31	Месторождение		0	1
32	Месторождение		1	1
33	Ловушка		0	0
34	Ловушка		1	0
35	Ловушка		0	0
<b>ИТОГО</b>			<b>15</b>	<b>11</b>
			ГАЗ	
1	Месторождение		1	1
2	Месторождение		1	1
3	Месторождение		1	1
4	Месторождение		1	1
5	Месторождение		1	1
6	Месторождение		1	1
7	Месторождение		1	1
8	Месторождение		1	1
9	Месторождение		1	1
10	Месторождение		1	1
11	Месторождение		1	1
12	Ловушка		1	0
13	Месторождение		0	1
14	Месторождение		0	1
15	Месторождение*			1
16	Ловушка		0	0
17	Ловушка		0	0
18	Ловушка		0	0
19	Ловушка		0	0
20	Ловушка		0	0
21	Ловушка		0	0
22	Ловушка		0	0
23	Ловушка		0	0
24	Ловушка		0	0
<b>ИТОГО</b>			<b>12</b>	<b>14</b>

\*-Месторождение за пределами 3D БМ

### 2.4.3. Распределение степеней катагенеза интервала нефтегазоматеринских толщ

В предыдущих разделах выделены основные факторы, влияющие на степень катагенеза продуктивных отложений в различных точках суббассейна Журуа:

1. Интенсивность теплового потока.
2. Палеоглубина их погружения.
3. Тепловое влияние пластовых интрузий долеритов.

На сегодняшний день в модели остается неучтенным тепловое влияние секущих интрузий долеритов – даек. Это одна из неопределённостей модели.

Одним из основных результатов проведенного бассейнового моделирования стал вывод о последовательности внедрения силлов в суббассейне. Далее были сформулированы задачи для следующего этапа моделирования:

1. Позволяет ли степень катагенеза продуктивных отложений в центральной, наиболее погруженной части суббассейна прогнозировать там скопления жидких УВ (нефти и конденсата);
2. Возможна ли в суббассейне дальняя латеральная миграция УВ из материнских депоцентров в центральной части суббассейна на его периферию (расстояние 50-70км.);
3. Позволяет ли степень катагенеза отложений на периферии бассейна прогнозировать там наличие самостоятельных нефтегазовых систем со своими депоцентрами материнских пород.

Моделирование процессов развития нефтегазовой системы выполнено в программном комплексе PetroMod.

Данная технология позволяет комбинировать общие геологические представления о регионе исследований, седиментологические, геохимические данные и т.д., является одним из ключевых инструментов оценки перспектив нефтегазоносности оцениваемого участка работ.

В рамках моделирования были рассмотрены гипотезы о порядке внедрения интрузивных тел и оценено их влияние на развитие нефтегазовой системы (рисунок 59):

1. Внедрение интрузий снизу-вверх – первой внедряется нижняя интрузия. Данная гипотеза обоснована общегеологическими данными.
2. Внедрение интрузий сверху-вниз – нижняя интрузия внедряется последней.
3. Одновременное внедрение интрузий.

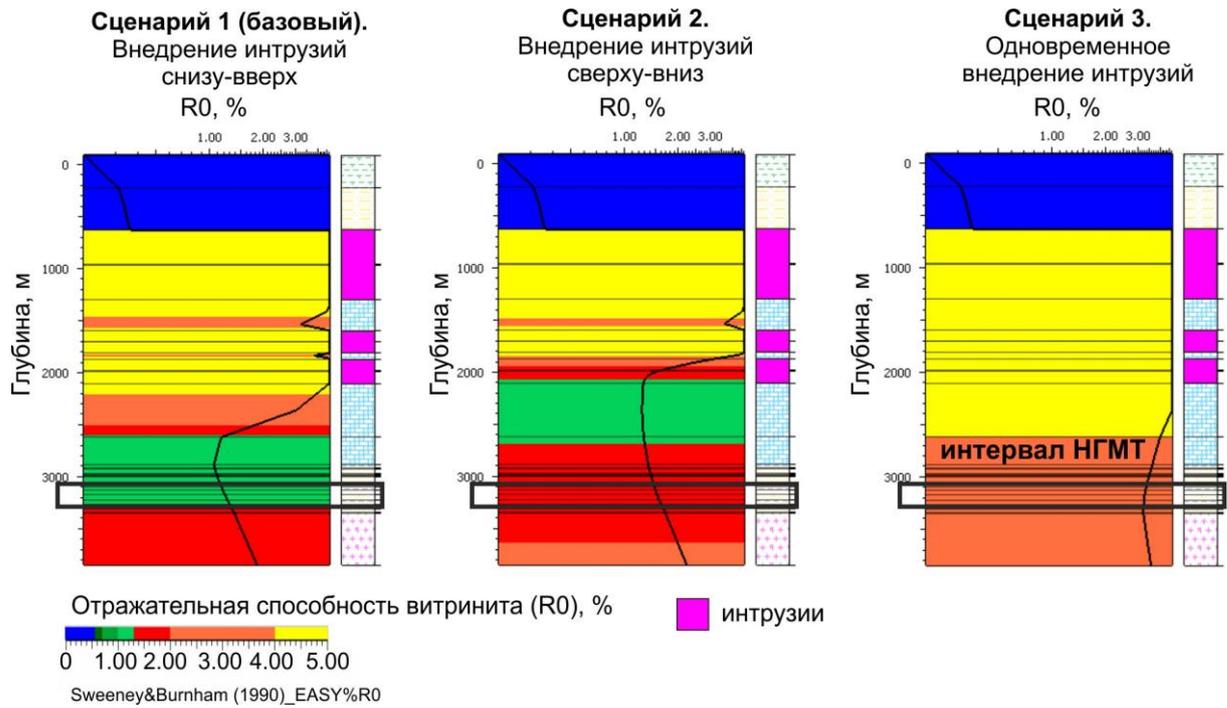


Рисунок 59 – Оценка сценариев расчета 3D бассейновой модели – порядок внедрения силлов в осадочный чехол

Для выбора оптимального сценария использовалась калибровка на месторождение Чибата. По результатам испытания скважины 1-BRSA-761-AM получены значительные притоки нефти и газа (см. раздел 1.4).

При сравнении полученных сценариев видны отличия в степени катагенеза интервала НГМТ. В первом сценарии интервал НГМТ находится в нефтяном окне ( $R_o = 1.28\%$ , МК4), во втором – в главной зоне газообразования ( $R_o = 1.58\%$ , МК5), третьем – в зоне сверх зрелого ОВ ( $R_o = 3.26\%$ , АК2). Таким образом, при моделировании альтернативных гипотез происходит перегрев нефтегазоматеринских толщ (по сравнению с фактическими данными).

На рисунке 60 приведены результаты калибровки скважин базового варианта модели на замеры отражательной способности витринита, прогнозная карта катагенеза (рисунок 61) и дифференцированный состав аккумуляций УВ по площади, обусловленный локализацией генерирующих толщ и расстоянием силл – НГМТ (рисунок 62). На основании результатов бассейнового моделирования установлено, если расстояние между генерирующей толщей и силлом меньше или сопоставимо с 1.5 мощности интрузивного тела, НГМТ будет генерировать газообразные УВ (газовое окно/зона сверх зрелого ОВ). Если расстояние между генерирующей толщей и силлом больше 1.5 мощности интрузивного тела, НГМТ будет генерировать жидкие и газообразные УВ (нефтяное окно).

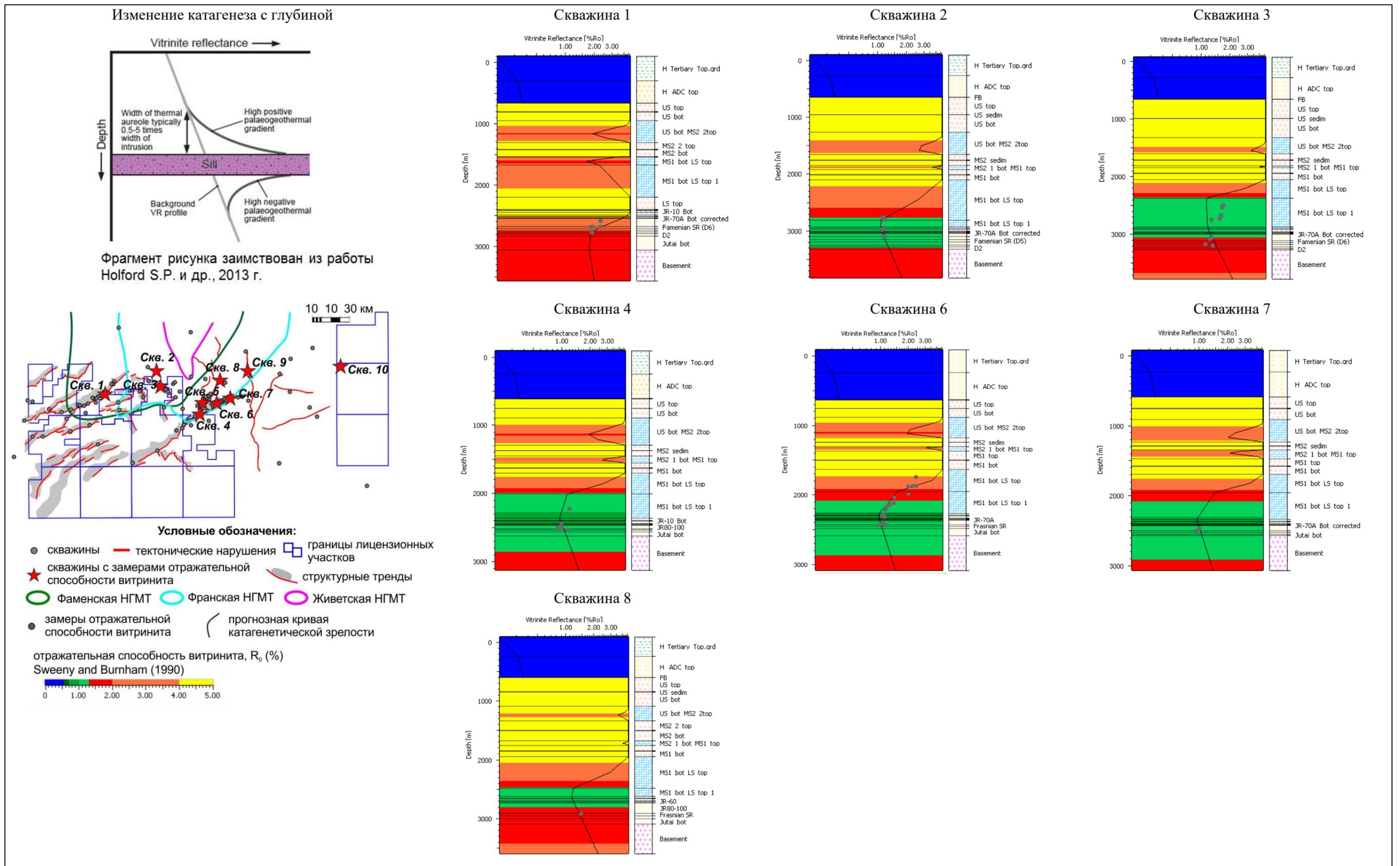


Рисунок 60 – Пример результатов калибровки модели на данные отражательной способности витринита

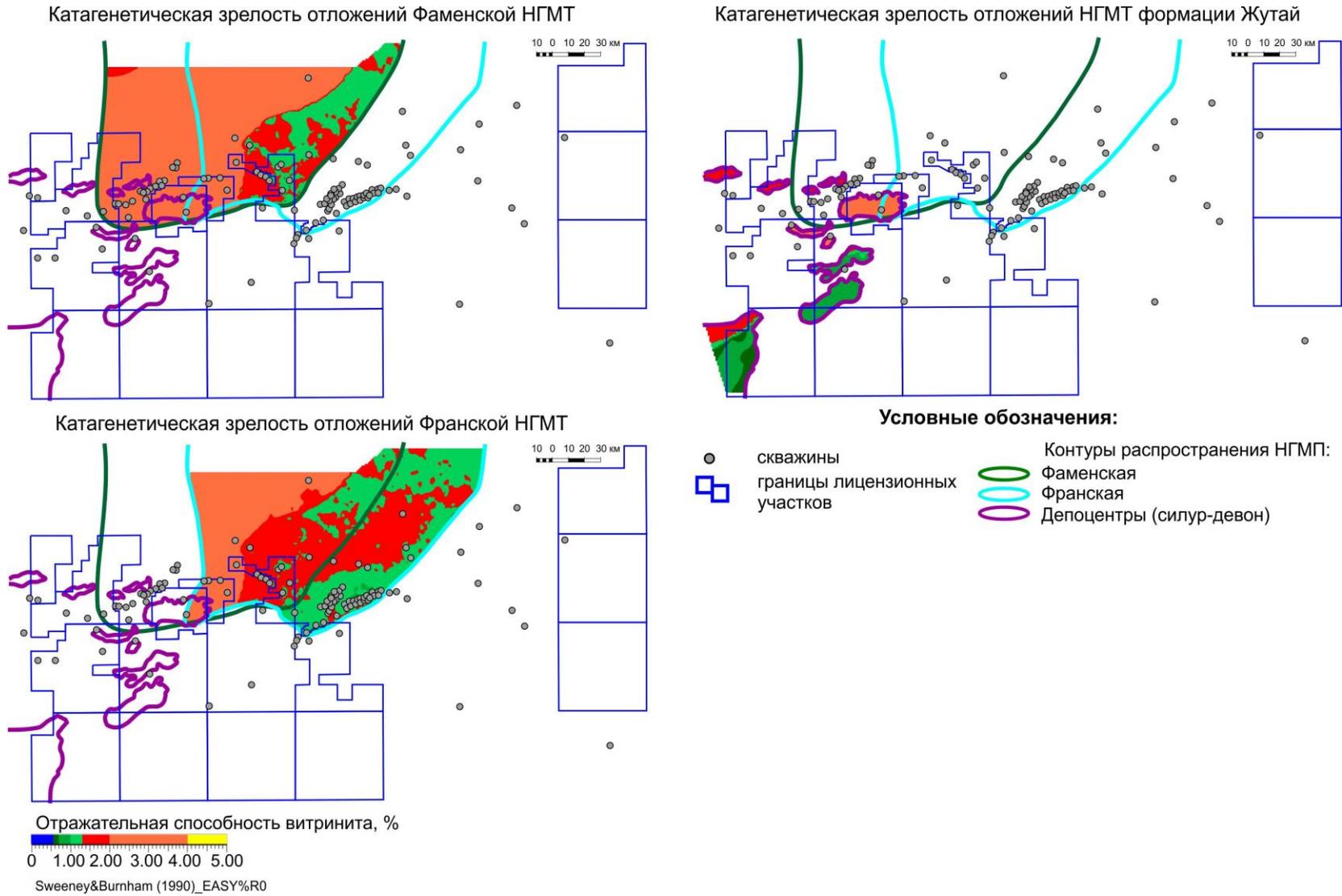


Рисунок 61 – Карта катагенеза отложений НГМП по результатам 3D бассейнового моделирования

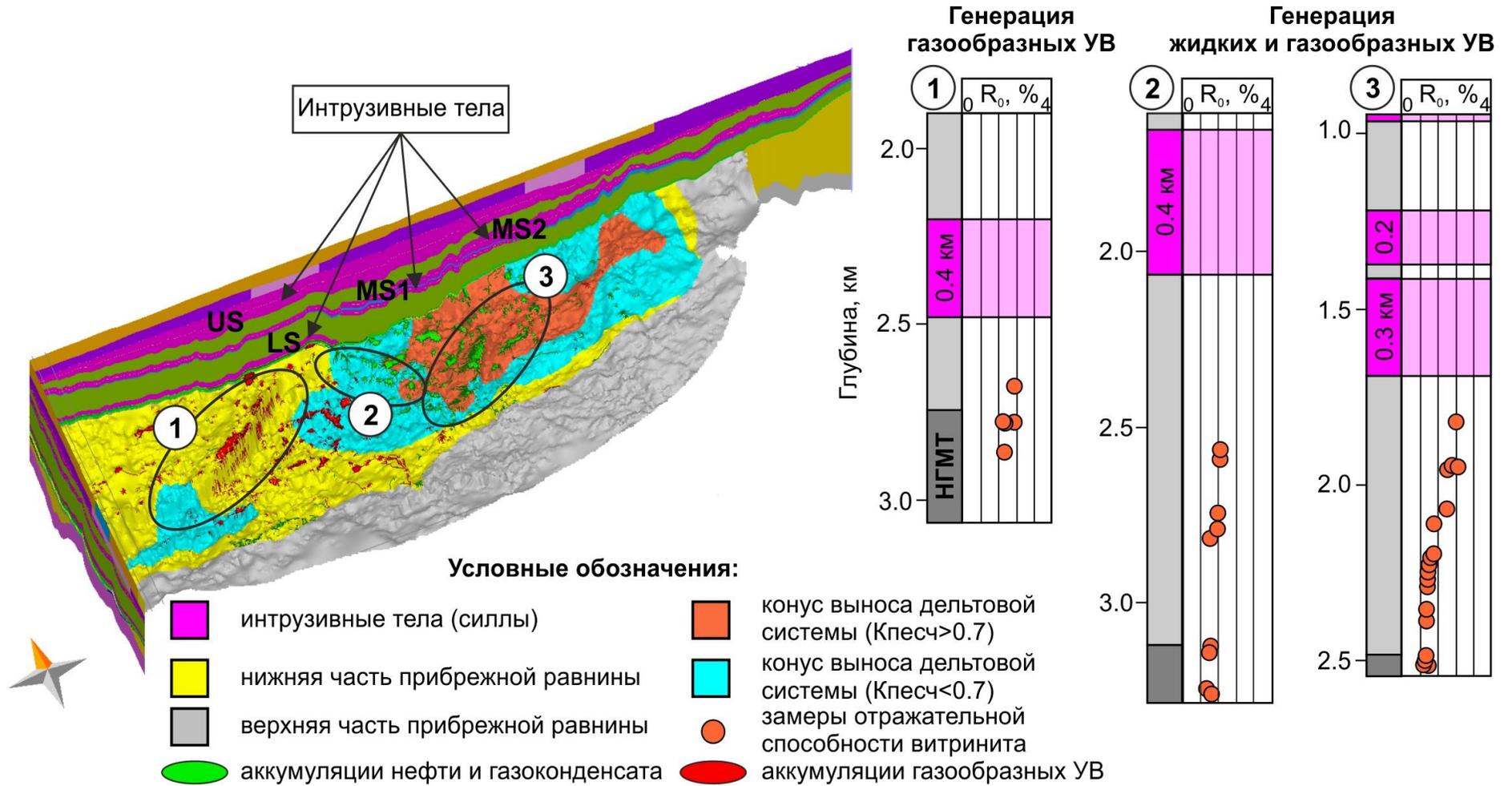


Рисунок 62 – Влияние интрузий на фазовый состав УВ на всей территории суббассейна

#### 2.4.4. Основные факторы, контролирующие миграцию и аккумуляцию углеводородов

Выделяются следующие механизмы миграции УВ:

Латеральная миграция происходила по структурным трендам – цепочкам валообразных поднятий, сформировавшихся в результате взбросо-сдвиговых деформаций (орогенез Журуа, пермь-триас). Эффективность миграции определяется:

- дальностью латеральной миграции (по данным 3D бассейнового моделирования около 50км);
- расположением ловушек на структурных трендах (линейно ориентированные структуры III порядка), качеством покрышек (литологическое замещение и выклинивание на восток), качеством нефтегазоматеринских толщ, качеством коллекторов, отношением площади дренирования к площади ловушки, порядком внедрения силлов.

Вертикальная миграция. К моменту пика генерации и миграции УВ локальные уровни покрышек, представленные ангидритовыми и галитовыми отложениями, уже сформировались и не могли пропускать УВ за исключением зон их выклинивания или замещения. Поэтому допускается, что системы разрывных нарушений – это пути вертикальной миграции УВ. Результаты геохимических исследований подтверждают вертикальную миграцию УВ (см. раздел 2.2.3.), которая происходила в период внедрения интрузивных тел и растяжения пород чехла в триас-юрское время. [202].

Впоследствии тектонические нарушения потеряли свою способность пропускать через себя УВ после окончания формирования ловушек и снижения тектонической активности региона.

В работе А. В. Мигурского [71] отмечено, что образование разломов сопровождается появлением зон трещиноватости и частичной утратой изолирующих свойств покрышек. В зонах прорыва флюидоупоров по разломам преобладает вертикальная миграция флюидов с последующим латеральным перемещением углеводородов в залегающие выше резервуары. Этот эффект подтверждается данными бурения и испытания: в разрезе открытых месторождений встречено до 5 залежей, разделенных между собой ангидритовыми покрышками, временно потерявшими способность удерживать углеводороды в результате тектонической активизации.

На примере месторождений структурного тренда Рио Уруку реализован принцип дифференцированного улавливания В. Гассоу [175] (рисунок 63). В ловушках, расположенных вдоль структурного тренда, отмечается последовательность в фазовом составе аккумулярованных в них углеводородов: жидкие и газообразные УВ – нефтегазоконденсатные

месторождения, газообразные УВ – газоконденсатные месторождения. Самая высокая по гипсометрии ловушка оказалась пустой из-за снижения генерационной способности нефтегазоматеринской толщи и нехватки УВ.

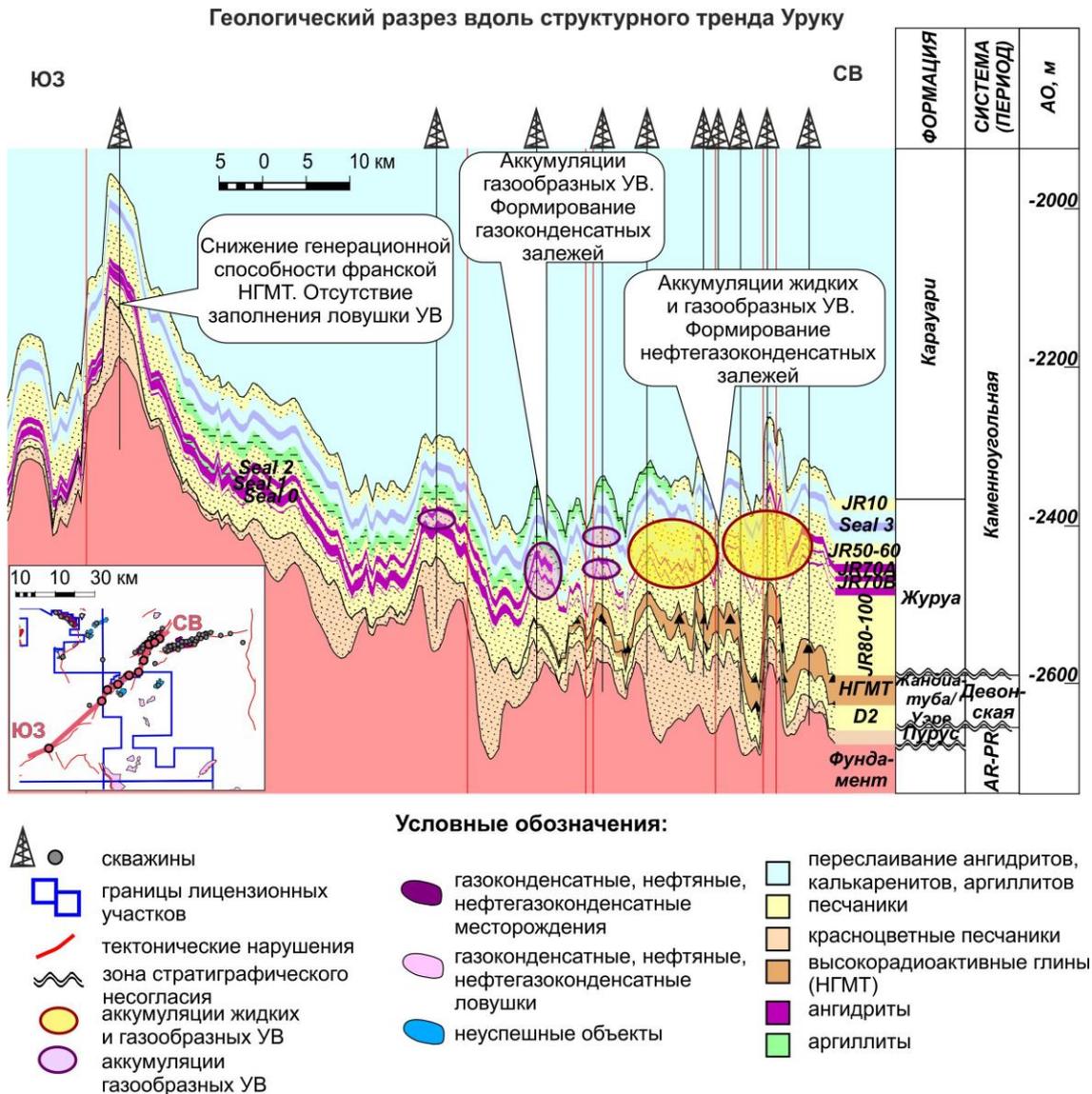


Рисунок 63 – Схема дифференцированного улавливания В.Гассоу на примере структурного тренда Уруку

В работе Е. Б. Риле [95] рассмотрены процессы аккумуляции УВ в ловушках в свете концепции трехслойного резервуара. Автор указывает на то, что часть ловушек в направлении по восстанию пласта может оказаться пустыми ввиду нехватки УВ. Также причиной отсутствия заполнения ловушки рассматривается сохранность – структура нарушена разломом (возможно дайкой). В книге С. П. Максимова [67] рассмотрены различные способы определения времени формирования скоплений УВ, в том числе и по принципу Гассоу, но метод имеет ряд ограничений, поэтому степень надежности его низкая.

Чтобы воссоздать в модели заполнение ловушек в разных пластах необходимо настраивать степень открытости разлома, его проницаемость индивидуально. Для оптимизации этого процессы были проанализированы объемы аккумуляций в разрезе открытых залежей. По результатам анализа фактических данных по фазовому составу скоплений УВ и данным бассейнового моделирования установлено, что основной объем запасов сосредоточен в интервале пласта JR80-100 формации Нижнего Журуа, залегающего непосредственно над доказанными девонскими генерирующими толщами и далее по убыванию вверх по разрезу (резервуар JR10).

Авторы работы [18] отмечают факторы, определяющие коэффициент заполнения ловушек: качество покрышки и ее экранирующая способность, амплитуда структуры и количество поступивших в нее углеводородов (улавливающая способность структуры).

В 2018 году в рамках реализации программы ГРП в северо-западной части суббассейна Журуа было запланировано бурение поисково-оценочной скважины. Выбранный объект расположен в области распространения доказанной нефтегазоматеринской толщи и в окружении открытых месторождений с коэффициентами заполнения 0.8-1. По аналогии с близлежащими месторождениями коэффициент заполнения перспективной ловушки был принят 1. По результатам бурения коэффициент заполнения оказался равен 0.5, открыто месторождение газа, Qг до 85 тыс.м<sup>3</sup>/сут. (рисунок 64).

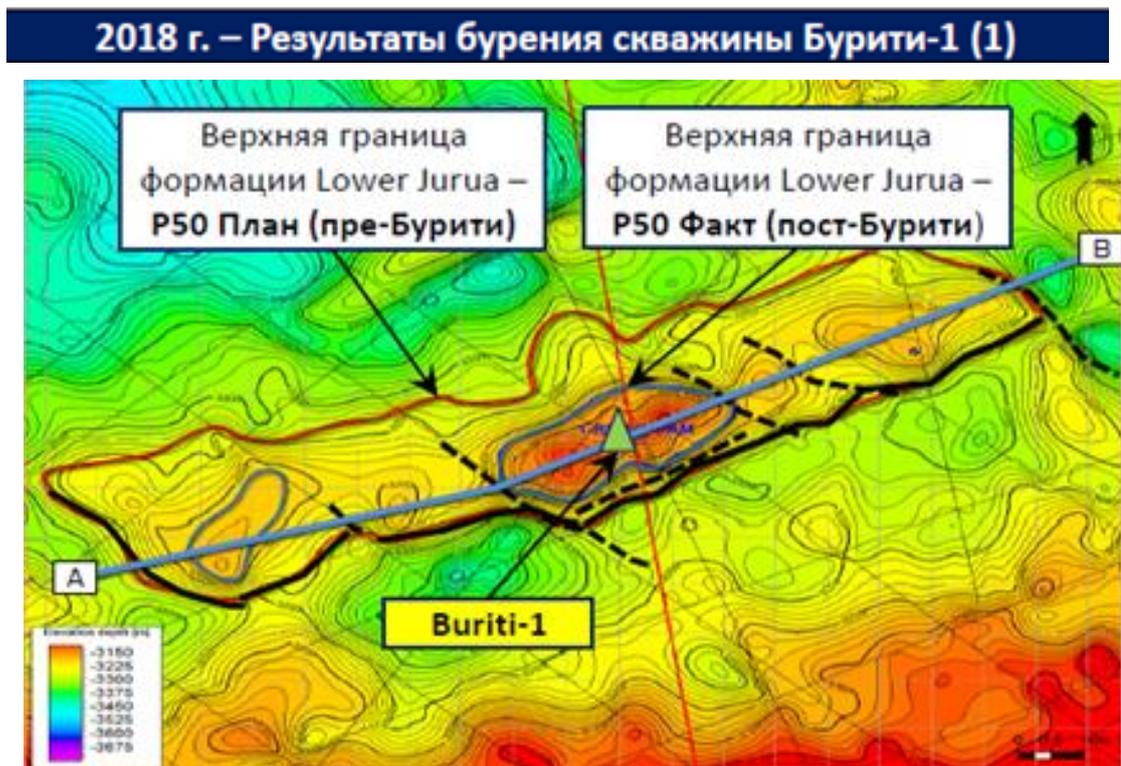


Рисунок 64 – Результаты бурения скважины на ловушке Бурити

Одной из возможных причин низкого коэффициента заполнения рассматривается малое соотношение площади дренирования и размеров ловушки. По данным ЗапСибНИГНИ, 1988 г. [80] «Полное насыщение коллектора флюидом наступит при условии: объем нефтегазосборной площади должен быть больше объема залежи в 2-8 раз» (статистика приведена для Западной Сибири).

На рис. 65 приведена зависимость коэффициента заполнения от соотношения определенных по данным 3D бассейнового моделирования площадей дренирования к площадям структур открытых залежей в интервале пластов JR70В и JR80-100 суббассейна Журуа.

Из оценки исключены месторождения группы Уруку (месторождения в зоне выклинивания покрышек Seal 1 и Seal 0), Сандало (неколлектор в интервале пласта JR70В, в JR80-100 продуктивность не доказана) и месторождения, данные по положению газожидкостных контактов которых неизвестны.

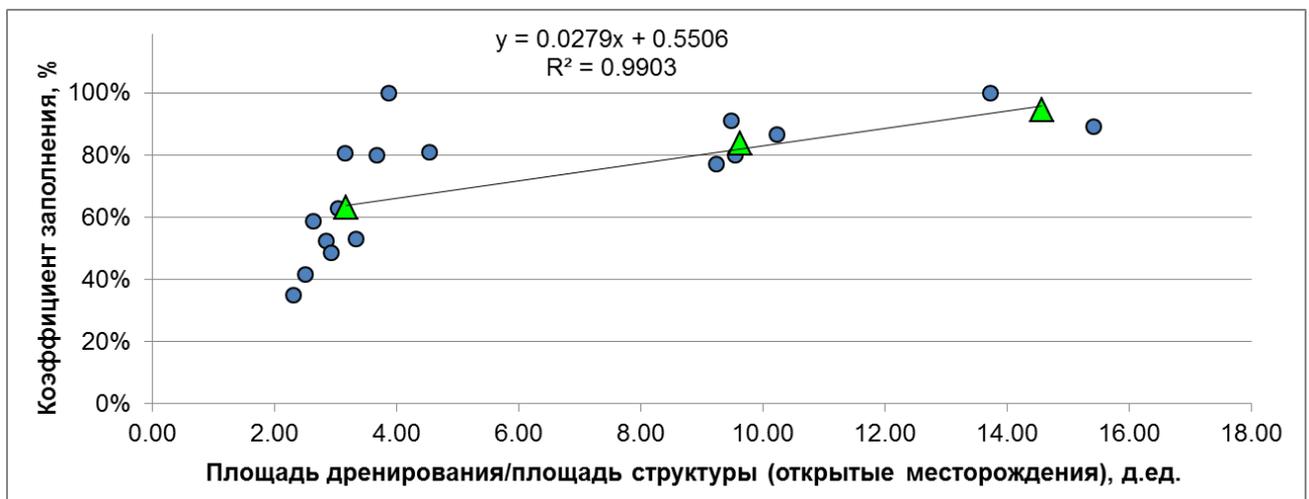


Рисунок 65 – Изменение коэффициента заполнения ловушек в зависимости от соотношения площади дренирования к площади структуры для интервала пластов JR70В и JR80-100 суббассейна Журуа

Таким образом, выполненное 3D бассейновое моделирование позволило учесть комплексное влияние тектонической истории региона и термического влияния траппов, путей миграции УВ, площадей дренирования и факторов геометрии ловушек, на процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ.

#### 2.4.5. Выводы

1. Создана 3D бассейновая модель суббассейна Журуа, основанная на геолого-геофизических данных, результатов анализа элементов нефтегазовой системы.
2. Сопоставление результатов 3D бассейнового моделирования и утвержденных объемов запасов (объемный метод) позволяет сделать следующие выводы:

- сконструированная модель суббассейна Журуа позволяет получать практически несмещенную оценку запасов совокупности месторождений;
- установленные ошибки в объемах запасов отдельных залежей являются экспериментальной основой для определения видов и параметров функций плотности вероятности ресурсов в ловушках;
- функция распределения прогнозных запасов (3D бассейновое моделирование) и утвержденной оценки (объемный метод) являются логнормальными;
- подтверждаемость бассейнового моделирования по заполнению ловушек УВ относительно утвержденной оценки составляет 81%.

3. Пространственный учет влияния силлов на интервал нефтегазоматеринских отложений позволил установить, что аккумуляции газообразных УВ приурочено к северо-западной и западной частям суббассейна из-за интенсивного влияния нижней пластовой интрузии (средняя мощность интрузивного тела 260м, расстояние до НГМТ порядка 180м) на интервал генерирующей толщи и, как следствие, высокой степени катагенеза (стадии катагенеза АК2-АК4). В этих частях суббассейна уже открыты многочисленные месторождения газа. В центральной части суббассейна нижний силл отсутствует, уровень катагенеза НГМТ находится в зоне нефтяного окна – жирного газа, что позволяет предполагать там залежи газоконденсата и легкой нефти.

4. В рассматриваемом суббассейне в результате бассейнового моделирования установлено, что дальность латеральной миграции имеет ограниченный характер. Системы разрывных нарушений – это пути вертикальной миграции УВ в период растяжения пород чехла в триас-юрское время на фоне внедрения интрузивных тел.

5. Для открытых залежей пластов JR70B-80-100 (карбон) суббассейна установлена зависимость между коэффициентом заполнения и соотношения площади дренирования (определена по данным 3D бассейнового моделирования) к площади структуры. Таким образом, результаты 3D бассейнового моделирования могут быть использованы для прогноза коэффициента заполнения ловушек

6. Степень катагенеза периферийных частей суббассейна достаточна для процессов нефтегазообразования (стадии катагенеза МК3-МК5) и обусловлена близостью пластовых интрузий. Локальные депоцентры материнских отложений, выделенные на основании комплексного анализа скважинных и сейсмических данных, контролируют самостоятельные нефтегазовые системы.

7. Бассейновое моделирование нефтегазовой системы легло в основу выделения трех доказанных зоны нефтегазонакопления и одной прогнозной зона нефтегазонакопления, которые дифференцированы по качеству элементов нефтегазоносной системы,

коэффициентам заполнения, фазовому составу, объемам и путям миграции УВ, количеству залежей в разрезе открытых месторождений, возможности заполнения конкретных ловушек.

## ГЛАВА 3. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В СУББАССЕЙНЕ ЖУРУА

### 3.1. Теоретические принципы

Подробный анализ понятия «зона нефтегазонакопления» (ЗНГН) проведен в статье О. М. Прищепы [93]. По мнению автора, из нее можно сделать следующий основной вывод: в современной трактовке данное понятие является результатом внедрения в нефтегазовую геологию геосистемного подхода.

В труде О. М. Прищепы [93] содержится порядка 20 определений зоны нефтегазонакопления, сформулированных в разные годы, в основном, ведущими советскими и российскими геологами. Из их анализа следует, что становление рассматриваемого понятия имеет долгую историю.

В первых определениях И. О. Брода (1951 г.), В. Е. Хаина (1954 г.), М. Ф. Мирчинка (1963), Н. А. Еременко (1968) акцент был сделан на связь зон нефтегазонакопления с крупными положительными тектоническими элементами, определяющими основные особенности протекания процессов нефтидогенеза в осадочных бассейнах. Эти определения являлись основой для стратегии геолого-разведочных работ того периода, нацеленной на поиски наиболее крупных месторождений [93].

О. М. Прищепа [93] отмечает, что структурный фактор не всегда является определяющим при выделении ЗНГН. Несмотря на то, что контроль залежей УВ в большинстве случаев связан со структурным фактором (>70%) в последние годы ГРП направлены, в том числе и на поиск ловушек не структурного типа. При дифференциации зон нефтегазонакопления также рассматриваются такие элементы как: количество и взаимоотношение резервуаров, флюидоупоров, зон развития НГМТ (генерация и эффективная миграция УВ).

В связи с постепенным истощением фонда крупных ловушек простого строения в геологические работы вовлекались все более сложные объекты. Это явление определяло как, в целом, развитие теоретической нефтегазовой геологии, так и в частности, учения о зонах нефтегазонакопления. Качественным скачком в данном направлении стало возникновение геосистемного по природе историко-генетического метода реконструкции нефтидогенеза. Основы его были заложены в работах Н. Б. Вассоевича, А. Э. Конторовича, А. А. Трофимука, С. Г. Неручева и других исследователей. В западной литературе данное направление развивалось в рамках учения о нефтегазовых системах [Н. В. Лопатин, 2006]. Современное определение нефтегазовой системы приведено в работе Л. Магуна и В. Доу [194]. Опираясь на работы А. Перродона [217], Г. Ульмишека [241], Ф. Мейснера [200] и других исследователей, они сделали вывод, что нефтегазовая система (petroleum system) объединяет все геологические

элементы и процессы, сопутствующие формированию аккумуляций нефти и газа, включая комплекс нефтематеринских пород и соответствующих им нефть и газ.

Развитие геосистемного или историко-генетического подхода к познанию процессов нефтидогенеза привело к дальнейшему совершенствованию понятия «зона нефтегазонакопления». Так в определениях Н. Ю. Успенской (1972), К. Бека и И. В. Высоцкого (1976), В. Б. Оленина (1977), М. К. Калинин (1985), А. Н. Золотова, Б. А. Лебедева, В. В. Самсонова (1985, 1987) зона нефтегазонакопления, в целом, уже понимается как целостная система элементов, контролирующая нефтидогенез. По мнению автора, наиболее полным определением зоны нефтегазонакопления является определение О. М. Прищепы (1991, 1994, 2006): «Совокупность (группа) ловушек, выделяемая в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и характеризующаяся едиными условиями формирования содержащихся в них залежей – генерацией, миграцией, аккумуляцией и сохранностью УВ» [93].

При выявлении закономерностей размещения залежей УВ по площади и разрезу также применяется концепция Play Concept (ЗНГН) [120]. Это понятие описывается Р. А. Allen и J. R. Allen [130] как понимание или модель сочетания потенциального пласта коллектора, НГМТ, региональной покрывки и ловушек в процессах образования аккумуляций УВ на определенном стратиграфическом уровне. Авторы отмечают, что основное отличие от концепции нефтегазовой системы (НГС, petroleum system) заключается в том, что в НГС рассматриваются область распространения катагенетически зрелых НГМТ, пути миграции УВ и только те ловушки, которые потенциально могут содержать промышленные аккумуляции нефти и газа. Такой подход используется для ранжирования фонда структур, непоискованных бурением.

О. М. Прищепа [93], L. V. Magoon [195] под плей (play) понимают комплекс открытых месторождений и перспективных ловушек, характеризующихся сходной структурно-тектонической приуроченностью и фазовым составом аккумуляций УВ.

М. В. Лебедев на основе собственных и литературных данных и выводов О. М. Прищепы предложил считать зоной нефтегазонакопления связную часть объема продуктивного горизонта с единым источником углеводородов, сходными условиями их миграции и сохранности, а также со сходным типом ловушек УВ (сходными условиями аккумуляции). Зоны нефтегазонакопления могут быть доказанными и прогнозными [57]. Это определение близко к определению О. М. Прищепы. Существенное отличие заключается в определении зоны нефтегазонакопления как *связной части продуктивного горизонта*, то есть *системы*, а не как *совокупности (группы)* выделенных ловушек и допущение существования в оконтуренной части продуктивного горизонта еще не выявленных ловушек.

Рассмотрение зоны нефтегазонакопления как *системы* расширяет возможность поиска в зонах нефтегазонакопления новых ловушек углеводородов. Данное определение и было положено в основу выделения в объекте исследования зон нефтегазонакопления как основы для планирования дальнейших поисково-разведочных работ.

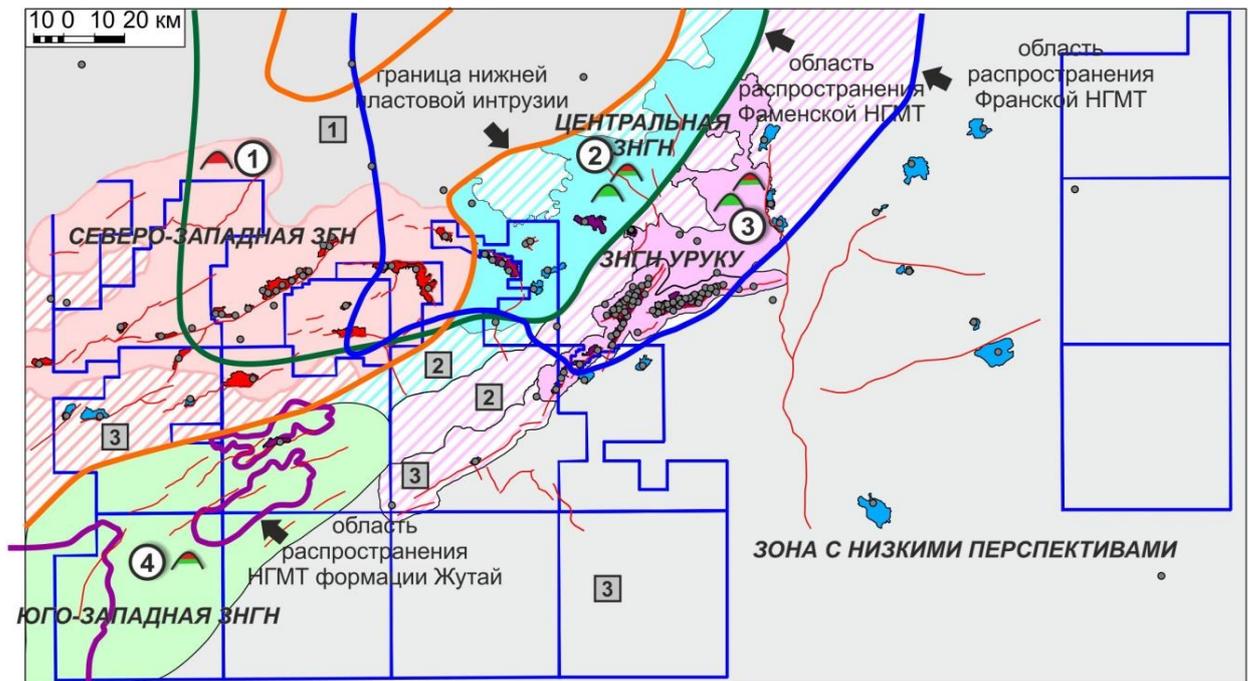
### 3.2. Выделение зон нефтегазонакопления

В продуктивном комплексе формации Журуа автором выделены четыре зоны нефтегазонакопления. Анализ распределения фазового состава открытых залежей, развития и качества НГМТ, способности миграции УВ по узким линейно вытянутым валообразным структурам (структурным трендам), по качеству покрышек, резервуаров, величине теплового потока позволил разделить территорию суббассейна на следующие зоны нефтегазонакопления [87], [213]:

- зона 1. Северо-западная зона газонакопления;
- зона 2. Центральная зона нефтегазонакопления;
- зона 3. Зона нефтегазонакопления Уруку;
- зона 4. Юго-западная зона нефтегазонакопления.

Большая часть южной и юго-западной периферии суббассейна пока, с учетом существующей в настоящее время изученности, отнесены к зоне с низкими перспективами нефтегазоносности.

На рисунке 66 приведены выделенные ЗНГН бассейна Солимоинс (суббассейн Журуа).



#### 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 НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ БАСЕЙНА СОЛИМОЙНС (СУББАСЕЙН ЖУРУА):

##### Зона влияния нижнего силла:

- ① **Северо-Западная ЗГН.** 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 ЗНГН.** Заполнение ловушек из Франской и Фаменской НГМТ (девон). Фазовый состав аккумуляций - жидкие+газообразные УВ.

##### Генерация УВ из доказанной Франской НГМТ:

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

##### Генерация УВ из гипотетической НГМТ формации Жутай:

- ④ **Юго-Западная ЗНГН.** 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<sup>2</sup>), отсутствие уверенной структурной основы
- ② Моноклиальный склон/отсутствие ярковыраженных амплитудных поднятий
- ③ Неэффективная миграция УВ (опесчанивание НГМП, снижение генерационного потенциала), риски сохранности залежей (дислоцированность разреза, секущие интрузии)

Рисунок 66 – Зоны нефтегазонакопления суббассейна Журуа (бассейн Солимоинс)

*Зона 1. Северо-западная зона газонакопления* расположена в северо-западной части суббассейна. Фазовый состав аккумуляций контролируется близостью нижней пластовый интрузии (силл LS) и фаменской НГМТ. К середине пермского периода фаменская НГМТ ( $C_{орг}$  до 2%) еще не достигла достаточного уровня зрелости для интенсивных темпов генерации УВ. Нижняя пластовая интрузия мощностью до 250 м первой внедрилась в триас-юрское время в толщу карбонового возраста, перекрывающей отложения покровов, коллекторов и генерирующих толщ. Мгновенное увеличение температуры стало катализатором генерации газообразных УВ из фаменской НГМТ и преобразования ранее сформированных жидких углеводородов в газообразные с преобладающей долей метановых компонентов. Это явление подтверждается фактическими замерами отражательной способности витринита ( $R_o > 2\%$ ).

Зона включает в себя следующие структурные тренды: Тарума, Журуа, Сандало, Ароэйра, Бурити, Тамборил, северную часть Сао-Матеуш. Кроме того, в нее включены прилегающие к этим структурным трендам территории с одиночными структурными ловушками, находящимися в области распространения нижнего силла.

Ловушки заполнялись, в основном, в результате сочетания вертикальной и латеральной миграции газа.

Основной продуктивный горизонт – JR-70B-100 (карбон), основная покровка – ангидритовая пачка Seal1. Дополнительными продуктивными горизонтами являются JR-70A, JR-60 (карбон), соответственно, дополнительными покровками – Seal2 и Seal3.

Ловушками углеводородов являются ассимметричные брахиантиклинали, осложненные разрывными нарушениями взбросового типа.

К настоящему времени в пределах зоны выявлены следующие месторождения: Журуа (блоки А, В, С, D), Мамурия, Карауари, Кастанейра, Санадало, Ароэйра, Бурити, Тамборил, Такуаре, Уэре (13 месторождений). В рассматриваемой зоне наиболее ярко выражен принцип заполнения ловушек по структурным трендам – цепочкам валообразных поднятий, ориентированных параллельно фронту движения флюидов и приуроченных к взбросово-сдвиговой сети разломов [146].

Кроме того, в пределах зоны выделен целый ряд перспективных ловушек, с которыми связаны дальнейшие перспективы прироста запасов газа.

В пределах северо-западной ЗГН выделяется зона с высокими рисками по заполнению ловушек УВ (потенциально продуктивная) ввиду уменьшения количества продуктивных пластов разрезе и появлением водонасыщенных структур на периферии (рисунок бб).

*Зона 2. Центральная зона нефтегазонакопления* расположена в центральной части суббассейна. К настоящему времени в пределах зоны открытые месторождения приурочены к структурному тренду Сао-Матеуш, который представляет собой цепочку линейных складок и брахиантиклиналей с бортами, осложненными зонами разрывных нарушений взбросового типа. Месторождения Араканга, Чибата, связанные с этой зоной, являются многозалежными. Это единственный случай в бассейне, где продуктивность установлена как в интервале формации Журуа (карбон), так в отложениях формации Уэре (девон). Основными продуктивными горизонтами зоны являются JR-70-100, D6, D5, D2 (девон), основными покрышками – ангидритовые пачки Seal1, Seal2 для интервала резервуаров формации Журуа и глинистые отложения НГМТ для интервала формации Уэре.

Заполнение ловушек происходит из отложений фаменской (20%) и франской НГМТ (80%). Аккумуляции в этой зоне сформировались в результате сочетания вертикальной и латеральной миграции при соответствующей степени катагенеза продуктивных отложений.

Оставшиеся перспективы нефтегазоносности связаны с многочисленными структурными ловушками различного размера в северной части зоны, приуроченными к области максимальных прогнозных значений  $S_{org_0}$  (до 3.5%) франской НГМТ.

### *Зона 3. Зона нефтегазонакопления Уруку*

Главный фактор контроля нефтегазоносности – залегание продуктивного комплекса непосредственно над обладающей повышенным генерационным потенциалом франской материнской толщей ( $S_{org_0}$  порядка 3%). Поэтому, аккумуляции в этой зоне сформировались в результате сочетания вертикальной и латеральной миграции при соответствующей степени катагенеза продуктивных отложений.

Зона включает в себя структурный тренд Рио Уруку и Рио Уруку Лесте, а также одиночные брахиантиклинальные структурные ловушки в наиболее прогнутой части суббассейна. Самые крупные нефтяные и нефтегазоконденсатные открытые скопления УВ в суббассейне приурочены к ЗНГН структурных трендов Уруку.

Основным продуктивным горизонтом зоны является JR-70-100, основной покрышкой – ангидритовая пачка Seal2. Дополнительным продуктивным горизонтом – JR-60, соответственно, дополнительной покрышкой Seal3. В пределах зоны на месторождении Рио Уруку Лесте установлена продуктивность горизонта JR-10.

Ловушки углеводородов – брахиантиклинали различных размеров и формы.

К настоящему времени в пределах зоны выявлены следующие месторождения: Рио Уруку, Рио Уруку Лесте, Рио Уруку Судоесте, Капиуба, Карапанауба, Канела, Игарапе Мария (7 месторождений). Некоторые из них являются многозалежными.

Оставшиеся перспективы нефтегазоносности связаны с многочисленными структурными ловушками различного размера в северной части зоны.

*Зона 4. Юго-западная зона нефтегазонакопления.*

Отсутствие заполнения небольшого газоконденсатного месторождения из доказанной НГМТ девонского возраста по результатам бассейнового моделирования позволяет сделать допущение, что его заполнение могло происходить из предполагаемой НГМТ формации Жутай силур-девонского возраста (доказанная генерирующая толща в соседнем суббассейне).

Зрелость отложений депоцентров соответствует преобразованности позднее нефтяное окно – зона сухого газа и определяется термическим воздействием выше залегающих интрузивных тел.

К зоне 4 приурочена группа ловушек в пределах структурных трендов Тукума пока недостаточно подготовленных сейсморазведкой для глубокого бурения.

Оценка нефтегазоносности этой зоны связана с неопределенностями оценки эффективности предполагаемых локальных депоцентров материнских толщ и рисками биодеградациии аккумуляций в прибортовых частях. Дополнительные данные о параметрах депоцентров можно получить только при проведении дополнительных геохимических исследований.

В данном случае бассейновое моделирование может быть использовано как инструмент для сравнения различных сценариев миграции и трансформации углеводородов независимо от их происхождения, что позволяет выбрать эффективные направления поисковых работ и заранее выявить территории с низкими перспективами нефтегазоносности.

*Зона с низкими перспективами нефтегазоносности*

Комплексный анализ результатов геологоразведочных работ и 3D бассейнового моделирования позволяют отнести значительную часть южной и юго-западной периферии к зоне нефтегазоносности с низкими перспективами.

Основные причины:

- недостаточная эффективность дальней латеральной миграции из известных очагов генерации УВ;
- отсутствие данных о существовании местных очагов генерации (при дальнейшем изучении территории ситуация может измениться);
- высокая дислоцированность разреза, наличие секущих интрузивных тел (даек).

Сводная характеристика зон нефтегазонакопления рассмотрена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика зон нефтегазонакопления суббассейна Журуа бассейна Солимоинс

ЗНГН	Качество резервуара	Мощность (Н) ангидритов/галитов в покрышках, м	НГМТ	Кол-во залежей в разрезе	Кзап, д.ед.	Фазовый состав аккумуляций УВ
Северо-Западная	Нэф сокращается снизу вверх с 30 м (песчаные отложения дельтово-эстуриевых систем) до 1-2 м. (зона открытого мелководного бассейна), Кп изменяется от граничных значений (8%) до 14%.	Зона ангидритовых покрышек высокого качества. Seal 3. Нангидр. ср. 6 м. Seal 2. Нангидр. ср. 5 м. Seal 1. Нангидр. ср. 11 м.	Доказанная. Фаменская (Сорг <sub>0</sub> до 2.5%) – очень богатые органикой.	1-2	0.35-1.0	газ
Центральная	Преобладают песчаники переходной зоны. Нэф достигают 60м, Кп до 14%. Незначительные песчаные отложения в кровельной части (Нэф 0-5 м) формации Журуа как следствие продвижения береговой линии с северо-запада суббассейна на восток.	Seal 3. Нангидр. ср. 6 м. Seal 2. Нангидр. ср. 4 м. Seal 1. Нангидр. ср. 2 м.	Доказанные. Франская (Сорг <sub>0</sub> до 3.5%)  Фаменская (Сорг <sub>0</sub> до 2%) – богатые-очень богатые органикой.	2-4	0.4-0.8	нефтегазоконденсат
Уруку	Область самого стабильного накопления песчаного материала. Нэф ср. 30 м, до 100 м (JR80-100).	Опесчанивание покрышек Seal 1 и Seal 2. Нефтегазозносность контр-ся покрышкой Seal 3, Нангидр. ср. 6 м.	Доказанная. Франская Сорг <sub>0</sub> до 3% (очень богатые органикой)	1-5	0.4-0.9	нефтегазоконденсат
Юго-Западная	Прибортовая часть суббассейна, зона выклинивания резервуаров. Нэф. ср. JR80-100 = 10-15 м, сокращается вверх по разрезу до 1-2м.	Seal 3. Нгалиты. ср 13 м. Seal 2. Нангидр. ср. 7 м. Seal 1. Нангидр. ср. 8 м.	Гипотетическая. Формация Жутай Сорг <sub>0</sub> = 2%	2	0.35-0.5	нефтегазоконденсат

Различные геологические характеристики выделенных зон обуславливают специфические подходы к оценке их ресурсного потенциала. Для оценки прогнозного коэффициента заполнения перспективных ловушек рассчитано уравнение множественной регрессии с предварительной оценкой независимости входящих в уравнение показателей и рассмотрением параметров: площадь ловушки, амплитуда ловушки, отношение площади к амплитуде ловушки, отношение площади дренирования к площади ловушки, абсолютная отметка апикальной части ловушки; характеристика интервала миграции УВ (кровля НГМТ – кровля пласта): коэффициент песчаности, эффективная мощность резервуаров, коэффициент пористости, линейная емкость резервуаров ( $H_{эф} * K_{п}$ ), доля ангидритов, координаты X и Y, локальная компонента структурного плана, мощность интрузивного тела и расстояние до ближайшего интрузивного тела. Статистическая значимость полученных зависимостей оценивалась согласно таблице из книги А. И. Кобзарь [39] (таблица 7). Аналогичный подход изложен в работе В. Б. Левянт и др. [60].

Таблица 7 – Критические значения  $r_{\alpha}$  выборочного коэффициента корреляции для  $r=0$

n	Доверительная вероятность $\alpha$			n	Доверительная вероятность $\alpha$		
	0.90	0.95	0.99		0.90	0.95	0.99
3	0.988	0.997	1.000	13	0.476	0.553	0.684
4	0.900	0.950	0.990	14	0.457	0.532	0.661
5	0.805	0.878	0.959	15	0.441	0.514	0.641
6	0.729	0.811	0.917	16	0.426	0.497	0.623
7	0.669	0.754	0.874	17	0.412	0.482	0.606
8	0.621	0.707	0.834	18	0.400	0.468	0.590
9	0.582	0.666	0.798	19	0.389	0.456	0.575
10	0.549	0.632	0.765	20	0.378	0.444	0.561
11	0.521	0.602	0.735	21	0.369	0.433	0.549
12	0.497	0.576	0.708	22	0.360	0.423	0.537

Для различных зон нефтегазонакопления найдена связь с координатами X и Y. Например, для Центральной ЗНГН – это координата X – т.к. все изменения происходят с запада на восток – продуктивные структуры сменяются на непродуктивные.

На рисунке 67 показаны корреляционные зависимости для Центральной ЗНГН (основной источник прироста жидких УВ) для наиболее статистически значимых параметров.

Расчет прогнозируемого коэффициента заполнения выполнен на основе уравнения множественной регрессии (коэффициент корреляции 0.94, минимально значимый коэффициент корреляции с вероятностью 99% составляет 0.798).

Коэфф. заполнения =  $0.9 - 4.62 * \text{Доля ангидритов (д.ед.)} - 4.5 * 10^{-6} * \text{Координата X (м)} + 0.004 * \text{Локальная компонента структурного плана (м)}$ .

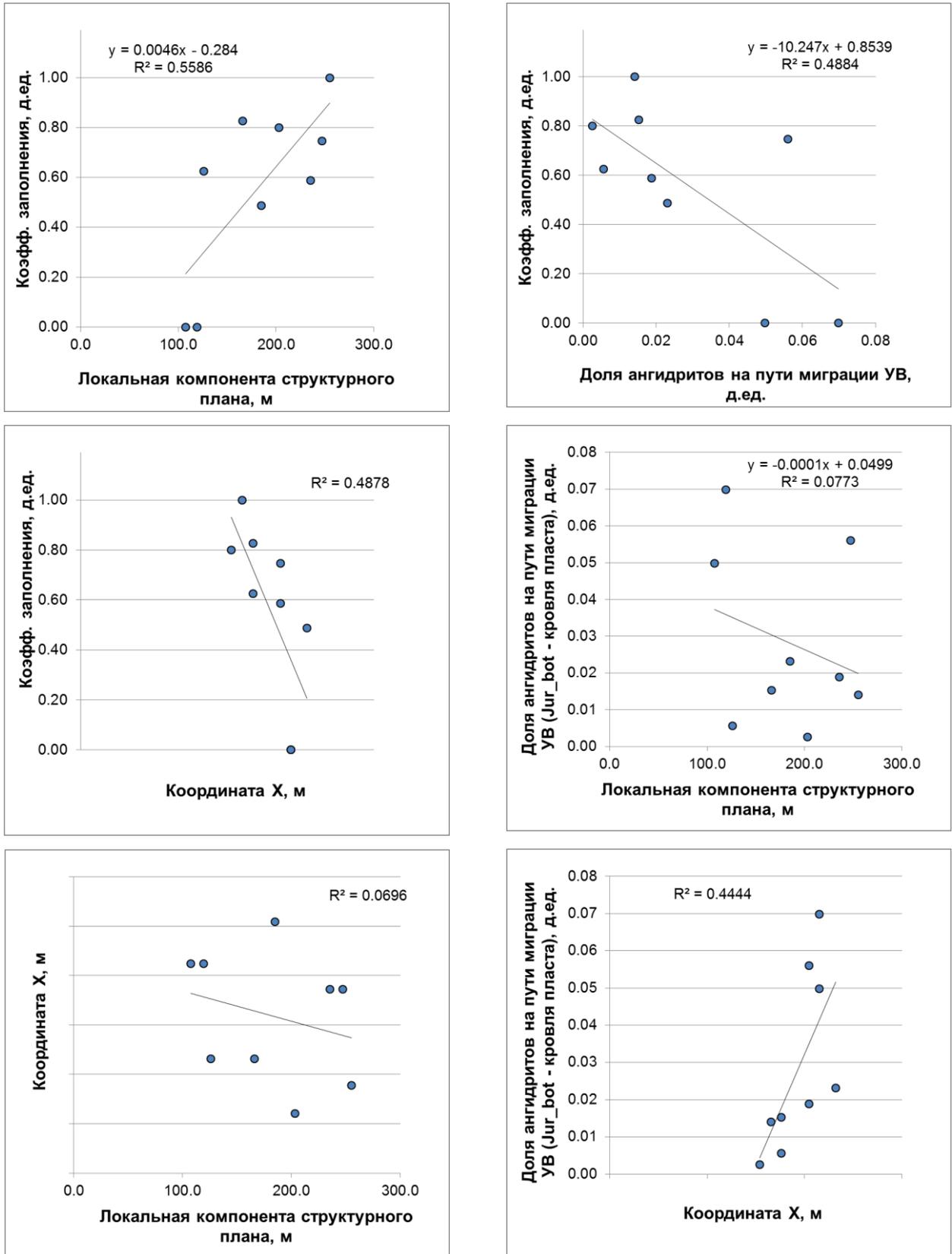


Рисунок 67 – Прогноз коэффициента заполнения и оценка независимости параметров уравнения множественной регрессии для Центральной ЗНГН

Аналогичные зависимости получены для ЗНГН Уруку и Северо-Западной ЗГН (рисунок 68 и 69). Оценка независимости параметров, входящих в уравнение множественной регрессии для ЗНГН Уруку показано на рисунке 68.

Прогноз коэффициента заполнения ЗНГН Уруку выполнен по уравнению, приведенному ниже (коэффициент корреляции 0.79, минимально значимый коэффициент корреляции с вероятностью 99% составляет 0.537):

Коэфф. заполнения =  $0.05 - 1.08 \cdot \text{Доля ангидритов на пути миграции УВ (д.ед.)} + 1.14 \cdot \text{Кпесч. на пути миграции УВ}$

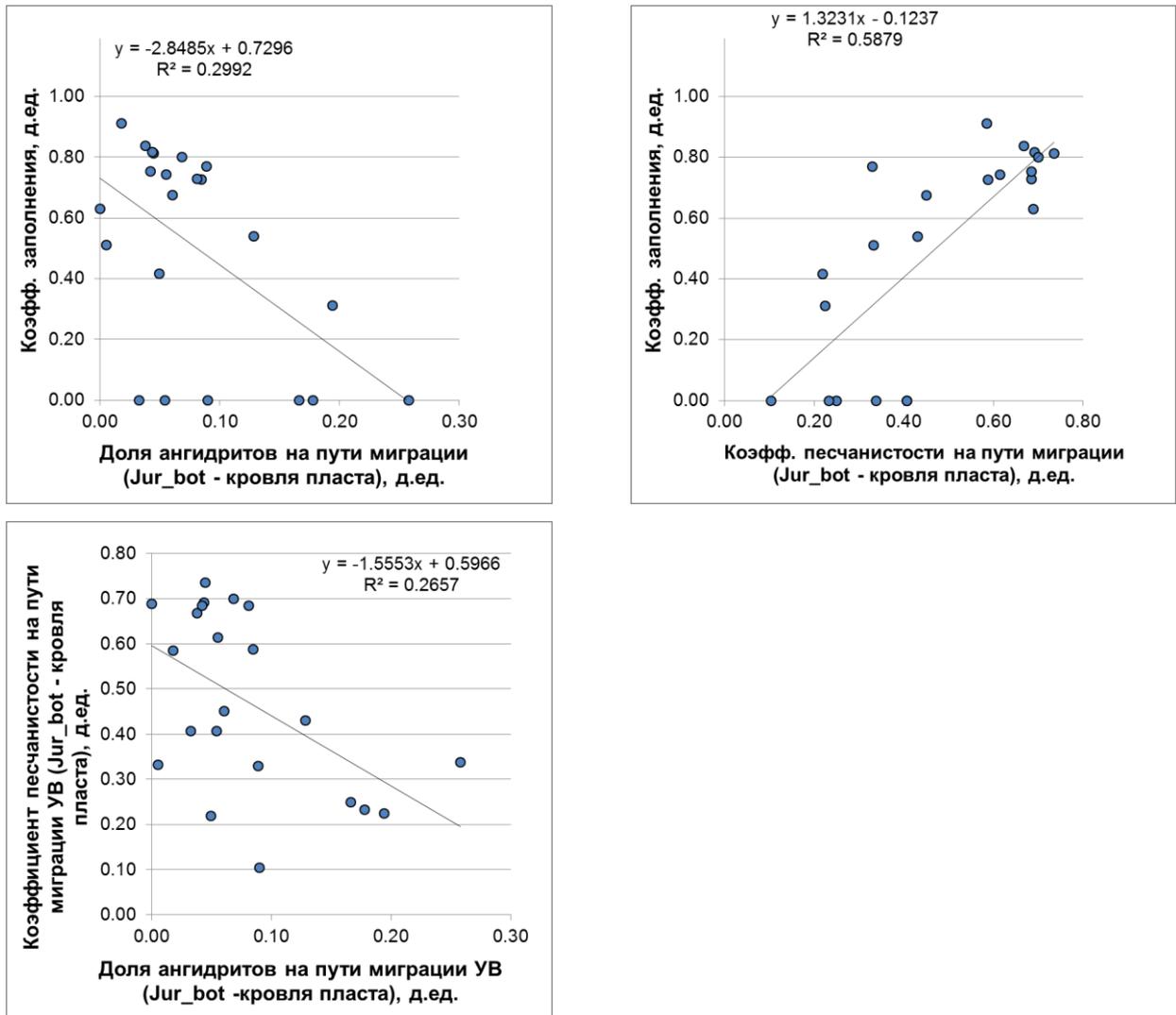


Рисунок 68 – Прогноз коэффициента заполнения и оценка независимости параметров уравнения множественной регрессии для ЗНГН Уруку

Для Северо-Западной ЗГН значимым параметром для прогноза коэффициента заполнения является координата Y (рисунок 69), так как именно в этой зоне наиболее ярко выражен принцип заполнения ловушек по структурным трендам северо-западного простирания.

К периферии тренда заполнение ловушек убывает ввиду снижения генерационной способности НГМТ.

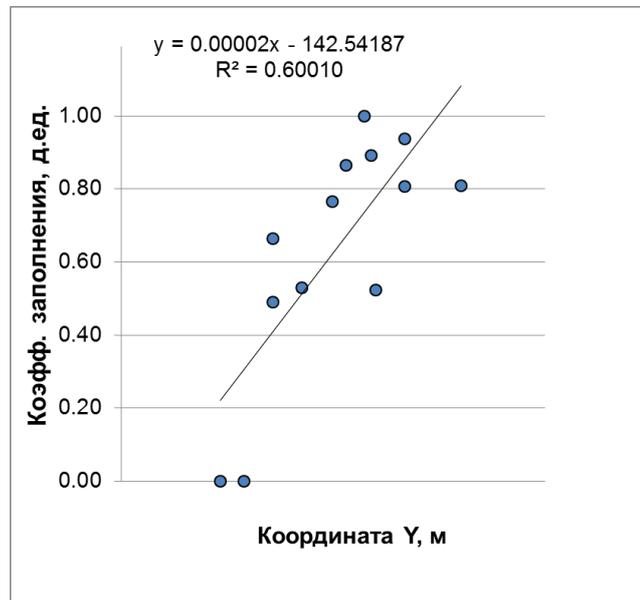


Рисунок 69 – Прогноз коэффициента заполнения для Северо-Западной ЗГН

### 3.3. Выводы

1. Анализ распределения фазового состава открытых залежей, развития и качества НГМТ, способности миграции УВ по узким линейно вытянутым валообразным структурам (структурным трендам), по качеству покрышек, резервуаров, величине теплового потока позволил разделить территорию суббассейна на четыре зоны нефтегазонакопления.
2. Перед бассейновым моделированием в пределах доказанных зон нефтегазонакопления необходимо ставить задачи оценки коэффициентов заполнения ловушек и, следовательно, локальной оценки ресурсов углеводородов.
3. Различные геологические характеристики выделенных зон обуславливают специфические подходы к оценке их ресурсного потенциала. Для оценки прогнозного коэффициента заполнения перспективных ловушек рассчитаны уравнения множественной регрессии с предварительной оценкой независимости входящих в уравнение показателей.

## ГЛАВА 4. МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СУББАССЕЙНА ЖУРУА

### 4.1. Анализ существующих представлений об оценке рисков

Целью успешной стратегии ведения ГРП является выявление и подготовка перспективных объектов для поиска, разведки и добычи полезных ископаемых [7], [8]. Часть этих объектов могут быть геологически зависимы (нефтегазоносность ловушек связана с одним уровнем резервуаров, заполнение ловушек происходит из одной НГМТ), либо же независимы (нет геологической корреляции между параметрами). Оценка вероятности геологической успешности и NPV проекта являются приоритетными задачами в ранжировании портфеля структур Актива.

Система оценки рисков стала развиваться в конце 1980-х – начале 1990-х, когда число успешных скважин и размеры открываемых объектов оказались ниже ожидаемых. Именно тогда специалисты в области ГРП начали использовать систему критериев формирования портфеля структур Актива [96], [199], которая предусматривала, в том числе, различные методы оценки рисков.

Существуют два принципиальных подхода к оценке факторов, обеспечивающих вероятность нахождения залежи:

1. Количественный – основан на покоеффициентной оценке факторов риска (от 5-7 факторов). Итоговое значение  $P_g$  (вероятность геологической успешности) является произведением его составных вероятностей. Фокин А. Н. [117] отмечает, что основной особенностью данного вида анализа является его субъективная оценка. Поэтому, так важно выработать единый унифицированный подход к оценке каждой составляющей геологической успешности.

В данной работе при количественной оценке  $P_g$  объекта использовались методические подходы, изложенные в работах А. А. Полякова и др. [90], ССОР – координационного комитета для береговых и прибрежных геологических научных программ в Восточной и Юго-Восточной Азии [236].

2. Качественный - основан на оценке низкого, среднего и высокого риска (принцип светофора), применяется в компании ВР [199].

В методических рекомендациях Shell рассмотрена оценка портфеля структур Актива [220] в следующей последовательности: концептуальное понимание развития бассейна – наличие/качество эффективных нефтегазовых систем – оценка рисков по объектам ранжирования. Показана необходимость анализа результатов ведения ГРП в бассейне для понимания основных геологических рисков присущих территории исследований. В

методических рекомендациях Координационного комитета по программам геологического исследования прибрежных и морских территорий Восточной и Юго-Восточной Азии (ССОР) [236] отмечено, что общие рекомендации по оценке геологических рисков должны адаптироваться под геологию и историю поисково-разведочного бурения района работ. Frank J. Peel и John R. V. Brooks [216] рассуждают о возможностях применения такого подхода. Авторы отмечают, что при малом количестве скважин ( $N < 9$ ) ошибка в оценке геологической успешности ГРП может достигать более 10%. Оценка коэффициента успешности по данным ранее проведенных работ для объектов, непоискованных бурением, правомерно применять в том случае, если они принадлежат к одной нефтегазовой системе.

При оценке  $P_g$  ловушек также используются смежные научные дисциплины и подходы к оценке рисков, применимые к геологии региона. R. Roden и др. [224] проанализировали степень влияния на оценку риска сейсмических аномалий над УВ залежами и подтверждаемость таких аномалий по данным 150 ловушек. Установлено, что если  $P_g > 40\%$  большая часть скважин ( $> 50\%$ ) подтвердили перспективы нефтегазоносности. Авторы статьи [129] утверждают, что специалисты ГРП консервативны в оценке геологической успешности поискового объекта. Так, при оценке проектов с успешностью ( $P_g$ ) 25-60%, фактически успешно 35-75% из них. Для высокорисковых проектов с  $P_g$  порядка 20% на практике успешно лишь 5% из них.

Е. А. Лыжин, Е. А. Булгакова и др. [64] для оценки риска по заполнению ловушек на примере Уватского нефтегазоносного района Тюменской области использовали региональный тренд изменения ВНК и данные капиллярметрических исследований (свойства коллектора, степень его насыщенности). Риск по качеству покрышки определялся ее мощностью ( $H_{\text{покрышки}} < 5\text{ м}$  – резервуары водонасыщены,  $H_{\text{покрышки}} > 10\text{ м}$  – промышленные скопления УВ).

Для оценки риска по заполнению также привлекают результаты 3D бассейнового моделирования. В работе Zhiyong He [249] показано, что в случае роста структур на 5-20 млн.лет позже относительно основной фазы генерации УВ перспективная ловушка будет характеризоваться высокой вероятностью заполнения УВ.

В случае, когда результаты бурения одного из группы объектов влияют на результаты оценки перспектив нефтегазоносности прочих, вводится понятие взаимозависимых рисков [236], [132], [90], [241], [245]. В. Wang, P. Kokolis и др. [241] выделяют три степени зависимости:

- а) независимые – результаты бурения 1 поискового объекта не влияют на результаты бурения других. Такой вариант возможен при условии, если перспективные объекты приурочены к различным НГС [245]. Вероятность существования замкнутого контура также может быть рассмотрена в качестве независимого фактора риска [90].

b) полностью зависимые – успешность поисково-разведочного бурения (ПРБ) 0 и 100% полностью определяется результатами бурения 1 поискового объекта.

с) частично зависимые – результаты бурения 1 поискового объекта в некоторой степени влияют на оценку  $P_g$  (понижают и повышают, но не до крайних значений минимума и максимума) – вероятность наличия резервуара, вероятность наличия эффективной НГМТ.

В статье S. H. Salleh, E. Rosales и др. [228] реализована система оценки перспектив нефтегазоносности разреза на примере Мексиканского бассейна Чиापас-Табаско (Chiapas-Tabasco), используя различные геологические модели, взаимозависимости параметров геологической успешности и стратегии освоения перспективных объектов. Авторы показывают, что наличие взаимозависимых рисков уменьшают  $P_g$  поискового объекта.

#### 4.1.1. Количественная оценка факторов риска

По данным компании Шлюмберже в 45% случаях причиной отсутствия аккумуляций в опосредованных ловушках является низкое качество экранирующих свойств флюидоупора или его отсутствие [94]. Поэтому так важно определить первоочередные факторы, особенностям которых необходимо уделить особое внимание при анализе НГС бассейна [42], [84], [95].

Для понимания факторов риска бассейна Солимоинс суббассейна Журуа проанализированы результаты бурения 63 ключевых скважин (рисунок 70). Было выявлено, что основными рисками по убыванию встречаемости являются [88], [89]:

1. Неэффективная миграция УВ (46 % скважин). По данным 3D бассейнового моделирования было установлено, что дальность эффективной латеральной миграции УВ составляет порядка 50 км. Наиболее перспективны структурные ловушки, приуроченные к области распространения НГМП, либо начинающиеся в этой области. Более того, в южном и юго-восточном направлениях отмечается выклинивание отложений девона, что могло отрицательно сказаться на их генерационном потенциале.
2. Неподтверждение ожидаемой амплитуды структуры (44 % скважин). Высокие скоростные аномалии, связанные с интрузивными комплексами мощностью в 1000 м, обуславливают ошибки в прогнозных отметках целевых пластов. В среднем по суббассейну точность структурных построений составляет  $\pm 65$  м.
3. Сохранность залежей УВ (5 % скважин). Анализ сейсмических данных показал большое количество разрывных нарушений, секущих интрузивных тел (даек), которые могли негативно сказаться на удерживающей способности покрышек или снижать эффективность (препятствовать) миграции углеводородов.
4. Отсутствие резервуара (5 % скважин). Локально отмечаются сокращение эффективной мощности, наличие плотных прослоев.

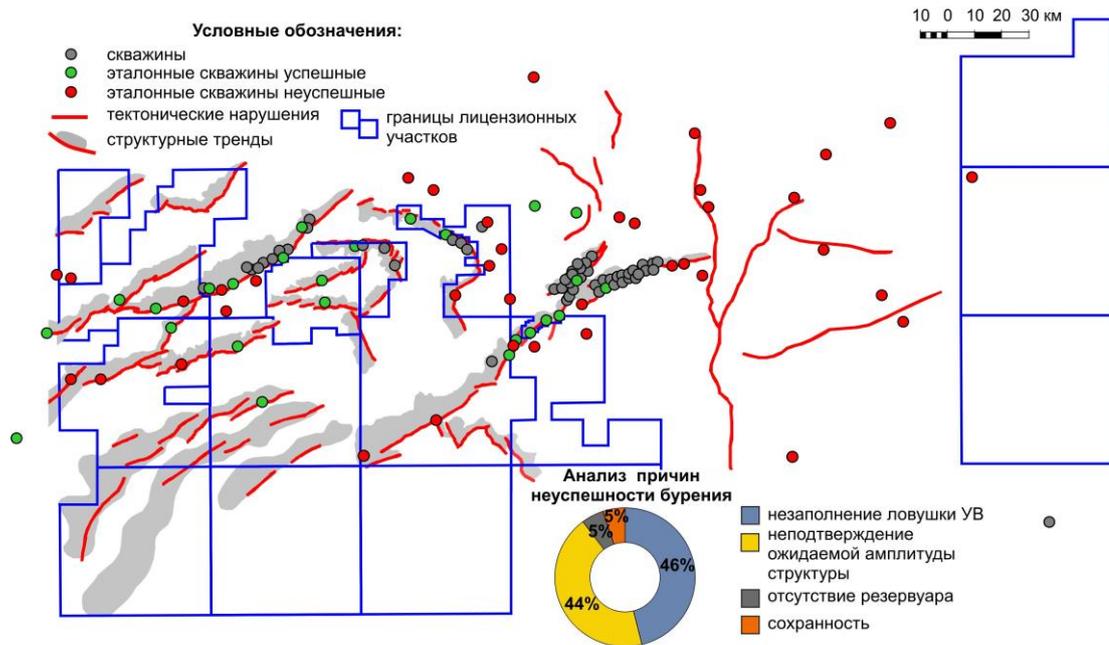


Рисунок 70 – Анализ результатов бурения скважин

Все известные месторождения суббассейна контролируются брахиантиклинальными структурными ловушками различной амплитуды (в среднем от 20 до 200 м), осложненными разрывными нарушениями взбросового типа. Вместе с тем, в суббассейне известен целый ряд непродуктивных структур с аналогичной морфологией.

Традиционно бассейновое моделирование используется для оценки механизмов миграции УВ. По данным С. В. Малышевой [66] оценку ресурсной базы по данным бассейнового моделирования необходимо выполнять стохастическим методом с учетом неопределённостей параметров пластов и ловушек.

А. А. Поляков [90] предлагает при ранжировании портфеля структур использовать соотношение прирост запасов – вероятность успешности, которое предусматривает обновление  $P_g$  ловушек при актуализации геологической модели и увеличения степени геолого-геофизической изученности. Аналогичный подход представлен в работе В. М. Miller [206] из Геологической службы США (USGS) по оценке перспективности ловушек северного склона Национального нефтяного резерва Аляски (NPR). Моделирование рейтинга бурения и результатов ГРП (успех/неуспех) поисковых объектов выполнено на основе вероятностной оценки. Используя стохастическое моделирование прогнозных объемов аккумуляций, а также учет последовательности и результатов их разбуривания, составлен список приоритетных объектов по зонам интересов.

Для оценки ресурсного потенциала слабоизученных территорий арктического шельфа D. L. Gautier, K. J. Bird и др. [169] применен метод аналогий по геодинамическому типу нефтегазоносных бассейнов (бассейны пассивных континентальных окраин, синеклизные

бассейны и т.д.) и концепция анализа нефтегазовых систем. Результатом такого подхода явилась оценка ожидаемого количества открытий, объема аккумуляций УВ и их фазового состава.

### **Распространение и качество резервуаров (P1)**

По данным описания керна установлено, что песчаники формации Журуа приурочены к субконтинентальным обстановкам осадконакопления (А. В. Храмцова и др. 2019 [122]) и являются основным объектом ведения ГРП.

В работе А. D. Elias и др. [160] среди факторов снижающих фильтрационно емкостные свойства резервуаров формации Журуа отмечено осаждение в поровом пространстве минералов из морских и метеорных вод в условиях себкхи, аутигенез иллита в результате активной термодинамики вод в период триас-юрского магматизма и уплотнение осадков в результате диагенеза. Отложения формации Журуа залегают, в среднем, на глубине до 3 км.

Оценка вероятности существования резервуара и его качества выполнена на основе фациального состава отложений, карт эффективных толщин и, в среднем, соответствует частоте встречаемости проницаемых разностей по данным бурения. Фации песчаных дюн обладают максимальной вероятностью наличия коллектора ( $P1 = 1$ ), а зоны выклинивания пласта минимальной вероятностью ( $P1 = 0.05$ ).

Из 63 ключевых скважин резервуар встречен: в интервале пласта JR80-100 в 57 скважинах, в интервале пласта JR70B в 30 скважинах, в интервале пласта JR70A в 36 скважинах, в интервале пласта JR50-60 в 35 скважинах, в интервале пласта JR10 в 25 скважинах.

### **Структурный фактор (P2a)**

Все структуры с доказанной продуктивностью приурочены к структурным трендам различного простирания.

Оценка вероятности существования замкнутого контура основана на величине амплитуды и площади структуры, плотности 2D сейсмических профилей, пересекающих эту структуру, которая сопоставлялась с требуемой плотностью 2D сейсмических профилей согласно методическим рекомендациям по оценке точности структурных построений 1984 г. [38].

Вероятность существования структуры оценивается как высокая при амплитуде более 65 м и в случае превышения информативной плотности 2D сейсмических профилей над фактической ( $P2a = 0.9$ ). Структура рассматривалась как высокорисковая при несоблюдении двух вышеописанных условий ( $P2a = 0.5$ ).

### **Наличие и качество флюидоупора (P2b)**

Вероятность наличия флюидоупора и его качество определялись литологической составляющей покрывки ее мощностью. Покрывки ангидритового состава и мощностью  $> 1.8$  м. обладают наибольшей экранирующей способностью ( $P2b = 0.9-0.95$ ). Области перехода от галито-ангидритовых покрывок к терригенно-карбонатным, включая их выклинивания на восток и юго-восток, характеризуются  $P2b = 0.3$ .

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

Доказанные нефтегазоматеринские толщи приурочены к отложениям позднего девона. Смешанным типом ОВ (II+III тип) характеризуются фаменская и франская толщ. При этом фаменская толща распространена по наибольшей площади, а франская толща отличается наибольшей концентрацией органического вещества. Живетская НГМТ по данным 3D бассейнового моделирования вносит вклад в процессы генерации менее 2%.

Геохимические исследования (пиролиз Rock Eval и замеры отражательной способности витринита) показали, что все три доказанные нефтегазоматеринские толщ зрелые (нефтяное – газовое окно). Между подошвой девонского комплекса отложений и кровлей фундамента на юго-западе территории исследований на основании анализа мощностей и данных ГИС закартированы предполагаемые депоцентры развития силур-девонской нефтегазоматеринской толщ формации Жутай [185]. Доказанными генерирующими толщами в соседнем суббассейне Жандиатуба также являются отложения формации Жутай [185]. Катагенетическая зрелость отложений депоцентров, по данным 3D бассейнового моделирования, соответствует преобразованности «позднее нефтяное окно – зона сухого газа». Вероятность наличия доказанных генерирующих толщ в интервале девона принята как  $P3a = 1$ , гипотетической генерирующих толщ формации Жутай силур – девонского возраста как  $P3a = 0.6$ .

### **Основные факторы, контролирующие миграцию и аккумуляцию углеводородов (P3b)**

Уровень зрелости отложений НГМТ в 3D бассейновой модели откалиброван на значения отражательной способности витринита ( $R_o$ , %), пластовых температур и давлений. Выполнено сопоставление фазового состава и объемов аккумуляций открытых залежей и результатов моделирования по заполнению. Установлено, что бассейновая модель воспроизводит фактические данные по заполнению в 81% случаев. Полученный результат принят за основу для оценки вероятности заполнения интервалов пластов основного объекта ГРП в суббассейне – JR70B-80-100 (резервуары залегают над интервалом НГМТ). Заполнение вышележащих пластов, содержащих неосновной объем запасов, (JR70A, JR50-60, JR10) происходило за счет вертикальной миграции по разломам различной степени открытости, требующих для 3D

бассейнового моделирования детальной настройки плоскостей разломов в модели. Расчет вероятности заполнения этих пластов выполнен с использованием статистических данных по фактическим коэффициентам заполнения открытых месторождений и теоретических представлений об эффективности вторичной миграции УВ в зависимости от литологических характеристик резервуара и путей миграции [89], [187], [250]. Для каждой из выделенных зон нефтегазонакопления получены корреляционные зависимости прогноза коэффициентов заполнения (см. раздел 4.5). Для оценки эффективности миграции использованы две компоненты латеральная и вертикальная. С учетом фациальных моделей отложений определялся тип латеральной миграции (с барьерами, без барьеров, неэффективная миграция в случае ловушки в стороне от путей миграции). Вертикальная компонента определялась численным значением прогнозного значения коэффициента заполнения.

Путем перемножения латеральной и вертикальной компонент процесса миграции получен интегральный показатель эффективности миграции ( $P3b = P3b_{\text{верт}} * P3b_{\text{латер}}$ ). Вертикальная компонента определена через прогноз коэффициента заполнения в зависимости от геологических параметров толщи миграции ( $P3b_{\text{верт}} \div 0.2-0.6$ ). Латеральная компонента определена на основе карт фациальных моделей пластов ( $P3b_{\text{латер}} \div 0.7-0.9$ ). Неэффективная миграция приурочена к ЗНГН с низкими перспективами нефтегазоносности ( $P3b_{\text{латер}} = 0.4$ ).

#### **Вероятность сохранности залежи (P4)**

Так как на площади работ отсутствовали контрастные тектонические движения после основной фазы генерации углеводородов, поэтому вероятность сохранности залежей принята равной 0.9. Среди факторов, негативно влияющих на сохранность залежей, является наличие по материалам сейсморазведочных работ секущих интрузивных тел ( $P4=0.5$ ).

В таблице 8 приведены параметры рисков для вышеописанных элементов.

Таблица 8 – Сводная таблица параметров для оценки вероятности геологической успешности

Резервуар	Распространение и качество резервуара	P1	Структурный фактор	P2a	Покрышка	Наличие и качество флюидоупора	P2b	
JR10	Переходные. Прибрежные, дельтовые. Проксимальные. Морские. Дельтовые. Дистальные.	0.8 0.1	Амплитуда структур в разрезе продуктивных объектов меняется в пределах 5% – использован единый риск для всех пластов. A – амплитуда структуры, м. S – площадь структуры, км <sup>2</sup> D – плотность 2D сейсмических профилей на структуре, пог.км/км <sup>2</sup> . R – информативная плотность 2D сейсмических профилей, пог.км/км <sup>2</sup> [33].	1 0.9 0.7 0.5	формация Карауари	Галогенно-карбонатная толща мощностью до 1800 м	0.99	
JR50-60	Континентальные обстановки осадконакопления (эоловые дюны). Переходные. Прибрежные. Проксимальные. Морские. Мелководно-морские. Проксимальные	0.9 0.7 0.3			Seal 3	Галито-ангидритового состава Нангидритов ср.=7 м, до 25 м Нгалитов ср.=6 м, до 18 м ГГКП>2,725 г/см <sup>3</sup> (ангидритовый состав) и Нангидритов >1.8 м ГГКП<2,725 г/см <sup>3</sup> , низкие показания ГК (галитовый состав)	0.95	
JR70A	Континентальные обстановки осадконакопления (эоловые дюны). Зона выклинивания пласта  Переходные. Прибрежные, дельтовые и приливно-отливные (дистальные отложения)	0.8 0.05 0.6			A>65, S>15, D>R A<65, S>15, D>R A<65, S<15, D>R A<65, S<15, D<R	Seal 2	Ангидритового состава Нангидритов ср.=4 м, до 7 м ГГКП>2,725 г/см <sup>3</sup> (ангидритовый состав) и Нангидритов >1.8 м Зоны смены состава на терригенные отложения (ГГКП<2,725 г/см <sup>3</sup> ) и выклинивания	0.9 0.3
JR70B	Континентальные обстановки осадконакопления (эоловые дюны). Зона выклинивания пласта Переходные. Прибрежные, дельтовые и приливно-отливные (дистальные отложения)	0.9 0.05 0.4			65м – точность структурных построений. 15 км <sup>2</sup> – минимальная площадь структуры с амплитудой, сопоставимой с точностью структурных построений.	Seal 1	Ангидритового состава Нангидритов ср.=8 м, до 17 м ГГКП>2,725 г/см <sup>3</sup> (ангидритовый состав) и Нангидритов >1.8 м Нангидритов <1.8 м зона и выклинивания	0.95 0.3
JR80-100	Континентальные обстановки осадконакопления (эоловые дюны). Зона выклинивания пласта  Переходные. Прибрежные, приливно-отливные. Проксимальные.  Континентальные. Речные. Проксимальные.	1 0.05 1 1				Seal 0	Контролирует нефтегазоносность пласта JR80-100 (Нангидритов >1.8м). Если Нангидритов <1.8 м нефтегазоносность пласта контролируется покрышкой Seal 1. Риск для покрышки не учитывался	

НГМТ	Наличие и зрелость	Р3а	Время реализации потенциала и пути миграции УВ	Р3б	Сохранность	Р4
Фаменская	Доказанная НГМТ Зрелость – МК <sub>4</sub> (позднее нефтяное окно) – АК <sub>2</sub> (сверхзрелое ОВ ввиду близости нижней пластовой интрузии) II+III тип ОВ	1	Ловушки сформировались (пермь) до начала миграции УВ (триас-юра). Учтены латеральная и вертикальная компонента миграции УВ		После завершения главной фазы УВ-образования не происходили контрастные тектонические движения.	0.9
Франская	Доказанная НГМТ Зрелость – МК <sub>2</sub> -АК <sub>2</sub> (нефтяное – газовое окно) II+III тип ОВ	1	Пласты JR10, JR50+60, JR70А (объем запасов 30%). $P3b = P3b_{\text{верт}} * P3b_{\text{латер}}$ <i>Вертикальная компонента</i> определена через прогноз коэффициента заполнения $K_{\text{зап}} > 0.6, \Rightarrow P3b_{\text{верт}} = 0.6$ $0.35 < K_{\text{зап}} < 0.6, \Rightarrow P3b_{\text{верт}} = 0.5$ $K_{\text{зап}} < 0.35, \Rightarrow P3b_{\text{верт}} = 0.2$ <i>Латеральная компонента</i> определена на основе карт фациальных моделей залежей с барьерами ( $P3b_{\text{латер}} = 0.7-0.8$ ): нижняя часть прибрежной равнины верхняя часть прибрежной равнины <i>без барьеров</i> ( $P3b_{\text{латер}} = 0.9$ ): песчаник отложения дельтово-эстуариевых систем <i>неэффективная миграция</i> ( $P3b_{\text{латер}} = 0.4$ ) – для ЗНГН с низкими перспективами нефтегазоносности		Существование даек вблизи структуры подтверждено сейсмическими данными.	0.5
Жутай	Гипотетическая НГМТ Зрелость – МК <sub>2</sub> -АК <sub>1</sub> (нефтяное – газовое окно – определено по данным 3D бассейнового моделирования) II + III тип ОВ	0.6	Пласты JR70В+JR80-100 (объем запасов 70%) залегают над интервалом НГМТ. Риск оценен по результатам 3D бассейнового моделирования. Структура заполняется Структура не заполняется	0.8 0.2		

#### 4.1.2. Адаптация матрицы рисков к геологическим условиям объекта

Качество адаптации матрицы оценки вероятности геологической успешности  $P_g$  в зависимости от обоснованных факторов риска оценивались путем сравнения расчетных и фактических распределений количества открытий в каждом из 5 продуктивных пластов (JR80-100, JR70B, JR70A, JR50-60, JR10), а также распределений открытий во всех пластах и количеству продуктивных ловушек. Определялся вид распределения фактических и рассчитанных методом стохастического моделирования данных (нормальное, логнормальное ил др.) Далее проводилось сравнение параметров распределений. При незначимой разнице сравниваемых параметров, матрица принималась. При несовпадении продолжалась адаптация матрицы путем уточнения количественных факторов оценки риска. Для верификации расчета  $P_g$  сопоставлено фактическое и расчетное количество открытий (рисунок 71).

В левой части рисунка сопоставлены открытия по пластам, а в правой части – количества открытий структур, каждая из которых может содержать от одного до нескольких пластов. Зависимость между фактическим и прогнозным количеством открытий значима с достоверностью 0.99, а коэффициент корреляции между фактическим и прогнозным количеством открытий равен 0.98 [39].

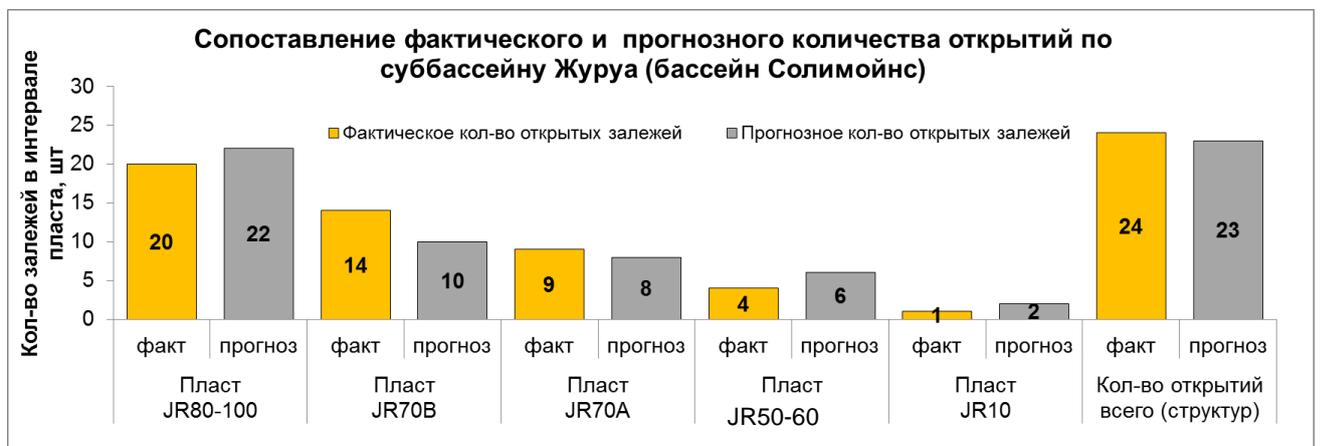


Рисунок 71 – Фактическое и прогнозное количество открытий по суббассейну Журуа

Расчет количества открытий при заданных  $P_g$  и количестве скважин выполнялся с использованием следующих подходов:

1. Вычисление совместной вероятности независимых событий (теоремы сложения и умножения вероятностей) [50]. Данный подход позволяет достаточно быстро просчитать варианты с малой вероятностью, (все объекты успешные или все неуспешные), а также наиболее вероятное количество открытий, определяемое суммированием произведений

$P_g$  на количество объектов с данным  $P_g$ . С увеличением вероятностей событий расчет становится более громоздким.

2. Статистическое моделирование методом Монте-Карло (более простой в реализации вычислений по сравнению с указанным в п. 1 метод).

Создается модельная выборка объектов с заданным  $P_g$ . Затем с помощью генератора равномерно распределенных случайных чисел определяются порядковые номера успешных объектов в модельной выборке. Например, для  $P_g=0.400$  в выборке из 1000 штук получим 400 успешных объектов со случайным порядковым номером от 1 до 1000. Затем считается количество одновременно наступивших успешных событий (открытий) по всем объектам, строится гистограмма частот встречаемости совместных открытий в модельных выборках всех объектов и определяется закон распределения вероятностей успешных событий (количества открытий) по всем выборкам. В работе С. В. Шатрова показана сходимость численного (метод Монте-Карло) и аналитических расчетов при увеличении количества объектов модельной выборки [124].

Данный подход широко применяется при анализе надежности технических систем, например, Справочник по расчету надежности радиоэлектронной аппаратуры, 1966 г. [40]. Применительно к анализу рисков ГРП подобный подход использован автором при выполнении диссертационной работы по бассейну Солимоинс (суббассейн Журуа) и реализован в ПО CrystalBall для построения распределения и расчета  $P_{90}$ ,  $P_{50}$ ,  $P_{10}$ ,  $P_{mean}$  в зависимости от  $P_g$  и количества объектов.

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что в разрезе пластов и в целом по объекту исследований выбранный подход к оценке рисков удовлетворительно воспроизводит интегральные результаты проведенных в суббассейне Журуа ГРП и его можно использовать для оценки  $P_g$  вновь подготовленных ловушек, их ранжирования и прогноза результатов новых поисковых работ.

Системный подход к ранжированию фонда структур на основе закономерностей размещения скоплений УВ в контексте концептуальной модели формирования элементов нефтегазовой системы позволил повысить эффективность ведения ГРП в рамках Актива.

#### 4.1.3. Выводы

1. Для понимания основных факторов риска проанализированы результаты бурения 63 ключевых скважин. Основные риски для суббассейна Журуа по частоте встречаемости являются: неэффективная миграция УВ (46%), неподтверждение ожидаемой амплитуды структуры (44%), сохранность залежей (5%), отсутствие резервуара (5%).

2. Вероятность существования резервуара и его качества (P1) определена по данным фациального состава отложений, картам эффективных толщин и, в среднем, соответствует частоте встречаемости проницаемых разностей по данным бурения.

3. В исследуемом суббассейне все структуры с доказанной продуктивностью приурочены к структурным трендам различного простирания. Оценка вероятности существования замкнутого контура (P2a) основана на величине амплитуды и площади структуры, плотности 2D сейсмических профилей, пересекающих эту структуру, которая сопоставлялась с требуемой плотностью 2D сейсмических профилей согласно методическим рекомендациям по оценке точности структурных построений 1984 г. [38].

4. Вероятность существования флюидоупора и его качества (P2b) зависят от литологического состава покрывки и ее мощности. Максимальной экранирующей способностью обладают ангидритовые покрывки мощностью более 1.8м., контролируемые этаж нефтегазоносности от 70 м и более.

5. Вероятность наличия и зрелости НГМТ (P3a) определялся достоверностью наличия нефтегазоматеринских толщ (доказанные, гипотетические) и типу органического вещества. В разрезе выделяются три доказанные нефтегазоматеринские толщи: живетского, франского, фаменского возрастов, распространенные только в центральной части суббассейна. По данным пиролиза Rock-Eval, тип керогена основных НГМТ относится к смешанному типу (II-III), генерирующему нефть и газ,  $HI_0=300-500$  мгУВ/г Сорг. Поисковые работы в западной части суббассейна Журуа позволяют прогнозировать наличие там еще одного очага генерации углеводородов, связанного с предполагаемой генерирующей толщей силур-девонского возраста формации Жутай, которая в суббассейне Жандиатуба является доказанной НГМТ (смешанный тип ОВ,  $HI_0=250$  мг УВ/г Сорг). По данным 3D бассейнового моделирования катагенетическая зрелость отложений депоцентров соответствует преобразованности позднее нефтяное окно – зона сухого газа.

6. Выполнена дифференцированная оценка вероятности эффективности миграции УВ (P3b) для залежей пластов JR70B-80-100 (70% запасов) и JR70A, JR50-60, JR10 (30% запасов):

– для залежей пластов основных запасов риск P3b определялся по результатам 3D бассейнового моделирования через совпадение заполнения фактического и расчетного количества открытий. В результате, в 81% случаев получена сходимость фактических и модельных данных по заполнению структур, опосредованных бурением;

– для залежей пластов неосновных запасов вероятность эффективности миграции (P3b) определялась на основе оценки эффективности латеральной и вертикальной

составляющих процесса миграции углеводородов ( $P3b = P3b_{\text{верт}} * P3b_{\text{латер}}$ ). Эффективность латеральной миграции для каждого пласта определялась с учетом фациальных моделей отложений. Вертикальная компонента определялась численным значением прогнозного значения коэффициента заполнения для каждой из выделенных ЗНГН.

7. Выполнена 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) на основе комплексной интерпретации полученных результатов бассейнового моделирования и выбранного фонда ключевых скважин. Сформирован системный, унифицированный подход к ранжированию фонда структур перспективных ловушек.

#### 4.2. Результаты вероятностной оценки ресурсов зон доказанного нефтегазонакопления с учетом геологических рисков

Для выделенных зон нефтегазонакопления (Северо-Западная, Центральная, Уруку) выполнена вероятностная оценка потенциальных ресурсов ловушек по данным 3D бассейнового моделирования для пластов JR70B-80-100, а по пластам JR50-60 и JR70A расчетным путем с применением прогнозных коэффициентов заполнения. Для Юго-Западной зоны нефтегазонакопления вероятностная оценка не была выполнена в виду отсутствия уверенных структур (низкая степень геолого-геофизической изученности, плотность 2D профилей 0.2 пог. км/км<sup>2</sup>).

Оценка ресурсной базы пластов JR50-60, JR70A выполнена только для Северо-Западной зоны нефтегазонакопления, в которой ловушки расположены вдоль структурных трендов. Для Центральной зоны и зоны нефтегазонакопления Уруку оценка не проводилась, перспективные ловушки в этих зонах расположены вне структурных трендов. Эту закономерность подтверждают месторождения Чибата и Восточная Чибата в Центральной ЗНГН, где продуктивность пластов JR-70A и JR-50-60-10, не подтвердилась, месторождения расположены вне структурных трендов. На месторождениях группы Уруку (ЗНГН Уруку), приуроченных к структурным трендам доказана нефтегазоносность в пластах JR50-60-10 и JR70A, пути миграции УВ, видимо, были связаны с трещиноватостью и образованием ослабленных зон. Перспективные ловушки ЗНГН Уруку расположены в некотором удалении от локальных разломов и структурных трендов, что влияет на экранирующую способность покрывки и эффективность заполнения пластов JR-50-60-10 и JR-70A.

Площади нефтегазоносности ловушек определены с учетом коэффициентов заполнения, определенных аналитическим путем. Минимальная площадь нефтегазоносности (P90) определялась с учетом минимального коэффициента заполнения по данным открытых залежей в суббассейне – 0.35. Площадь для варианта P50 определялась прогнозным коэффициентом заполнения по уравнению множественной регрессии для выделенных зон нефтегазонакопления с учетом геологических параметров среды миграции (см. раздел 3.1). Площадь в варианте P10 соответствует замыкающему контуру оцениваемого локального поднятия.

Эффективная газонасыщенная толщина рассчитывалась как средневзвешенная по площади в вариантах P90, P50, P10 по прогнозным картам эффективных газонасыщенных толщин, полученных с учетом соответствующих коэффициентов заполнения.

Оценка коэффициента пористости ( $K_p$ ) выполнена на основе анализа результатов интерпретации ГИС (РИГИС) залежей открытых месторождений. По статистической выборке  $K_p$  получены значения P90, P50, P10 и наиболее вероятное распределение  $K_p$  (рисунок 72).

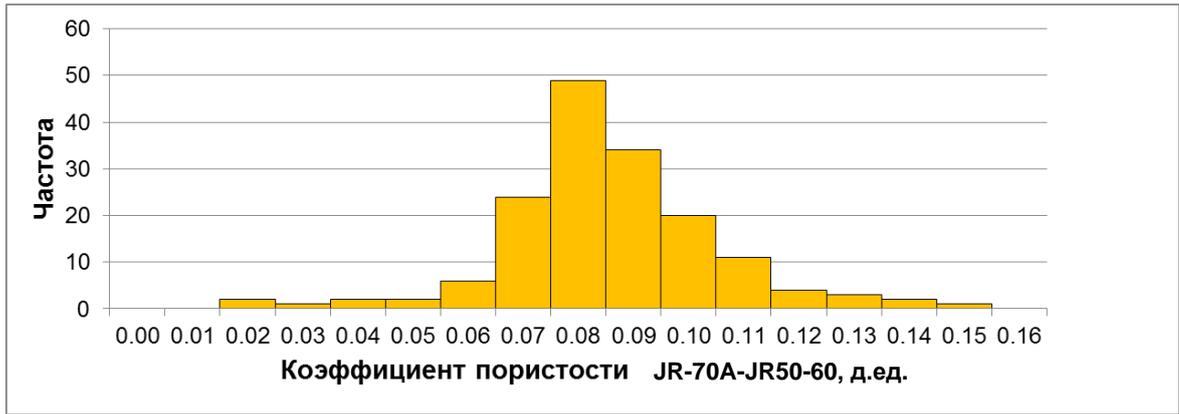


Рисунок 72 – Распределение коэффициента пористости пластов JR50-60 и JR-70А открытых залежей

Коэффициент газонасыщенности принят как среднее значение по данным открытых месторождений.

Согласно международному подходу, оценка ресурсов выполнена с учетом объемного коэффициента газа ( $V_g$ ), который учитывает отношение температур и давлений в стандартных условиях (0.1 МПа, 20<sup>0</sup>С) к пластовым и коэффициент сжимаемости газа [236]. Численные значения  $V_g$  взяты из дел скважин. По данным открытых газовых залежей суббассейна Журуа установлена зависимость параметра  $1/V_g$  от глубины газодляного контакта, которая использована при оценке перспективных ловушек.

Для оценки объемов УВ в интервале пластов JR-70B-80-100 ЗНГН Уруку, Северо-Западной и Центральной ЗНГН использованы объемы, полученные по 3D бассейновой модели (рисунок 73).

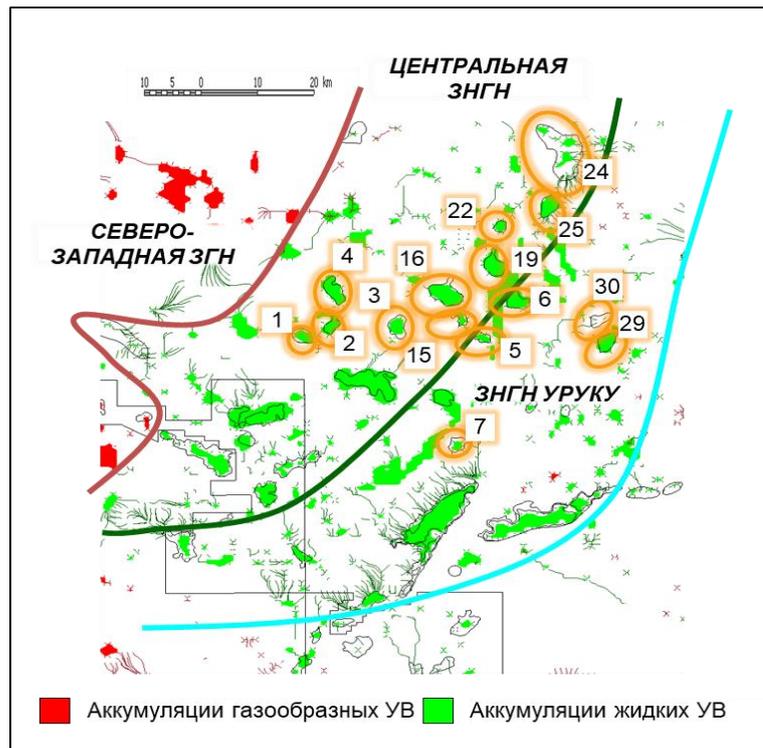
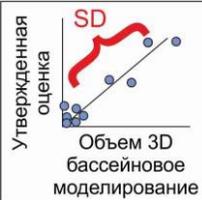


Рисунок 73 – Результаты заполнения ловушек в интервале пласта JR70B-80-100 в северной части суббассейна Журуа по результатам 3D бассейнового моделирования

Главным результатом проведенных работ является вывод, что метод бассейнового моделирования в настоящее время можно рассматривать уже как метод локального прогноза нефтегазоносности. В частном случае 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.

В таблице 9 приведены параметры для выполнения оценки объемов ресурсов в перспективных ловушках.

Таблица 9 – Параметры для выполнения параметры для выполнения оценки объемов ресурсов в перспективных ловушках

Зона нефтегазонакопления		Описание	Параметры распределения
Северо-Западная	JR-50-60, JR-70A	<p>Если прогнозный коэффициент заполнения <math>&lt; 0.35</math> – ловушка исключалась из вероятностной оценки.</p> <p><b>Площадь газоносности и эффективная газонасыщенная толщина (Нэф.г.):</b>  Мин: минимальный коэфф. заполнения в суббассейне – 0.35.  База: оценена по данным прогнозного коэффициент заполнения по параметрам геологической среды  Макс: оценена по замыкающей</p> <p><b>Коэффициент пористости (Kп):</b>  Мин, база, макс оценены по кривой прогнозного распределения на основе РИГИС открытых месторождений.</p> <p><b>Коэффициент газонасыщенности (K<sub>г</sub>)</b> принят как среднее значение по данным открытых месторождений.</p> <p><b>Пересчетный коэффициент (β<sub>г</sub>)</b> оценивался по статистике, собранной по открытым залежам – зависимость между глубиной газожидкостного контакта и значением 1/β<sub>г</sub>.</p>	<p>Kп</p>  <p>нормальное распределение</p> <p>Нэф.г.н., площадь газоносности:</p>  <p>логнормальное распределение</p>
Северо-Западная, Центральная + Уруку	JR-70B, JR80-100	<p>Объемы аккумуляций оценены по результатам 3D бассейнового моделирования (P<sub>mean</sub>).</p> <p>SD (среднеквадратичное отклонение) оценено путем сопоставления прогнозных и фактических объемов по открытым месторождениям.</p> <p><b>При оценке объемов ресурсов в ловушках SD и P<sub>mean</sub> использованы для создания кривой плотности вероятности в ПО Crystal Ball.</b></p>	 <p>Утвержденная оценка</p> <p>SD</p> <p>Объем 3D бассейнового моделирование</p>  <p>P<sub>mean</sub></p> <p>Объем по 3D бассейновой модели</p> <p>логнормальное распределение</p>

Для доказанных зон нефтегазонакопления выполнена вероятностная оценка ресурсов. Ниже приведены параметры, которые рассчитываются в ПО Crystal Ball: наиболее вероятное количество открытий (методика расчета описана в разделе 4.1.2.); вероятность геологического успеха  $P_g$ ; объем ресурсной базы. Объем прогнозных ресурсов приведен для вероятности  $P_{mean}$  – наиболее достоверная оценка, соответствует среднему значению диапазона возможных объемов ресурсов [3], [100]. При условии, если объем ресурсов в трех зонах принять за 100%, получены следующие результаты.

Основной источник прироста газообразных УВ – Северо-Западная зона газонакопления, которая содержит 70% объема ресурсов трех зон. В результате стохастической оценки ожидаемое количество открытий для Северо-Западной зоны газонакопления составляет 13 ловушек,  $P_g = 0.32$ . Основные перспективы нефтегазонаосности связаны с интервалом JR-70B-80-100. Для интервала пластов JR-50-60, JR-70A прогнозные коэффициенты заполнения составляют, в среднем, 0.6-0.8.

Основной источник прироста жидких УВ – Центральная ЗНГН, которая содержит 23% объема ресурсов. В результате стохастической оценки ожидаемое количество открытий для Центральной зоны нефтегазонакопления составляет 4 ловушки,  $P_g = 0.43$ .

Основной ресурсный потенциал ЗНГН Уруку уже открыт, объем прогнозных ресурсов составляет 7%. В результате стохастической оценки ожидаемое количество открытий для ЗНГН Уруку составляет 1 ловушку,  $P_g = 0.30$ .

При оценке объемным методом коэффициенты заполнения ловушек принимались равными 1 на основе имеющихся данных по окружающим месторождениям, при оценке по данным бассейнового моделирования заполнение определялось путем расчета поля миграции. Данные по вновь открытому месторождению Бурити показали, что бассейновая модель позволяет предсказывать заполнение ловушек более точно, чем простая аналогия.

Конечным итогом работы по оценке ресурсной базы методом бассейнового моделирования и аналитическим подходом с учетом прогнозных коэффициентов заполнения стала стохастическая оценка суммарных извлекаемых ресурсов газа ловушек с учетом рисков (рисунок 74).

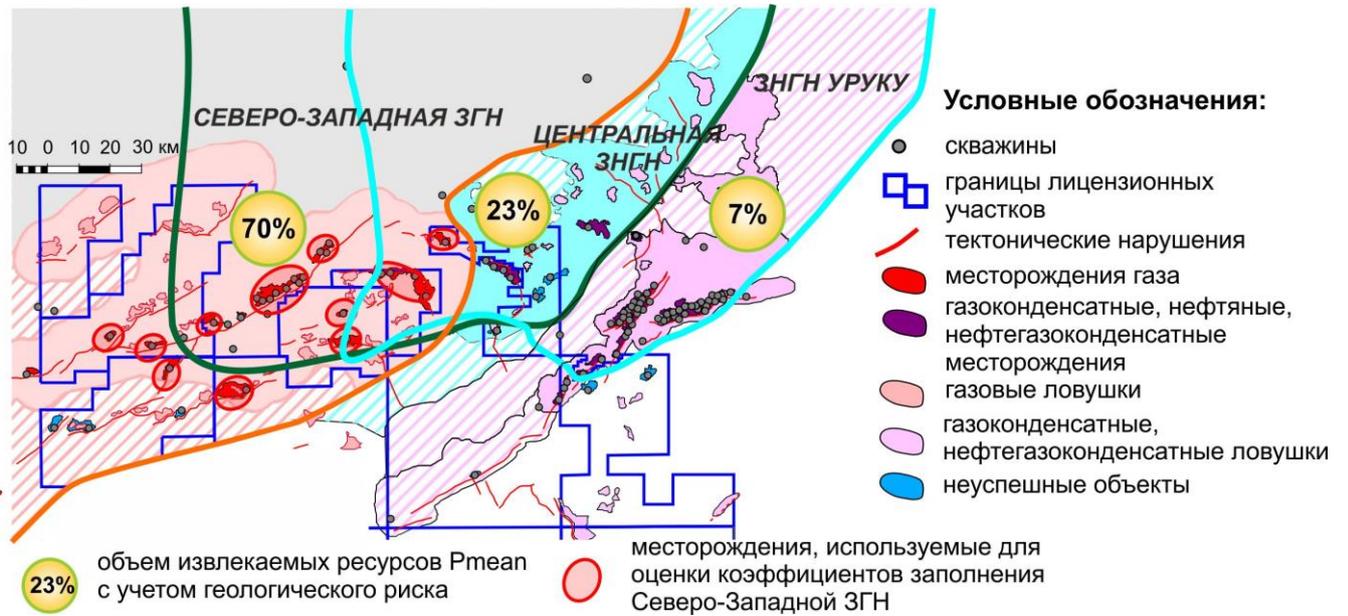


Рисунок 74 – Результаты вероятностной оценки прогнозных углеводородных ресурсов

#### 4.3. Результаты оценки ресурсной базы

1. Выполнена стохастическая оценка ресурсной базы с учетом геологических рисков для следующих зон нефтегазонакопления: Северо-Западная, Центральная, Уруку. В результате реализации процесса ГРП в каждой из рассматриваемых зон ожидается:

- Северо-Западная зона газонакопления. Открытие 13 ловушек с  $P_g = 0.32$  и относительным объемом запасов 70%;
- Центральная зона нефтегазонакопления. Открытие 4 ловушек с  $P_g = 0.43$  и относительным объемом запасов 23%;
- Зона нефтегазонакопления Уруку. Открытие 1 ловушки с  $P_g = 0.30$  и относительным объемом запасов 7%. Основной ресурсный потенциал уже открыт.

2. Подходы к оценке ресурсного потенциала для групп пластов JR-70B-80-100 и JR-70A-50-60 сводятся к следующему:

- группа пластов JR-70B-80-100. Использована оценка объемов по результатам 3D бассейнового моделирования. Выполнено сопоставление фактических объемов запасов и модельных данных по открытым месторождениям. Рассчитана разница между ними, оценено среднеквадратичное отклонение (SD). Зная прогнозное значение объемов в перспективных ловушках по 3D бассейновой модели ( $P_{mean}$ ) и SD задана функция плотности вероятности в ПО Crystal Ball. Выполнена вероятностная оценка ресурсной базы;
- группа пластов JR70A-50-60. Использован прогноз коэффициентов заполнения залежей открытых месторождений в зависимости от параметров геологической среды.

Полученные зависимости использованы для прогноза коэффициента заполнения перспективных ловушек (базовый вариант площади и Нэф.г). Минимальный вариант площади – мин. коэфф. заполнения в суббассейне 0.35. Максимальный вариант – по замыкающей. Выполнена вероятностная оценка ресурсов.

3. Метод бассейнового моделирования, в настоящее время, можно рассматривать как метод локального прогноза нефтегазоносности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Моделирование бассейнов с трапповым магматизмом, существенно влияющим на катагенетическую зрелость нефтегазовой системы, имеет свои особенности.

Для их исследования автором был выбран бассейн Солимоинс (суббассейн Журуа), суммарная мощность пластовых интрузий в котором достигает, в среднем, до 30% от мощности осадочных пород.

Для площадной оценки объемов генерации, миграции и аккумуляции УВ и комплексной оценки влияния трапповых комплексов на строение перспективных залежей УВ и дальности латеральной миграции автором создана 3D бассейновая модель бассейна Солимоинс (суббассейн Журуа), восстановлена тепловая история региона, выполнен прогноз фазового состава и объема аккумуляций УВ.

Моделирование показало, что временной порядок внедрения интрузивных тел является одним из важных факторов, определяющих палеотемпературный режим недр.

В результате бассейнового моделирования установлено, что в зоне наличия нижнего интрузивного тела на северо-западе и западе территории происходит аккумуляция залежей преимущественно метанового состава. К центральной части суббассейна приурочены аккумуляции газоконденсата и легкой нефти. По данным бассейнового моделирования с учетом геологических особенностей территории установлено, что в суббассейне нет благоприятных условий для дальнейшей латеральной миграции углеводородов. Наиболее вероятное расстояние латеральной миграции составляет 50 – 60 км.

Перспективы нефтегазоносности периферии могут быть связаны только с наличием самостоятельных НГМТ – степень катагенеза которых достаточна для реализации их нефтегазового потенциала.

Разработана методика оценки интенсивности предмеловой эрозии, основанная на результатах сравнения мощности стратотипического разреза и калибруемых точек с последующей корректировкой по результатам бассейнового моделирования.

Предложен новый вариант оценки теплового потока с учетом региональной и локальной составляющей. Найдена связь мощности земной коры с координатами скважин (региональная составляющая). Для оценки локальной составляющей использована карта аномалий магнитного поля, повышенные значения которой ассоциируются с подводными каналами (дайками) проникновения магматического расплава в осадочный чехол. Интегральная карта теплового потока построена путем комплексирования двух этих компонент методом тренд анализа.

На основе анализа качества элементов нефтегазовой системы, коэффициентов заполнения, фазового состава, объемов и путей миграции УВ, количества залежей в разрезе,

возможности заполнения конкретных ловушек выделены четыре зоны нефтегазонакопления по данным бассейнового моделирования и сейсмо-геологической изученности.

Для оценки перспектив нефтегазоносности выделенных зон нефтегазонакопления выполнено стохастическое моделирование на основе объемов по 3D бассейновому моделированию, прогнозных коэффициентов заполнения с учетом оценки геологических рисков.

На основе статистики результатов ПРБ ключевых скважин бассейна Солимоинс, суббассейна Журуа установлено, что основными факторами риска являются: неподтверждение ожидаемой амплитуды структуры и отсутствие заполнения ловушек УВ. В результате поисковых работ в суббассейне Журуа открыто 25 месторождений – коэффициент успеха составил 0.40.

На основе полученных результатов выполнен системный анализ факторов, контролирующих нефтегазоносность разреза, выполнена унифицированная оценка геологических рисков.

Эффективность миграции углеводородов оценивалась на основе результатов 3D бассейнового моделирования. Анализ заполнения структур по данным моделирования и фактических оценок показал 81% подтверждаемости по совокупности объектов оценки.

Результаты адаптации матрицы  $P_g$  оценивались через степень совпадения параметров распределений модельных (расчетных) и фактических данных по наличию резервуаров, структурных ловушек, покрышек, по количеству открытий в каждом из 5 продуктивных пластов, по количеству открытий во всех пластах, по количеству продуктивных ловушек. При незначимой разнице ( $\alpha=0.05$ ) матрица  $P_g$  принималась как корректная.

В результате проведенных исследований получена матрица оценки  $P_g$ , удовлетворительно воспроизводящая интегральные результаты ранее выполненных в суббассейне Журуа поисковых работ.

По результатам выполненной вероятностной оценки оценены перспективы нефтегазоносности ловушек Северо-Западной зоны газонакопления (основной источник прироста газообразных УВ), Центральной зоны нефтегазонакопления (основной источник прироста жидких УВ), зоны нефтегазонакопления Уруку (основные перспективы нефтегазоносности уже изучены, имеется незначительное количество перспективных структур).

Главным результатом проведенных работ является вывод, что метод бассейнового моделирования можно рассматривать как метод локального прогноза нефтегазоносности – оценка ресурсов в отдельно взятой ловушке. Построенная бассейновая модель с учетом имеющихся геологических рисков позволяет выполнять локальный прогноз нефтегазоносности в пределах выделенных зон нефтегазонакопления.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

- 3D – трехмерный;
- АК – апокатагенез, подстадия катагенеза;
- БМ – бассейновое моделирование;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГГКп – плотностной гамма-гамма-каротаж;
- ГИС – геолого-геофизические исследования скважин;
- ГРР – геологоразведочные работы;
- Кп – коэффициент пористости;
- Кпр – коэффициент проницаемости;
- Кпесч – коэффициент песчаности;
- НГМ – нефтегазовая система;
- НГМТ – нефтегазоматеринские толщи;
- МК – мезокатагенез, подстадия катагенеза;
- ОВ – органическое вещество;
- ПРБ – поисково-разведочное бурение;
- РИГИС – результаты интерпретации данных ГИС;
- т.у.т. – тонна условного топлива;
- УВ – углеводороды;
- УГАС – углеводородная-генерационно-аккумуляционная система;
- ЗНГН – зона нефтегазонакопления;
- V<sub>g</sub> – объемный коэффициент газа;
- Сорг – содержание органического углерода;
- Car\_top – кровля формации Карауари;
- Cret\_bot – подошва предмелового несогласия;
- E – общая мощность эродированных отложений в точке скважины;
- E<sub>STR</sub> – стратиграфическая компонента: мощность эродированных отложений;
- E<sub>RES</sub> – остаточная компонента: мощность полностью эродированных стратиграфических комплексов;
- F – критерий Фишера;
- Нангидритов – толщина ангидритов;
- Нэф – эффективная толщина;
- Нср – средняя толщина;
- Нэф.г – эффективная газонасыщенная толщина;

- HI – водородный индекс;
- K<sub>сop</sub> – коэффициент седиментации;
- LS – нижний силл;
- MS – средний уровень силлов;
- NPV – чистый дисконтированный доход;
- OI – кислородный индекс;
- P<sub>g</sub> – вероятность геологической успешности;
- P<sub>mean</sub> – наиболее достоверная оценка;
- R<sub>o</sub> – отражательная способность витринита;
- S – стандартное отклонение;
- S<sup>2</sup> – дисперсия;
- SD – среднеквадратичное отклонение;
- US – верхний силл;
- V<sub>p</sub> – скорость продольных волн;
- λ – коэффициент теплопроводности;
- α – уровень значимости;

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абросимова О. О. Особенности строения отложений кембрийского комплекса в пределах Мирнинского выступа (Непско-Ботуобинская антеклиза) / О. О. Абросимова, С. И. Кулагин // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. Том 316, №1. – С. 48-52.
2. Астахов С. М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования / С. М. Астахов. – Ростов-на-Дону: Контрики, 2015. – 256 с.
3. Афанасенков А. П. Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы : дис. д-ра. геол. - мин наук: 25.00.12 / Афанасенков Александр Петрович. – М., 2019 – 375 с.
4. Афтахова У. В. Формирование методики оценки уровня потенциальных запасов углеводородов на месторождении на основе стохастического моделирования / У. В. Афтахова, Н. Ю. Старкова // Вестник ПНИПУ. Социально-экономические науки, 2017, №3. – С. 280-289.
5. Баженова Т. К. Исследование онтогенеза углеводородных систем как основа раздельного прогноза нефте- и газоносности осадочных бассейнов / Т. К. Баженова, В. К. Шиманский // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2007 (2) – С. 1-17.
6. Баранова М. И. Новые данные о взаимоотношении даек долеритов и вмещающих пород в пределах Бугарикского горста (запад Сибирской платформы) / М. И. Баранова, А. В. Мигурский, А. Н. Процко, М. А. Масленников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2009. №8. – С. 13-19.
7. Белозеров В. Б. Роль сейсмогеологического анализа в оценке нефтегазоносности отложений келловей-оксфорда юго-восточной части Каймысовского свода / В. Б. Белозеров, А. В. Бобров // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2022. – Т.17. - №1. – С. 1-13.
8. Белозеров В. Б. Повышение эффективности разработки и поиска залежей углеводородов в пределах юго-восточной части Нижневартовского свода на основе фациального анализа пласта ЮВ1/1 / В. Б. Белозеров, М. О. Коровин // Газовая промышленность, 2019. – №1. – С. 22-28.
9. Боженюк Н. Н. Методы адаптации и снижения неопределенностей при геолого-гидродинамическом моделировании терригенных коллекторов на примере ряда месторождений Западной Сибири: автореф. дис. канд. геол.-мин.наук: 25.00.12 / Надежда Неониловна Боженюк; ТИУ. Тюмень. 2018. 21 с.

10. Болат Е. Условия формирования и закономерности размещения скоплений нефти и газа в Южно-Торгайском бассейне : автореф. дисс. канд. геол. - мин наук: 25.00.12 / Болат Ерлибек. – М., 2021 – 23 с.
11. Бурштейн Л. М. Методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности (на примере седиментационных бассейнов Сибири): автореф. дис. доктора геол.-мин.наук: 25.00.12 / Лев Маркович Бурштейн; ИНГГ СО РАН. Новосибирск. 2011. 37 с.
12. Бурштейн Л. М. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности. Эмпирические и генетические подходы. История и современное состояние / Л. М. Бурштейн // 2-я Всероссийская Школа студентов, аспирантов и молодых ученых по литологии. 2016. – С. 19-23.
13. Бурштейн Л. М. К методике количественной оценки ресурсов углеводородов баженовской свиты юго-восточных районов Западно-Сибирского бассейна / Л. М. Бурштейн, А. Э. Конторович, С. В. Рожкова и др.// Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2021. Т.16. №3. – С. 1-22. DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/26\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/26_2021).
14. Важенина О А. Прогноз заполнения пород доюрского основания углеводородами на основе моделирования нефтегазоносных систем (Западная Сибирь) / О. А. Важенина, А. В. Тригуб // Геология нефти и газа, 2018. №4. – С. 39-51.
15. Вассоевич Н. Б. Образование нефти из терригенных отложений (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) / Н. Б. Вассоевич // Вопросы образования нефти. – Л. – Гостоптехиздат. – 1958. – С. 9-220. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 128).
16. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) / Н.Б. Вассоевич // Изв. АН СССР, сер. геол. – 1967. – № 11. – С. 135-156.
17. Ветров Е. В. Эволюция тектонических событий и рельефа юго-восточной части горного Алтая в позднем мезозое – кайнозое по данным трековой термохронологии апатита / Е. В. Ветров, М. М. Буслов, И. Гравэ // Геология и геофизика, т. 57, №1, 2016. – С. 125-142.
18. Волков А. М. Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа / А. М. Волков, Н. Н. Поплавский, Н. Н. Ростовцев, А. В. Рыльков, Г. М. Шинкеев // Труды ЗапСибНИГНИ, выпуск 8, 1968. – С. 190-195.

19. Вожов В. И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1987. – 204 с.
20. Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю. И. Галушкин. – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.
21. Гажула В. С. Особенности траппового магматизма в связи с условиями нефтегазоносности Сибирской платформы / Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008. – С. 1-8.
22. Гончаров И. В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 184 с.
23. Гончаров И. В. Катагенез органического вещества пород баженовской ситы юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И. В. Гончаров, В. В. Самойленко, Н. В. Обласов, С. В. Фадеева // Геология и геолого-разведочные работы. – 2013. – №10. – С. 32-37.
24. Гончаров И. В. Опыт использования геохимических исследований при ведении геологоразведочных работ при ведении геологоразведочных работ и добыче углеводородов / И. В. Гончаров, В. В. Самойленко, Н. В. Обласов и др. // Химия нефти и газа. 2015. – С. 11-15.
25. Гордеева А. О. Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): автореф. дис. канд. геол.-мин.наук: 25.00.12 / Гордеева Алевтина Олеговна; ИНГГ СО РАН. Новосибирск. 2011. 18 с.
26. ГОСТ Р ИСО 5479-2002. Проверка отклонения распределения вероятностей от нормального распределения. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 25 с.
27. Губин И. А. Оценка масштабов траппового магматизма в Южно-Тунгусской нефтегазоносной области на основе региональной структурной сейсмогеологической модели / И. А. Губин, А. О. Гордеева, Е. Н. Кузнецова // Геология нефти и газа, №6, 2016. – С. 52-62.
28. Демьянов В. В. Геостатистика: теория и практика/ В. В. Демьянов, Е. А. Савельева // Ин-т проблем безопасного развития атомной энергетики РАН. -М.: Наука, 2010. – 59 с.
29. Домышев В. Г. Пирокластические толщи, трапповый вулканизм и тектоника юго-востока Тунгусской синеклизы. Новосибирск, «Наука», 1974. – 117с.
30. Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / С. Дж. Дэвис, Недра, Москва, 1990. – 319 с.

31. Ефимов А. С. Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов / А. С. Ефимов, Ю. Л. Зайцева, М. А. Масленников // Минеральные ресурсы России, 2017. №3. – С. 19-40.
32. Икон К. О. Методический подход к оценке рисков поисково-разведочного бурения и опыт прогноза количества открытий в результате реализации программы ГРП (на примере северо-восточных районов Западной Сибири) / К. О. Икон, О. А. Олюнина // Трофимуковские чтения – 2019. Материалы всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. Новосибирск. 2019. – С. 170-173.
33. Исказиев К. О. Стратегия освоения ресурсов нефти и газа в подсоловых отложениях севера Прикаспийской синеклизы : автореф. дис. д-ра. геол. - мин наук: 25.00.12 / Исказиев Курмангазы Орынгазиевич. – М., 2021 – 51 с.
34. Карасев П. С. Влияние складчато-надвиговых дислокаций на процессы нефтегазогенерации в северном сегменте Предуралья Краевого прогиба / П. С. Карасев, Д. В. Надежкин, Т. В. Попова и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2019. Т14. №3. – С. 1-24.
35. Кашапов Р. С. К вопросу о погрешностях метода Rock-Eval / Р. С. Кашапов, И. В. Гончаров, В. В. Самойленко, Н. В. Обласов, П. В. Трушков // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований №10 – 2015. – С. 866-873.
36. Керимов В. Ю. Моделирование месторождений и залежей нефти и газа для решения задач разведки и разработки / В. Ю. Керимов, Р. Н. Бахтизин, К. И. Данцова и др. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2018. №3. – С. 52-56. DOI: 10.24411/0131-4270-2018-10307.
37. Керимов В. Ю. Условия формирования и эволюция нефтегазоматеринских толщ Лаптевской нефтегазоносной провинции / В. Ю. Керимов, Ю. В. Щербина, А. А. Иванов // Геология и разведка месторождений углеводородов, 2020. №63(3). – С. 46-59.
38. Киселев В. С. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ / В. С. Киселев, Е. А. Козлов, Г. А. Захарова // ВНИИ Геофизика, Москва, 1984 г. – 40 с.
39. Кобзарь А. И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников / А. И. Кобзарь. – Москва: Физматлит, 2012. – 816 с.
40. Козлов Б. А. Краткий справочник по расчету надежности ридиоэлектронной аппаратуры / Б. А. Козлов, И. А. Ушаков. Москва: Советское радио. 1966. 432 с.

41. Конторович А. Э. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, Е. А. Рогозина // Труды СНИИГГиМСа. – Выпуск 65. – Новосибирск. – 1967. – С. 13-25.
42. Конторович А. Э. Литогенез и нефтегазообразование / А. Э. Конторович, А. А. Трофимук // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтидов и битуминозных пород. – М. – Наука, – 1976. – С. 19-36.
43. Конторович А. Э. Физико-химическое моделирование термодинамических равновесий в системе «карбонатно-эвапоритовые осадочные породы-вода-углеводороды» при контактовом метаморфизме и катагенезе / А. Э. Конторович, А. Л. Павлов, Г. А. Третьяков, А. В. Хоменко // Геохимия, №7, 1996 – С. 598-610.
44. Конторович А. Э. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А. Э. Конторович, С. Ф. Бахтуров, А. К. Башарин и др. // Геология и геофизика, Т. 40, №11, 1999. – С. 1676-1693.
45. Конторович А. Э. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма / А. Э. Конторович, А. В. Хоменко // Геология и геофизика, т. 42, №11-12, 2001. – С. 1764-1773.
46. Конторович А. Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Н. А. Малышев и др. // Геология и геофизика, 2013. Т. 54. №8. – С. 1179-1226.
47. Конторович А. Э. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтидобывающей промышленности Российской Федерации / А. Э. Конторович, Л. В. Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2015. №5. – С. 8-17.
48. Конторович А. Э. Проблемы реиндустриализации нефтегазового комплекса России / А. Э. Конторович // Нефтяное хозяйство, 2016. №3. – С. 14-15.
49. Косьянов В. А. Разработка и применение технологий моделирования месторождений углеводородов и математических методов для решения задач поисков, разведки и добычи нефти и газа на основе комплексных геолого-геофизических и геохимических исследований / В. А. Косьянов, Р. Н. Бахтизин, С. Н. Болотов, И. С. Гутман и др. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2019. №6. – С. 11-17.
50. Кремер Н. Ш. Теория вероятностей и математическая статистика: учебник для студентов вузов, обучающихся по экономическим специальностям. 3-е изд., перераб. и доп. / Н. Ш. Кремер – М.: Юнити-Дана. 2010. – 551 с.

51. Кузнецова Е. Н. Южно-Тунгусская нефтегазовая область: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности / Е. Н. Кузнецова, И. А. Губин, А. О. Гордеева и др. // Геология и геофизика, т.58, №3-4, 2017. – С. 602-613.
52. Курчиков А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А. Р. Курчиков // Мин-во геол. Г 46 СССР; Зап.-Сиб. Науч.-исслед. Геологоразвед. Нефтяной ин-т. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
53. Курчиков А. Р. Методика вероятностной оценки геологических рисков при поисках нефтяных месторождений для территорий с высокой плотностью промышленных открытий / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородин, С. В. Галкин, В. И. Галкин, А. В. Растегаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. №10. – С. 4-13.
54. Лавренова Е. А. Оценка углеводородного потенциала Берингова моря / Е. А. Лавренова, С. А. Гурянов, В. Ю. Керимов // Геология и разведка месторождений углеводородов, 2020. №63 (5). – С. 42-56. DOI: <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-42-56>.
55. Лавренова Е. А. Анализ углеводородных систем кайнозойских отложений Восточно-Арктических акваторий / Е. А. Лавренова, В. Ю. Керимов, Р. А. Мамедов и др. // Геомодель, 2021. – С. 1-5.
56. Лебедев В. А. Возраст молодых интрузий цанского комплекса (большой Кавказ) и изотопно-геохимические свидетельства гибридного происхождения их магм / В. А. Лебедев, О. З. Дадури, М. Г. Тогонидзе, Ю. В. Гольцман // Петрология, Т. 24, №4, 2016. – С. 339-362.
57. Лебедев М. В. Зоны нефтегазонакопления в основных продуктивных горизонтах терригенного венда на северо-востоке Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области / М. В. Лебедев // Геология и геофизика. – 2015 (1). – С. 20-26.
58. Лебедев М. В. Новые данные об условиях седиментации терминальных отложений формации Jucua, бассейн Солимоес (Бразилия) / М. В. Лебедев, А. В. Храмцова, А. П. Вилесов и др. // Георесурсы, Т. 21. №3, 2019. – С. 2-13.
59. Левинсон-Лессинг Ф. Ю. Траппы Тулуно-Удинского и Братского районов в Восточной Сибири / Ф. Ю. Левинсон-Лессинг, А. С. Гинзберг, Н. Л. Дилакторский // Академия наук СССР, труды совета по изучению производственных сил. – 1932. – 82 с.
60. Левянт В. Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа / В. Б. Левянт, Ю. П. Ампилов, В. М. Глоговский и др. – М.: ООО «Издательство ГЕРС». 2006. – 40 с.

61. Лобусев М. А. Концепция формирования арктической газоносной провинции Западной Сибири : автореф. дис. д-ра. геол. - мин наук: 25.00.12 / Лобусев Михаил Александрович. – М., 2020 – 46 с.
62. Лопатин Н. В. Нефтяные генерационно-аккумуляционные системы: логика концепции и ее применение в поисково-разведочных работах / Н. В. Лопатин, С. Л. Зубайраев // Геоинформатика №3, 2000 – С. 67-82.
63. Лопатин Н. В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ / Н.В. Лопатин // Геоинформатика, 2006 – С. 101-120.
64. Лыжин Е. А. Ключевые геологические риски плеча / Е. А. Лыжин, Е. А. Булгакова, Н. В. Насонова, Е. Л. Лазарь // Нефтяное хозяйство 06, 2015 – С. 18-23.
65. Мылышев Н. А. Геология для нефтяников / Н. А. Мылышев, А. М. Никишин. – М.: Институт компьютерных исследований, 2011.– 360 с.
66. Малышева С. В. Региональное моделирование бассейнов различных геодинамических типов в связи с прогнозом их нефтегазоносности : дис. канд. геол. - мин наук: 25.00.12 / Малышева Светлана Валентиновна. – С., 2015 – 138 с.
67. Максимов С. П. Время формирования залежей нефти и газа / С. П. Максимов. – Москва: Недра, 1976. – 302 с.
68. Масайтис В. Л. Форма и механизм образования трапповых интрузий и экструзий на Сибирской платформе / Материалы по геологии и полезным ископаемым Восточной Сибири, Недра, 1967. – 171 с.
69. Мельников Н. В. Геологические предпосылки прироста минерально-сырьевой базы Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи / Н. В. Масленников, Е. В. Смирнов, М. А. Масленников и др. // Геология и геофизика, 2017. Т.58. №3-4. – С. 586-601.
70. Мейен С. В. Введение в теорию стратиграфии. М.: Наука, 1989, 216 с.
71. Мигурский А. В. Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность платформенных областей (на примере юга Сибирской платформы). / Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геол.мин.наук, Новосибирск, 1997. – 39 с.
72. Мигурский А. В. Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботубинской синеклизы. /Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности, Новосибирск, 1986. – С. 27-34.
73. Мигурский А. В. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность областей Сибирской платформы / А. В. Мигурский, Попелуха Г. Ф., Старосельцев В. С., Хоменко А. В. // Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов, Москва, Наука, 1989. – С. 85-89.

74. Михайлов А. Е. Структурная геология и геологическое картирование. / Учебное пособие для вузов – 4 –е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 297 с.
75. Морозов Н. В. 3D моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов / Н. В. Морозов, И. Ю, Беленькая, В. В. Жуков // ProНефть, 2016. №1. – С. 38-45.
76. Наумова М. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности миоценовых отложений Северо-Западной части Черного моря / М. Н. Наумова, Д. В. Надежкин, В. Н. Колосков и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2018. Т.13. №2. – С. 1-19.
77. Наумова М. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнемиоценовых отложений северо-западной части Черного моря : дис. канд. геол. - мин наук: 25.00.12 / Наумова Мария Николаевна. – М., 2019 – 156 с.
78. Нафиков И. Ф. Геологическое строение Алдано-Майской впадины и оценка ее углеводородного потенциала (на основе технологии бассейнового моделирования) : автореф. дисс. канд. геол. - мин наук: 25.00.12 / Нафиков Ильшат Флюрович. – С., 2018 – 23 с.
79. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. 2-е издание. / С. Г. Неручев – Л. –Недра. – 1969. – 240 с.
80. Нестеров И. И. Методика оценки нефте-газоносности локальных ловушек / И. И. Нестеров [и др.]. – Москва: Недра, 1988. – 196 с.
81. Обласов Н. В. Геохимия нефтей и газов Красноленинского месторождения и поисков их источников (Западная Сибирь, Россия) / Н. В. Обласов, И. В. Гончаров, И. В. Эфтор // Успехи органической геохимии, 2022. – С. 178-181. DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-178-181
82. Паффенгольц К. Н. Геологический словарь в двух томах / К. Н. Паффенгольц, Л. И. Боровиков, А. И. Жамойда и др. М.: Недра, 1973. – 251 с.
83. 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.
84. 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.

85. 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.
86. 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.
87. 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.
88. 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.
89. Полищук А. В. Системный анализ истории геолого-разведочных работ и адаптация шаблона оценки геологических рисков / А. В. Полищук // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. 2(338). – С.19-30.
90. Поляков А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш.М. Мурзин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Т.7 – №4, 2012. – С.1-29.
91. Поляков А. А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа / А. А. Поляков // Нефтегазовая геология. Теория и практика Т11, №1, 2016 – стр. 1-22.
92. Полянский О. П. Континентальный рифтогенез и метаморфическая зональность как следствие термических процессов в литосфере: автореф. дис. доктора геол.-мин.наук: 25.00.03 / Олег Петрович Полянский; Институт минералогии и петрографии ОИГГиМ Сибирского отделения Российской Академии Наук. Новосибирск. 2005. 40 с.
93. Прищепа О. М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли / О. М. Прищепа // Нефтегазовая геология. Теория и практика 2008 (3) – стр. 1-31.
94. Раева Н. Моделирование систем нефтегазоносности и оценка ГРП рисков по участку Восточного борта Прикаспийского бассейна / Н. Раева, Н. Косназарова, Ж. Арыкбаева и др. // Каспийская техническая конференция и выставка SPE, 2014 – С. 1-13.

95. Риле Е. Б. Аккумуляция углеводородов в трехслойных природных резервуарах / Е. Б. Риле // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – 2012. – №1. – С. 41-46.
96. Роуз П. Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами / П. Р. Роуз // М. – Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011 – 304 с.
97. Санникова И. А. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна : автореф. дисс. канд. геол. - мин наук: 25.00.12 / Санникова Ирина Алексеевна. – М., 2019 – 23 с.
98. Санникова И. А. Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне // И. А. Санникова, А. В. Ступакова, М. А. Большакова, Ю. И. Галушкин, Г. А. Калмыков, Р. С. Сауткин, А. А. Сулова, А. Г. Калмыков, Е. В. Козлова/ Георесурсы, 2019. Т.21. №2. – С. 203-212. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>.
99. Сафронов П. И. Геология и условия формирования месторождений нефти и газа в Северо-Тазовском очаге генерации и аккумуляции углеводородов : дис. канд. геол. - мин наук: 25.00.12 / Сафронов Павел Иванович. – Н., 2018 – 273 с.
100. Сафронов П. И. История нефтегазообразования в кембрийском комплексе Вилуйской гемисинеклизы / П. И. Сафронов, Л. М. Бурштейн, А. А. Губин и др. // Успехи органической геохимии, 2022. – С. 242-244. DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-242-244.
101. Сивкова Е. Д. Геологическое строение, нефтегазоносность и генерационный потенциал терригенных отложений вендской системы центральной части Луно-Тунгусского бассейна : автореф. дисс. канд. геол. - мин наук: 25.00.12 / Сивкова Екатерина Дмитриевна. – М., 2022 – 23 с.
102. Система управления ресурсами углеводородов: SPE, 2018 – 61 с.
103. Соловьев А. В. Изучение тектонических процессов в областях конвергенции литосферных плит: методы трекового и структурного анализа / Труды Геологического института / Геол. ин-т РАН, изд-во «Наука», 2008. – 319 с.
104. Старосельцев В. С. Связь интрузивного магматизма с тектоникой Тунгусской синеклизы / В. С. Старосельцев, В. М. Лебедев // Труды СНИИГИМСа, выпуск 217, 1975. – С. 100-108.
105. Старосельцев В. С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений / В. С. Старосельцев // М.: Недрa, 1989. – С. 160-165.

106. Старцева К. Ф. История развития углеводородных систем в северной части Карского моря по данным 2D моделирования / К. Ф. Старцева, А. В. Ершов, В. А. Никишин // Вестник Московского Университета. №2, 2015. – С. 22-31.
107. Ступакова А. В. Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов / А. В. Ступакова, А. А. Пашали, В. В. Волянская, А. А. Сулова, А. П. Завьялова // Георесурсы, 2019. Т.21. №2. – С. 4-12. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-1>.
108. Ступакова А. В. Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства / А. В. Ступакова, М. А. Большакова, А. А. Сулова и др. // Георесурсы, 2021. Т.21. №2. – С. 6-25. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>.
109. Тараник А. А. Геохимические показатели участков долговременной добычи угольного метана как самостоятельного источника энергии на примере месторождений Донбасса / А. А. Тараник // Газовая промышленность №7 (755), 2017 – С. 24-27.
110. Тарасов А. В. О механизме внедрения пластовых трапповых интрузий Норильского района. – «Бюл.МОИП. Отд.геол.» №1, 1966. – С. 134-142.
111. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте – М.: Мир, 1981. – 501 с.
112. Трофимук, А. А. Литогенез и нефтегазообразование / А. А. Трофимук, А. Э. Конторович // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтидов и битуминозных пород. под ред. Н. Б. Вассоевича. – М.: Наука, 1976. – С. 19-36.
113. Туровцев Д. М. Условия формирования формаций контактовых роговиков в ореолах дифференцированных трапповых интрузивов на Талияхском месторождении (Норильский район) / Д. М. Туровцев – В кн.: Геология и петрология интрузивных траппов Сибирской платформы. М., «Наука», 1970. – С. 211-232.
114. Жемчугова В. А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем / В. А. Жемчугова. – Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2014. – 344 с.
115. Феоктистов Г. Д. Условия формирования горных пород трапповой и оливин-базальтовой формаций / Г. Д. Феоктистов, Н. Я. Волянюк // Геология Восточной Сибири. Иркутск, 1972. – С. 27-31.
116. Феоктистов Г. Д. Петрология и условия формирования трапповых силлов / Г. Д. Феоктистов // Наука, сиб. отд-ние, 1978. – 166 с.
117. Фокин А. Н. Риски и неопределенности в геологоразведочном процессе / А. Н. Фокин // Новатор №43, 2011 – С. 8-12.

118. Хаин В. Е. Региональная тектоника (тектоника континентов и океанов: учебное пособие / В. Е. Хаин, А. Ф. Лимонов. – Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2004. – 270 с.
119. Хаин В. Е. Региональная геотектоника / В. Е. Хаин. – М.: изд-во «Недра», 1971. – 548 с.
120. Хафизов Ф. З. Анализ углеводородных систем: теория и практика / Ф. З. Хафизов, Н. Н. Косенкова, В.А. Жемчугова [и др.]; М.: Красанд, 2019. – 200 с.
121. Хоменко А. В. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность Тунгусского осадочного бассейна. / Диссертация на соискание ученой степени д.г.-м.н., Новосибирск, 1997. – С. 1-33.
122. Храмцова А. В. Секвенс-стратиграфическая модель субформации Middle Juruá бассейна Солимоинс (Бразилия) / А. В. Храмцова, А.П. Вилесов, М. В. Лебедев, А. В. Полищук, М. П. Г. Союза // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №3 (339), 2020. – С. 42-52.
123. Хуснитдинов Р. Р. «Трапповый магматизм» критерий прогноза трещиноватости карбонатных отложений докембрия на Кулумбинском месторождении / Р. Р. Хуснитдинов // EAGE, Геомодель – 2013. – С. 1-5.
124. Шатров С. В. Расчет вероятности открытия месторождения с учетом взаимной зависимости параметров в пределах оцениваемых пластов и структур / С. В. Шатров // Нефтегазовая геология. Теория и практика, Т. 10. №2, 2015. – С. 1-14.
125. Щеглов В. И. Математические методы моделирования в геологии / В.И. Щеглов // Учебное пособие, Новочеркасск, 2012. – 392 с.
126. Эдер Л. В. Необходимость смены парадигмы развития нефтегазового комплекса в России / Л. В. Эдер, А. Э. Конторович // Интерэкспо ГЕО-Сибирь, 2017. №1. – С. 16-23.
127. Aarnes I. Contact metamorphic devolatilization of shales in the Karoo basin, South Africa and the effects of multiple sill intrusions / I. Aarnes, H. Svensen, S. Polteau, S. Planke // Chemical geology, 281(3-4), 2011. – pp. 181-194.
128. Airoidi G. M. Flow dynamics in mid-Jurassic dikes and sills of the Ferrar large igneous province and implications for long-distance magma transport / G. M. Airoidi, J. D. Muirhead, S. M. Long, E. Zanella, J. D. L. White // Tectonophysics 683, 2016. – pp. 182-199.
129. Alexander J. A. Risk analysis: lessons learned / J. A. Alexander, J. R. Lohr // SPE annual technical conference and exhibition, 1998 – pp. 27-30.

130. Allen P. A. Basin analysis: Principles and Applications. 2-nd ed. / P. A. Allen, J. R. Allen // Oxford: Blackwell Publishing, 2005 – 550 p.
131. Almeida F. F. M. The origin and evolution of the South American Platform / F.F.M. Almeida, B.B.B. Neves, C.D.R. Carneiro // Earth – Science Reviews. – 2000. – №50. – pp. 77-111.
132. Bailey W. Taking a calculated risk / W. Bailey, B. Couet, F. Lamb, G. Simpson, P. Rose // Oil field review, 2000 – pp. 20-35.
133. Barata C. F. Geologia do petróleo da bacia do Solimões. O “estado da arte” / C. F. Barata, M.V. Caputo // PDPETRO. – 2007. – №4. pp. 1-10.
134. Beardsmore G. The influence of basement on surface heat flow in the Cooper Basin / G. Beardsmore // Exploration Geophysics, vol. 35, no. 4, 2004. – pp. 223-235.
135. Bender A. A. An Igneous Controlled Petroleum System: Estimating Petroleum Generation and Migration of the Solimões Basin / A. A. Bender, M. Mello, F. Azambuja et al. // AAPG International Conference and Exhibition, 2009. – p. 1.
136. Bender A. A. New Insights into the Petroleum Systems of the Solimões Basin: Checking Petroleum Occurrences with 3-D Modeling Results / A. A. Bender, M. Mello, F. Azambuja et al. // AAPG International Convention and Exhibition, 2010. – p. 1.
137. Bradley J. Intrusion of major dolerite sills. Transactions of the Royal Society of New Zealand / J. Bradley // Geology, v.3, 1965. – pp. 27-55.
138. Burns W. M. Estimating the amount of eroded section in a partially exhumed basin from geophysical well logs: an example from the North Slope / W. M. Burns, D. O. Hayba, E. L. Rowan, D. W. Houseknecht // Studies by the U. S. Geological Survey in Alaska, 2005. – pp. 1-18.
139. Caldwell R. H. How to evaluate hard to evaluate reserves / R. H. Caldwell, D. I. Heather // J Pet Technol. – 1991. – № 43 (8). – pp. 997-1005.
140. Camoleze Z. Estágio atual do desenvolvimento na Província do Rio Urucu, Bacia do Solimões / Z. Camoleze, E.S.O. Silva, J.M. Kinzel, J.R.B. Correa // IBP, Congresso Brasileiro de Petróleo. – 1990. – № 4. – P. 1-351.
141. Caputo M. V. Possibilidades de Hidrocarbonetos no Arco de Purus / M. V. Caputo, D. N. N. Vasconcelos // Belém, Petrobras, 1971– Sistema de informação de exploração 130-5164.
142. Caputo M. V. Sedimentação e tectônica da Bacia do Solimões / M.V. Caputo, O.B. Silva // Origem e Evolução das Bacias Sedimentares. – 1991. – pp. 169-193.
143. Caputo M. V. Solimões megashear: interpolate tectonics in northwestern Brazil / M. V. Caputo // Geology, v.19, 1991 – pp. 246-249.

144. Caputo M. V. A origem dos falhamentos na Bacia do Solimões e a formação do Arco de Iquitos / M.V. Caputo // Belem, Petrobras –1995, Sistema de informação 130-6654
145. Caputo M. V. Late Devonian and early carboniferous glacial records of South America / M. V. Caputo, J. H. G. Melo, M. Streel, J. L. Isbell // Geological Society of America special paper 441, 2008 – pp. 1-13.
146. Caputo M. V. Juruá Orogeny: Brazil and Andean Countries / M. V. Caputo // Brazilian Journal of geology vol. 44 (2), 2014. – pp. 181-190.
147. Caputo M. V. Eustatic and tectonic change effects in the reversion of the transcontinental Amazon River drainage system / M.V. Caputo // Brazilian Journal of Geology, 46 (2), 2016 – pp. 301-328.
148. Casquet C. Review of the Cambrian Pampean orogeny of Argentina; a displaced orogeny formerly attached to the Saldania Belt of South Africa? // C. Casquet, J.A. Dahlquist, S.O. Verdecchia, E. G. Baldo et al. // Earth Science Reviews, 2017 – pp. 1-44.
149. Cordani U. G. Tectonic map of South America, explanatory notes / U.G. Cordani, V.A. Ramos, L.M. Fraga, M. Cegarra et. al // Commission for the geological map of the world, 2016. – 13 p.
150. Costa D. F. B. Analysis of the geometry of diabase sills of the Serra Geral magmatism, by 2D seismic interpretation, in Guareí region, São Paulo, Paraná Basin, Brazil / D.F.B. Costa, W.H. Santos, S. Bergamaschi, E. Pereira // Brazil Journal of geology, 46 (4), 2016 – pp. 606-615.
151. Delaney P. T. Fortran 77 programs for conductive cooling of dikes with temperature-dependant thermal properties and heat crystallisation / P.T. Delaney // Computers and Geosciences (14), 1988. – pp. 181-212.
152. Demaison G. Genetic classification of Petroleum Systems / G. Demaison, B.J. Huizinga // AAPG Memoir v.10, n.10, 1991. – pp. 1626-1643.
153. Demaison G. The generative basin concept / G. Demaison and R.J. Murriss, eds., Petroleum geochemistry and basin evaluation, AAPG Memoir 35, 1994. – pp. 1-14.
154. Deveton J. H. Log normalization by trend surface analysis / J.H. Deveton, E. Bornemann // The Log analyst, v. 22, no. 4, 1981. – pp. 3-8.
155. Dow W. G. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin / W.G. Dow // AAPG Bulletin. v.58, n.7, 1974. – pp. 1253-1262.
156. Du Toit A. I. The Karoo dolerite of South Africa: a study of hypabyssal injection / A. I. Du Toit // Transactions Geological Society of South Africa, 23, 1922 – pp. 1-42.
157. Einsele G. Mechanism of sill intrusion into soft sediment and expulsion of pore water. / G. Einsele // Geologisches Institut Universität Tübingen, Germany, 1982 – pp. 1169-1175.

158. Eiras J. F. Bacia do Solimoes / J. F. Eiras, C. R. Becker, E. M. Souza et. al. // Boletim de Geociencias da Petrobras, 8 (1), 1994. – pp. 17-45.
159. Elias A. R. D. Diagenetic patterns in eolian/coastal sabkha reservoirs of the Solimoes Basin, Northern Brasil / A. R. D. Elias, L.F. De Ros, A. M. P. Mizusaki, S. M. C. Anjos // Sedimentary Geology, v. 169, 2004. – pp. 191-217.
160. Elias A. D. Isotopic evidence on the diagenetic evolution of coastal sabkha reservoirs from the Solimoes Basin, northern Brazil / A. D. Elias, L. F. Ros, A. M. Mizusaki, K. Kawashita // Gondwana Research, №11 (4), 2007. – pp. 553-567.
161. Ferdinando D. Permian play mapping in the northern Perth Basin / D. Ferdinando, I. Longley // PWA. – 2015. – pp. 17-26.
162. Filho A. T. Magmatism and petroleum exploration in the Brazilian Paleozoic basins / A. T. Filho, A. M. Pimentel, L. Antonioli // Marine and Petroleum Geology, 25, 2007. – pp. 143-151.
163. Filho J. R. W. O diabasio nas bacias paleozoicas amazonicas heroi ou vilao? / J. R. W. Filho, W.A.S. Travassos, D. B. Alves // B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v.14, n.1, 2006. – pp. 180-181.
164. Filho J. R. W. Bacia do Solimoes / J. R. W. Filho, J. F. Eiras, P. T. Vaz // B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n2, 2007. – pp. 217-225.
165. Francis E. H. Magma and sediment – I. Emplacement mechanism of late Carboniferous tholeiite sills in northern Britain / E. H. Francis // Journal of geological society. London, 139, 1982. – pp. 1-20.
166. Frone Z. S. Heat flow and thermal modeling of the Appalachian basin, West Virginia / Z. S. Frone, D. D. Blackwell, M. C. Richards, M. J. Hornbach // Geosphere, v., no. 5, 2015. – pp. 1279-1290.
167. Garcia G. Basin modeling uncertainties related to hybrid Devonian Petroleum System (conventional plus atypical) of Solimoes Basin (Brazil) / G. Garcia, L.M. Araujo, J.R.W. Filho // AAPG Hedberg Conference, Petroleum Systems: Modeling the Past, Planning the Future, France 2012. – p. 1.
168. Gardiner D. Modeling petroleum expulsion in sedimentary basins: the importance of igneous intrusion timing and basement composition / D. Gardiner, N. Schofield, A. Finlay, N. Mark, L. Holt, C. Grove, C. Forster, J. Moore // Geology, v.47, 2019. – pp. 904-908.
169. Gautier D. L. Assessment of Undiscovered oil and gas in the Arctic / D. L. Gautier, K. J. Bird, R. R. Charpentier, A. Grantz et al. // Science vol.324, 2009 – pp.1175-1179.
170. Gilbert G. K. Report on the geology of the Henry Mountains / G. K. Gilbert // U.S. Geographical and Geological Survey of the Rocky Mountains Region, 1877. – 160 p.

171. Gonzaga F. G. Petroleum geology of the Amazonas basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration // F. G. Gonzaga, F. T. T. Goncalves, L. F. C. Coutinho // *Petroleum systems of South Atlantic Margins: AAPG Memoir*, vol.73, 2000. – pp. 159-178.
172. Grahn Y. Integrated correlation of Late Silurian (Pridoli s.l.) – Devonian chitinozoans and miospores in the Solimoes Basin, northern Brazil // Y. Grahn, S. Loboziak, J. H. Melo // *Acta Geologica Polonica*. – 2003. – № 4. – pp. 283-300.
173. Grahn Y. Ordovician chitinozoa and biostratigraphy of Brazil // Y. Grahn // *Geobios*. – 1992. – №6. – pp. 703-723.
174. Guidelines for the evaluation of petroleum reserves and resources / Society of Petroleum Engineers. – 2011. – pp. 1-141.
175. Gussow W. C. Differential entrapment of gas and oil: a fundamental principle / W. C. Gussow // *AAPG Bulletin*. – 1954. – № 38. – pp. 816-853.
176. Gusterhuber J. Neogene uplift and erosion in the Alpine Foreland basin (Upper Austria and Salzburg) / J. Gusterhuber, I. Dunkl, R. Hinsch, H. Linzer, R. F. Sachsenhofer // *Geologica carpathica*, vol. 64, no. 4, 2012. – pp. 295-305.
177. Hamza V. M. Heat flow map of South America / V. M. Hamza, M. Munoz // *Geothermics*, vol. 25, no. 6, 1996. – pp. 599-646.
178. Handhal A. M. Analysis of burial history for Mesopotamian basin, southern Iraq / A. M. Handhal, M. F. Al-Shahwan, A. A. Al-Yaseri // *Iraqi Journal of Science*, vol. 55, no. 3B, 2014. – pp. 1292-1311.
179. Hantschel T. Fundamentals of Basin and Petroleum System Modeling / T. Hantschel, Kauerauf A. I. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009. – 476 p.
180. Hawkins J. T. Improving stochastic evaluations using objective data analysis and expert interviewing techniques / J. T. Hawkins, E. M. Coopersmith, P. C. Cunningham // *SPE annual technical conference and exhibition*. – 2002. – pp. 1-10.
181. Heim S. Geological evolution of the North Sea: Cross-border basin modeling study on the Schillground high / S. Heim, R. Lutz, S. Nelskamp, H. Verweij, D. Kaufmann, L. Reinhardt // *Energy Procedia*, 40, 2013. – pp. 222-231.
182. Hermoza W. Paleozoic deformation and its hydrocarbon potential in the Northern Andean foreland basin / W. Hermoza, G. Zamora, C. Macellari, R. Tocco // *INGEPET*. – 2011. – №7. – pp. 1-11.
183. Holford S. P. Impacts of igneous intrusions on source and reservoir potential in prospective sedimentary basins along the western Australian continental margin / S.P. Holford, N.

- Schofield, C. A-L. Jackson, C. Magee, P.F. Green, I.R. Duddy // *Igneous intrusions in prospective sedimentary basins*, 2013. – pp. 1-27.
184. Jamtveit B. Hydrothermal complexes associated with sill intrusions in sedimentary basins. / B. Jamtveit, H. Svensen, Y. Y. Podladchikov, S. Planke // *Physical geology of High-Level Magmatic Systems*, London, 2004. – pp. 233-241.
185. Janvier P. Late Devonian actinopterygian scales from Upper Amazon basin, Northwestern Brasil / P. Janvier, J.H.G. Melo // *Candido Simoes Ferreira*, № 59 (3), 1987. – pp. 213-218.
186. Jerram D. A. Hot rocks and oil: Are volcanic margins the new frontier? / D.A. Jerram // *Elsevier R&D solutions for oil and gas*, 2015. – pp. 1-12.
187. Karlsen D. A. Petroleum migration, faults and overpressure, part I: calibrating basin modelling using petroleum in traps – a review / D.A. Karlsen, J.E. Skeie // *Journal of petroleum geology*, №29 (3), 2006. – pp. 227-255.
188. Krobicki M. Caledonian orogeny in Southeast Asia: questions and problems / M. Krobicki, J. Golonka // *Geolines* vol.20, 2006 – pp. 76-78.
189. Lieshout F. M. J. Modeling of the erosion phases during the Mesozoic in the Broad Fourteens, offshore the Netherlands / F.M.J. Lieshout // *Faculty of Geoscience Theses (Master thesis)*, Utrecht University, 2010 – pp. 1-78.
190. Lima R. D. The role of depositional setting and diagenesis on the reservoir quality of Devonian sandstones from Solimoes Basin, Brazilian Amazonia / R.D. Lima, L.F. De Ros // *Marine and petroleum geology*, v.19, 2002. – pp. 1047-1071.
191. Lima, R. D. Silica diagenesis and porosity preservation in Devonian reservoirs from the Solimoes basin, Northern Brazil / R. D. Lima, L. F. De Ros // *20 Congresso Brasileiro de P&D em Petroleo and Gas*. – 2003. – pp. 1-6.
192. Magee C. Lateral magma flow in mafic sill complexes / C. Magee, J.D. Muirhead, A. Karvelas, et. al // *Geosphere*, vol.12 no 3, 2016. – pp. 809-841.
193. Magoon L. B. The petroleum system – a classification scheme for research, resource assessment and exploration (abs) / L.B. Magoon // *AAPG Bulletin*, v.71, n.5, 1987. – 587 p.
194. Magoon L. B. The petroleum system / L. B. Magoon, W. G. Dow // *AAPG Memoir* 60, 1994. – pp. 3-23.
195. Magoon L. B. The play that complements the petroleum system – a new exploration equation / L.B. Magoon // *Oil and Gas Journal*, 1995 – pp. 85-87.
196. Malte-Sorrensen A. Formation of saucer-shaped sills. Physical geology of high-level magmatic systems / A. Malte-Sorrensen, S. Planke, H. Svensen, Jamtveit B // *Geological society of London, special publications*, 2004. – pp. 215-227.

197. Mareschal J. C. Radiogenic heat production, thermal regime and evolution of continental crust / J. C. Mareschal, C. Jaupart // *Tectonophysics*, 2013. – pp. 1-11.
198. McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins / D. McKenzie // *Earth Planet. Sci. Lett.*, 1978, v. 40, pp. 25-32.
199. McMaster G. E. Fourteen years of risk assessment at Amoco and BP ‘A prospective look at the processes and impact’ / G. E. McMaster, P. D. Carragher // *Conference Abstracts, Canadian Society of Exploration Geophysics*, 2003. – pp. 1-4.
200. Meissner F. F. Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana / F.F. Meissner // *Petroleum geochemistry and basin evaluation, AAPG Memoirs 35*, 1984. – pp. 159-179.
201. Mello M. The Last Frontier for Supergiant Oil and Gas Accumulations in the Onshore Brazilian Basins: The Solimoes Province, Amazon Area, Brazil / M. Mello, N. C. Azambuja, H.P. Lima et al. // *AAPG International Convention and Exhibition*, 2010. – p. 1.
202. Mello M. R. Hydrocarbon prospecting in the Amazon rain forest: application of surface geochemical, microbiological, and remote sensing methods / M. R. Mello, F.T.T. Goncalves, N. A. Babinski, F.P. Miranda // *Hydrocarbon migration and its near-surface expression: AAPG Memoir 66*, 1996. – pp. 401-411.
203. Mello M. R. Selected Petroleum Systems in Brazil / M. R. Mello, W. U. Mohriak, E. A. M. Koutsoukos, G. Bacocoli // Magoon L. B. and W. G. Dow, eds. *The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir*, v. 60, 1994 – pp. 499-512.
204. Milani E. J. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America / E. J. Milani, P. D. Zalan // *Episodes* 22(2), 1999 – pp. 199-205.
205. Milesi V. Contribution of siderite-water interaction for the unconventional generation of hydrocarbon gases in the Solimoes basin, north-west Brazil / M. Vincent, A. Prinzhofer, F. Guyot, M. Benedetti, R. Rodrigues // *Marine and Petroleum Geology*, vol. 71, 2016 – pp. 168-182.
206. Miller B. M. Application of exploration play analysis techniques to the assessment of conventional petroleum resources by USGS / B.M. Miller // *Journal of petroleum geology*, 1982. – pp. 55-64.
207. Mio E. D. The Role of Thermal Conductivity, Structural Framework and Filling Pattern in the Heat Flow Propagation through the Solimões Basin, Northern Brazil / E. D. Mio, S. P. Rostorolla, A. A. Bender // *AAPG Annual Convention and Exhibition*, 2012. – p. 1.
208. Mizusaki A. M. Ages of Magmatism and the Opening of the South Atlantic Ocean. / A. M. Mizusaki, A. T. Filho, P. Cesero // *Instituto de Geociencias, UFRGS*, 1998. – pp. 48-49.

209. Mudge M. R. Depth control on some concordant intrusions / M. R. Mudge // Geological Society of America, bulletin, v.79, 1968. – pp. 312-315.
210. Naviset S. Sill emplacement during rifting and inversion from three-dimensional seismic and well data, Phitsanulok basin, Thailand / S. Naviset, C. K. Morley, D. H. Naghadeh, J. Ghosh // Geosphere, v.13, no.6, 2017. – pp. 2017-2040.
211. Neuman E. R. Emplacement mechanism and magma flows in sheet intrusions in sedimentary basins / E. R. Neuman, S. Planke, A. Malthe-Sorensen // Sill emplacement – NFR, VBR report, 2003. – pp. 1-10.
212. Okada H. Fracture distribution in and around intrusive rocks in the Fushime geothermal field, Japan: evidence from the FMI logging / H. Okada, Y. Yamada // SPLWA 43rd Annual Logging Symposium, 2002. – pp. 1-10.
213. 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
214. 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\\_petroleum\\_system](https://wiki.aapg.org/Sill_intrusion_mechanism,_parameters,_and_temperature_effect_of_sills_on_a_petroleum_system) (дата обращения 09.10.2022).
215. Peace A. Quantifying the influence of sill intrusion on the thermal evolution of organic-rich sedimentary rocks in non-volcanic passive margins: an example from ODP 210-1276, offshore Newfoundland, Canada / A. Peace, K. McCaffrey, J. Imber, R. Hobbs, J. Hunen, K. Gerdes // Basin Research, 2015. – pp. 1-17.
216. Peel F. J. A practical guide to the use of success versus failure statistics in the estimation of prospect risk / F. J. Peel, R. V. Brooks // AAPG Bulletin, v.100, № 2, 2016. – pp. 137-150.
217. Perrodon A. Subsidence, sedimentation and petroleum systems / A. Perrodon, P. Masse // Journal of petroleum geology, v.7, n.1, 2007. – pp. 5-26.
218. Peters K. E. Applied Source rock geochemistry / K. E. Peters // The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir. – №60. – 1994. – pp. 3-24.
219. Petroleum Resources Management System / Society of Petroleum Engineers. – 2018. – pp. 1-52.
220. Play based exploration. A guide for AAPG's imperial barrel award participants / Royal Dutch Shell, 2014 – pp. 1-52.

221. Rateau R. The potential role of igneous intrusions on hydrocarbon migration, West of Shetland / R. Rateau, N. Schofield, M. Smith // *Petroleum Geoscience*, vol.19 (3), 2013. – pp. 259-272.
222. Riel N. Permian-Triassic Tethyan realm reorganization: Implications for the outward Pangea margin / N. Riel, E. Jaillard, J. E. Martelat et al // *Journal of South American Earth Science* 81, 2018. – pp. 78-86.
223. Roddaz M. Forebulge dynamics and environmental control in Western Amazonia: the case study in the of the Arch of Iquitos (Peru) / M. Roddaz, P. Baby, S. Brusset, W. Hermoza, Maria Darrozes J. // *Tectonophysics*, 399, 2005. – pp. 87-108.
224. Roden R. Threshold effects on prospect risking / R. Roden, M. Forrest, R. Holeywell // AAPG annual convention and exhibition, 2010. – pp. 1-27.
225. Rodrigues F. Hydrocarbon generation, migration, and accumulation related to igneous intrusions: an atypical petroleum system from Neuquen Basin of Argentina / F. Rodrigues, H. J. Villar, R. Baudino // *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. – 2007. – pp. 1-5.
226. Ross M. I., Scotese C.R. *PaleoGIS 3.5 for ArcView*, PALEOMAP project, 2000.
227. Ryan M. P. *Magmatic systems*, vol. 57. Academic Press. – 1994. – 401 p.
228. Salleh S. H. Influence of different probability based models on oil prospect exploration decision making: a case from southern Mexico. / S. H. Salleh, E. Rosales, I. F. Mota // *Revista Mexicana de Ciencias Geologicas*, v.24, num. 3, 2007. – p. 306-317.
229. Senger K. Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review / K. Senger, J. Millett, S. Planke et al. // *First Break*, vol.35, 2017. – p. 1-10.
230. Senger K. Geometries of doleritic intrusions in central Spitsbergen, Svalbard: an integrated study of an onshore-offshore magmatic province with implications for CO<sub>2</sub> sequestration / K. Senger, S. Roy, A. Braathen et al. // *Norwegian journal of geology*, vol.93, 2013. – pp. 143-166.
231. Steenken A. The Neoproterozoic-early Paleozoic metamorphic and magmatic evolution of the Eastern Sierras Pampeanas: an overview / A. Steenken, G. A. Luchi, C. M. Dopico // *International Journal of Earth Science*, vol.100 (2), 2011. – pp. 465-488.
232. Stephens T. L. Igneous sills record far-field and near field stress interactions during volcano construction: Isle of Mull, Scotland / T. L. Stephens, R. J. Walker, D. Healy, A. Bubeck, R. W. England, K.J.W. McCaffrey // *Earth and planetary science letters*, 478, 2017. – pp. 159-174.
233. Svensen H. Siberian venting and end-Permian environmental crisis / H. Svensen, S. Planke, A. Polozov // *Earth and planetary Science Letters* 277, 2009. – pp. 490-500.

- 234.Svensen H. H. Gondwana large igneous provinces: plate reconstructions, volcanic basins and sill volumes / H. H. Svensen, T. H. Torsvik, S. Callegaro et al. // Geological Society. – 2017. – pp. 1-24.
- 235.Shofield N. Development of intra-basaltic lava field drainage systems within the Faroe-Shetland basin / N. Shofield, D. W. Jolley // Petroleum Geoscience, 2013. – pp. 1-16.
- 236.Terek A. Equations of state and PVT analysis / A. Terek – Elsevier. Inc., 2019, 607 p.
- 237.The CCOP guidelines for risk assessment of petroleum prospects, 2000. – pp. 1-35.
- 238.Tholt A. Matamorphic evolution of the Sierra de Maz: implications for the timing of terrane accretion on the western margin of Gondwana / A. Tholt // Master's thesis, Western Washington University, 2018. – pp. 1-70.
- 239.Thomson K. Lithological and structural controls on the emplacement and morphology of sills in sedimentary basins / K. Thomson, N. Schofield // Geological society, London, special publications, v.302, 2008. – pp. 31-44.
- 240.Ulmishek G. F. Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment / G. F. Ulmishek // Oil and gas assessment – methods and applications, AAPG studies in geology 21, 1986. – pp. 59-68.
- 241.Ulmishek G. F. The petroleum system – concept and applications / G. F. Ulmishek, L. B. Magoon // 14th World Petroleum Congress, 1994. – pp. 3-11.
- 242.Walker R. J. Igneous sills as a record of horizontal shortening: the San Rafael Sub-Volcanic field, Utah / R. J. Walker, D. Healy, T. M. Kawanzaruwa, K. A. Wright, R.W. England, K. J. W. McCaffrey et al. // GSA Bulletin, 129 (9-10), 2017. – pp. 1052-1070.
- 243.Wanderley F. J. R. O Graben Invertido do Purus / F. J. R. Wanderley, W. A. S. Travassos // TAPIAS, J. G. XIV Congresso Latinoamericano de Geologia, 2011, Medellín, Colômbia. Memórias. Medellín: CLG, 2011. pp. – 268-269.
- 244.Wang B. Dependent risk calculations in multiple – prospect exploration evaluations / B. Wang, G. P. Kokolis, W. J. Rapp, B. L. Litvak // SPE annual technical conference and exhibition, 2000. – pp. 1-14.
- 245.Welte D. H., Horsfield B., Baker D. R. (eds.) / Petroleum and basin evolution / Springer-Verlag, 1997. – 536 p.
- 246.Waples D. W. Basin modeling: how well have we done? / D. W. Waples // Basin modelling: practice and progress. Geological Society, London, special publications, v. 141, 1998. – pp. 1-14.
- 247.Xiao-Yin T. Modeling of thermal effects of igneous intrusions on the temperature field and organic maturity in the changchang sag, Qiongdongnan basin, South China Sea // T. Xiao-

- Yin, Z. Gong-Cheng, L. Jian-She, Y. Shu-Chun, R. Song, H. Sheng-Biao // Chinese journal of geophysics, vol.57, no.2, 2014. – pp. 219-229.
248. Yanez M. Metodología estocástica integral para evaluación de proyectos exploratorios, considerando incertidumbre de la información e interdependencia probabilística entre prospectos y diferentes objetivos geológicos / M. Yanez, K. Semeco, M. Leccesse, P. Gil, J. Farinas, M. Agüero // Ingeniería Petrolera, vol.54, No. 11, 2014. – pp. 657-675.
249. Zhiyong He. Migration Lag – What is it and how it affects Charge risk and Fluid properties / He Zhiyong // AAPG Hedberg Conference, 2016. – pp. 1-23.
250. Zhiyong He. The most important factors in charge risking and best practices / He Zhiyong // AAPG Hedberg Conference. 2017. – pp. 1-22.
251. <http://eage.ru/ru/firstbreak/article.php?id=3840> (дата обращения 09.10.2022)
252. <https://www.investidorpetrobras.com.br/enu/6055/c-6055-enu.html> (дата обращения 09.10.2022)
253. <https://www.rosneft.ru/press/news/item/185727/> (дата обращения 09.10.2022)
254. <http://heatflow.org> (дата обращения 09.10.2022)

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 – Обзорная карта района работ.....	15
Рисунок 2 – Литолого-стратиграфическая шкала и элементы нефтегазовой системы бассейна Солимоинс [J. F. Eiras, 1994] с изменениями и дополнениями автора.....	16
Рисунок 3 – Тектоническая карта бассейна Солимоинс (M. V. Caputo, 1991) с изменениями и дополнениями автора.....	21
Рисунок 4 – Композитный сейсмический разрез.....	22
Рисунок 5 – Структурные тренды суббассейна Журуа (бассейн Солимоинс).....	24
Рисунок 6 – Отражение структурной ловушки Журуа в мощностях верхних пачек формации Карауари.....	27
Рисунок 7 – Развитие бассейнов Солимоинс и Амазонас относительно свода Пурус [J. R. W. Filho, W. A. S. Travassos, 2011] с изменениями автора.....	30
Рисунок 8 – Количество залежей и коэффициенты заполнения по открытым месторождениям.....	33
Рисунок 9 – Модели залежей группы месторождения Журуа.....	35
Рисунок 10 – Геологический разрез месторождений вдоль структурного тренда Уруку (с изменениями по M. R. Mello и др., 1994).....	37
Рисунок 11 – Модель залежи месторождения Араканганг.....	38

Рисунок 12 – Геологическая модель месторождения Тукума .....	39
Рисунок 13 – Компонентный состав залежей суббассейна Журуа бассейна Солимоинс. 39	
Рисунок 14 – Фациальная модель отложений пласта JR-80-100.....	48
Рисунок 15 – Фациальная модель отложений пласта JR-70В.....	49
Рисунок 16 – Фациальная модель отложений пласта JR-70А .....	49
Рисунок 17 – Фациальная модель отложений пласта JR-50-60.....	50
Рисунок 18 – Фациальная модель отложений пласта JR-10 .....	50
Рисунок 19 – Карта мощности покрывки Seal 1 .....	52
Рисунок 20 – Схема плотности интервала покрывки Seal 2 по данным ГИС.....	53
Рисунок 21 – Карта мощности покрывки Seal 3 .....	53
Рисунок 22 – Распространение покрывок Seal 1, Seal 2 и Seal 3 в разрезе (качество покрывки и мощность) .....	54
Рисунок 23 – Обоснование минимальной мощности покрывки .....	55
Рисунок 24 – Особенности распространения доказанных нефтегазоматеринских толщ суббассейна Журуа.....	57
Рисунок 25 – Распространение Франской НГМТ по профилю С-С' .....	57
Рисунок 26 – Определение типа керогена .....	58
Рисунок 27 – Распространение Фаменской НГМТ.....	59
Рисунок 28 – Остаточный генерационный потенциал интервалов НГМТ суббассейна Журуа.....	60
Рисунок 29 – Изотопный состав углерода ОВ и С-содержащих газов .....	61
Рисунок 30 – Корреляционная схема по линии скважин северо-западной части суббассейна.....	62
Рисунок 31 – Расположение стратотипической скважины 1-JD-1, вскрывшей отложения формации Жутай (рисунок заимствован из статьи С. Rubinstein и др. 2005).....	63
Рисунок 32 – Фрагмент результатов 3D бассейнового моделирования для ЮЗ зоны.....	64
Рисунок 33 – Амплитуды структур по подошве покрывки резервуара JR70В.....	65
Рисунок 34 – Региональный геологический разрез по линии А-А' .....	67
Рисунок 35 – Геологические разрезы суббассейна Журуа (бассейн Солимоинс).....	68
Рисунок 36 – Алгоритм создания модели нефтегазовой системы [120].....	71
Рисунок 37 – Разрез по линии скважин I-I' .....	79
Рисунок 38 – Отображение силлов суббассейна Журуа бассейна Солимоинс на сейсмическом разрезе .....	80
Рисунок 39 – Процесс построения карты мощности силлов LS (MS1).....	82
Рисунок 40 – Структурная карта по кровле среднего уровня силлов (силл MS2) .....	83

Рисунок 41 – Результаты картирования силлов .....	83
Рисунок 42 – Распределение микроэлементов в составе интрузий .....	84
Рисунок 43 – Гипотезы внедрения интрузий .....	87
Рисунок 44 – Временные разрезы в пределах месторождений .....	88
Рисунок 45 – Корреляционная связь между мощностями силлов LS и MS2.....	89
Рисунок 46 – Параметры внедрения магматического расплава (по данным Delaney, 1988 [151]).....	91
Рисунок 47 – Схема корреляции скважин опорного разреза с разрезами центральной и восточной части суббассейна.....	93
Рисунок 48 – Результаты оценки полной мощности палеозойских отложений, эродированных в предмеловое время для скв. 1-LUC-0001-AM.....	95
Рисунок 49 – Прогнозная карта полной мощности палеозойских отложений, эродированных в предмеловое время (Е) .....	96
Рисунок 50 – Замеры современного теплового потока на территории Южной Америки по данным: А) <a href="http://heatflow.org">http://heatflow.org</a> и В) V. M. Hamza, M. Munoz, 1996.....	97
Рисунок 51 – Схема региональной составляющей изменения теплового потока (тренд первого порядка) на основе архивных данных РН-Бразил .....	98
Рисунок 52 – Зависимость остатков от аномалии магнитного поля.....	99
Рисунок 53 – Схема остаточной составляющей величины теплового потока.....	100
Рисунок 54 – Результирующая схема теплового потока к началу проявления траппового магматизма.....	101
Рисунок 55 – Диаграмма геологических событий нефтегазовой системы бассейна Солимоинс (суббассейн Журуа) .....	109
Рисунок 56 – Гистограммы распределения прогнозных (3D бассейновое моделирование) и фактических значений запасов месторождений .....	112
Рисунок 57 – Оценка нормальности распределения запасов и остатков (прогноз – факт) .....	113
Рисунок 58 – Корреляция фактических и прогнозных объемов по данным 3D бассейнового моделирования.....	115
Рисунок 59 – Оценка сценариев расчета 3D бассейновой модели – порядок внедрения силлов в осадочный чехол.....	118
Рисунок 60 – Пример результатов калибровки модели на данные отражательной способности витринита.....	119
Рисунок 61 – Карта катагенеза отложений НГМТ по результатам 3D бассейнового моделирования.....	120

Рисунок 62 – Влияние интрузий на фазовый состав УВ на всей территории суббассейна .....	121
Рисунок 63 – Схема дифференцированного улавливания В.Гассоу на примере структурного тренда Уруку.....	123
Рисунок 64 – Результаты бурения скважины на ловушке Бурити .....	124
Рисунок 65 – Изменение коэффициента заполнения ловушек в зависимости от соотношения площади дренирования к площади структуры для интервала пластов JR70В и JR80-100 суббассейна Журуа.....	125
Рисунок 66 – Зоны нефтегазонакопления суббассейна Журуа (бассейн Солимоинс)....	131
Рисунок 67 – Прогноз коэффициента заполнения и оценка независимости параметров уравнения множественной регрессии для Центральной ЗНГН.....	137
Рисунок 68 – Прогноз коэффициента заполнения и оценка независимости параметров уравнения множественной регрессии для ЗНГН Уруку.....	138
Рисунок 69 – Прогноз коэффициента заполнения для Северо-Западной ЗНГН .....	139
Рисунок 70 – Анализ результатов бурения скважин .....	143
Рисунок 71 – Фактическое и прогнозное количество открытий по суббассейну Журуа	149
Рисунок 72 – Распределение коэффициента пористости пластов JR50-60 и JR-70А открытых залежей .....	154
Рисунок 73 – Результаты заполнения ловушек в интервале пласта JR70В-80-100 в северной части суббассейна Журуа по результатам 3D бассейнового моделирования..	155
Рисунок 74 – Результаты вероятностной оценки прогнозных углеводородных ресурсов .....	158

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Тектонические этапы развития территории бассейна Солимоинс .....	31
Таблица 2 – Подходы к моделированию влияния интрузивных тел, мощности эрозии и величины теплового потока .....	102
Таблица 3 – Структурный каркас бассейновой модели бассейна Солимоинс (суббассейн Журуа) .....	108
Таблица 4 – Сопоставление фактических и прогнозных (3D бассейновое моделирование) объемов УВ по данным открытых месторождений .....	110
Таблица 5. Оценка подтверждаемости 3D бассейновой модели.....	116
Таблица 6 – Характеристика зон нефтегазонакопления суббассейна Журуа бассейна Солимоинс .....	135

Таблица 7 – Критические значения $\alpha$ выборочного коэффициента корреляции для $\rho=0$ .....	136
Таблица 8 – Сводная таблица параметров для оценки вероятности геологической успешности .....	147
Таблица 9 – Параметры для выполнения параметры для выполнения оценки объемов ресурсов в перспективных ловушках .....	156