

ОТЗЫВ ОФИЦИАЛЬНОГО ОППОНЕНТА

на диссертацию Полищук Анастасия Валерьевны «Анализ углеводородных систем и оценка перспектив нефтегазоносности суббассейна Журуа бассейна Солимоинс (Бразилия)» по специальности 1.6.11 – *Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений разведка* на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Диссертационная работа Полищук Анастасии Валерьевны посвящена 3D бассейному моделированию атипичной нефтегазовой системы суббассейна Журуа с целью изучения особенностей генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в нефтегазоносных формациях девона и карбона рассматриваемой территории, прогноза углеводородного потенциала и последующей вероятностной оценки перспектив нефтегазоносности новых поисковых объектов при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ.

Актуальность представленной работы обусловлена необходимостью повышения эффективности нефтепоисковых работ на основе 3D бассейнового моделирования, адаптированного к анализу атипичной нефтегазовой системы. Полученные данные при моделировании позволяют более корректно проводить тектоноседиментационные реконструкции особенностей развития осадочного бассейна, оценивать процессы и масштабы миграции и аккумуляции углеводородов. С учётом полученных закономерностей по различным прогнозным параметрам 3D моделирования реализована возможность выполнить вероятностную оценку перспектив нефтегазоносности как подготовленных к бурению нефтегазоносных объектов, так и рассматриваемой территории в целом.

Научная новизна диссертационной работы заключается в выборе методического подхода при определении времени внедрения в осадочный чехол магматических интрузий, что является одной из основных составляющих бассейнового моделирования атипичных нефтегазоносных систем. Кроме того, по результатам моделирования впервые для суббассейна Журуа разработан подход к вероятностной оценке локализованных ресурсов с учётом рисков по коэффициенту заполнения ловушки, углеводородному составу залежи, её сохранению, качеству продуктивного коллектора и другим параметрам.

Личный вклад. Диссертантом проведена подготовка всей исходной информации для 3D бассейнового моделирования, выполнены прогнозы региональной и локальной составляющей теплового потока, толщин и временных интервалов внедрения интрузий. Определены масштабы предмеловой эрозии, проведён сравнительный анализ результатов моделирования с фактическими данными по нефтегазоносности района и представлена вероятностная оценка эффективности дальнейшего проведения геологоразведочных работ на рассматриваемой территории.

Достоверность показанных в диссертации выводов базируется на представительной методической основе в проработке значительного объёма опубликованной литературы по изучаемому району, фактическом материале по пробуренным скважинам (описание керна, данные каротажа, результаты опробования), анализе проведённых аналитических и геохимических исследований (литолого-петрофизические исследования и результаты пиролиза), материалах магнито и сейсморазведки, интерпретации временных разрезов. Достоверность проведённых исследований подтверждается высокой степенью сходимости (до 81%) оценок утверждённых запасов углеводородов рассматриваемой территории с результатами 3D бассейновой модели, а также результатами бурения трех поисково-оценочных и одной разведочной скважин, подтвердивших прогностические возможности модели.

Апробация работы. Результаты исследований докладывались на 16 конференциях международного и регионального уровня. Основные положения диссертационной работы изложены в 10 публикациях, в том числе в 4 рецензируемых журналах, перечисленных в перечне ВАК.

Диссертационная работа состоит из введения, заключения, четырёх глав, общим объёмом 189 страниц, содержит 74 рисунка, 9 таблицы и 254 библиографических ссылки, половина из которых – статьи зарубежных исследователей.

Во введении дано обоснование актуальности проведённых исследований, их целевая и научная задача, практическая значимость и реализация. Приведены объёмы изученного фактического материала и используемые в работе методики, сформулированы основные защищаемые положения.

В первой главе диссертационной работы автором, на примере многочисленных публикаций зарубежных исследователей, рассмотрена геолого-геофизическая изученность района, стратиграфия анализируемого разреза, тектонические особенности строения и нефтегазность рассматриваемой территории, включающей как бассейн Солимоинс, так и непосредственно изучаемую зону (суббассейн Журуа). Рассматриваемая глава, несмотря на структурно-тектоническую сложность строения изучаемой территории, даёт наглядное представление на литолого-стратиграфическую характеристику выделяемых структурных этажей, последовательность тектонических преобразований, включивших рифтогенную, синеклизную и платформенную стадии развития района. Особое внимание уделено вопросам формирования ловушек углеводородов, как структурных трендов, осложнённых дизъюнктивными нарушениями, наличию в осадочном чехле интрузий, как элемента, определяющего атипичность нефтегазональной системы, присутствию в разрезе крупных стратиграфических несогласий, влияющих на достоверность бассейнового моделирования. В подразделе нефтегазональность стратифицированы и литологически определены основные продуктивные резервуары, региональные и локальные флюидоупоры, территориальная приуроченность залежей различного углеводородного состава. На основе опубликованных литературных источников и личных исследований диссертанта представлены геологические модели основных месторождений исследуемой района.

В качестве **замечания** можно отметить, что положение композитного сейсмического профиля, представленного на рисунке 4, необходимо было бы указать и на рисунке 3 (тектоническая карта бассейна Солимоинс) с указанием положения скважин.

Вторая глава посвящена вопросам реализации 3D бассейнового моделирования нефтегазональных комплексов суббассейна Журуа, где представлен обзор истории развития бассейнового моделирования в отечественной и зарубежной литературе и детально рассмотрены основные элементы анализируемых нефтегазональных систем, участвующих в процессе 3D моделирования и включающие оценку резервуаров, покрышек, ловушек УВ, нефтематеринских и вмещающих толщ.

Характеристика продуктивных резервуаров нефтегазональной формации девона (пласты D2, D5-6) приведена в рамках их территориальной приуроченности с указанием названия месторождений, выявленных для рассматриваемых пластов.

Для основных нефтегазональных резервуаров карбона (пласты JR80-100, JR70-B, JR70A, JR50-60, JR10) представлена их фациальная принадлежность, закономерность латерального развития, изменение толщин в разрезе продуктивной толщи и характеристика ФЕС по выделяемым фациальным группам.

Систематизация покрышек рассматриваемых продуктивных резервуаров выполнена с позиции их латеральной выдержанности и анализа качества экранирующих свойств при минимальных значениях толщин.

Обобщение и интерпретация архивных данных, а так же аналитические исследования проведённые диссертантом позволили выделить основные нефтематеринские толщи изучаемого разреза, охарактеризовав их пространственное развитие, толщину и значимость каждой в масштабах генерации определённого состава углеводородов при формировании выявленных залежей нефти и газа. Сопоставление реальных данных катагенеза нефтесперспективных толщ и выполненных автором элементов бассейнового моделирования свидетельствуют о влиянии пластовых интрузий на процессы термодинамического преобразования вмещающих отложений, что доказывает атипичную природу нефтегазоносности бассейна Журуа.

Проведённый морфотектонические анализ локализации открытых месторождений позволил определиться в критических значениях амплитуд антиклинальных поднятий и оценить роль тектонических нарушений при формировании залежей УВ.

Значительный по объёму раздел второй главы посвящён методике моделирования рассматриваемой атипичной нефтегазоносной системы, где рассмотрены вопросы траппового магматизма, включающие оценку временных диапазонов внедрения и порядок распределения в разрезе выявленного сообщества интрузивных тел (силлов). Проанализировано термическое влияние силлов на вмещающие породы, выполнены структурные реконструкции по силловым комплексам и структурные преобразования в надсилловой осадочной толще.

В рамках рассматриваемого раздела необходимо отметить оригинальность авторского подхода в решении рассматриваемых вопросов.

Так, при оценке последовательности внедрения интрузивных тел анализировался их микроэлементный состав, рассматривались варианты распределения толщин силлов и их температурное воздействие на вмещающие породы в условиях одновременного и последовательного их внедрения, изучался характер взаимосвязи распределения толщин магматических включений.

Анализ величины эрозионного среза, затронувшего отложения группы Маримари и пермско-меловую осадочную толщу, рассматривался с позиции возможности формирования месторождений УВ в формации Журуа при денудации отложений карбона. Для отложений пермо-триаса оценка масштабов денудации проводилась на основе многостадийного расчёта разработанных автором для анализируемых скважин параметров коэффициента седиментации, стратиграфической и остаточной компоненты, которые в дальнейшем с учётом данных общего теплового потока используемых при сопоставлении модельной и реальной кривых катагенеза в опорной скважине.

Схема изменения теплового потока рассчитывалась на основе данных бассейнового моделирования по скважинам обеспеченных информацией по катагенезу осадочной толщи.

Общий тепловой поток определялся на основе расчёта региональной и локальной составляющих. Региональная составляющая получена при интерполяции данных современного теплового поля посредством тренд-анализа, а локальная составляющая базируется на её связи с территориальными особенностями изменения магнитного поля.

С учётом проведённых предварительных исследований, автором рассмотрена общая характеристика модели суббассейна Журуа, включающая перечень структурных, литологических, геохимических, палеогеоморфологических данных, необходимых для построения сеточной модели. Проанализирована степень катагенеза продуктивных отложений и рассмотрены основные факторы контролирующие процессы миграции и аккумуляции нефти, выполнена оценка достоверности результатов бассейнового моделирования.

В рамках анализа степени катагенеза продуктивных отложений при решении задач прогноза возможной генерации жидких УВ в центральных наиболее погруженных участков осадочного бассейна и оценки возможностей дальней миграции УВ способной формировать залежи углеводородов на его периферии, проведено бассейновое моделирование включающее влияние на НГМТ основного теплового потока, величины палеопогружения и теплового влияние пластовых интрузий.

По результатам моделирования составлена карта катагенеза нефтегазоматеринских толщ в пределах рассматриваемой территории (рис. 61), а также представлена территориальная

локализация жидких и газообразных УВ в пределах коллекторов разного фациального генезиса обусловленная термальным влиянием выделяемых в разрезе интрузивных тел (рис.62).

С учётом комплексного анализа рассчитанных параметров, включающих прогнозный генерационный потенциал НГМТ, качество коллекторов и покрышек, территориальные особенности структурных трендов и тектонических нарушений, выполнена оценка масштабов вертикальной и латеральной миграции углеводородов. Объективность полученных данных подтверждена сравнительным анализом конкретной информации для месторождений с результатами моделирования изменения коэффициента заполнения ловушек для резервуаров формации Журуа от соотношения площади дренирования и площади ловушки.

Последующая верификация полученных данных бассейнового моделирования по прогнозу нефтегазоносности открытых месторождений и соответствию утверждённых в них запасов УВ показали хорошую сходимость результатов в рамках существующих неопределённостей рассматриваемых исходных параметров модели.

Замечания по второй главе

1. На рисунке 23 тектонические нарушения не вынесены на разрез, в связи с чем не ясно, какая часть разреза относится южному, а какая к восточному блокам.

2. В соответствии с представленным фактическим материалом следует отметить, что границы фациальных обстановок в рамках рассмотренных фациальных моделей продуктивных пластов (рис. 14-18) следует считать в качестве условных.

3. На рисунке 48 для опорной скважины при оценке полной мощности эродированных палеозойских отложений необходимо было указать используемую при моделировании величину теплового потока и температуру воздействия силла, а на рисунке 49 и 51 указать местоположение этой опорной скважины.

4. В формуле полинома первой степени (стр.98), используемого при расчёте региональной составляющей изменения теплового поток, буквенное выражение констант необходимо представить в виде конкретных чисел.

5. Не понятна необходимость использования трёх вариантов расчёта катагенеза осадочной толщи связанных с последовательностью внедрения силлов (рис. 59), если базовый вариант, определяющий время и последовательность внедрения силлов, был ранее убедительно доказан автором в подразделе 2.3.3.

6. Рис. 62. На рисунке отсутствуют условные обозначения аккумуляции жидких и газообразных углеводородов.

7. По мнению рецензента подраздел 2.4.2 «Результаты верификации модели» должен быть заключительным подразделом второй главы.

В третьей главе, посвящённой выделению зон нефтегазонакопления в суббассейне Журуа, представлен ретроспективный обзор теоретических формулировок входящих в понятие «зона нефтегазонакопления» и на основе анализа рассмотренных определений выбрано, по мнению диссертанта, наиболее оптимальное, на базе которого и выполнен прогноз нефтегазоносности рассматриваемой территории.

Общий итог проведённого бассейнового моделирования, предварительные работы по отдельным частям которого представлены в главе 2, позволил сформировать территориальную оценку перспектив нефтегазоносности бассейна Журуа, где были выделены четыре нефтегазоперспективных и три низкоперспективных зоны.

В группу перспективных зон, с учётом конкретных факторов, определяющих её нефтегазоносность, выделены газовая северо-западная зона, нефтегазоносные зоны центральной, юго-западной частей суббассейна и зона Уруку.

Для каждой зоны определены входящие в неё структурные тренды, выделяемые в разрезе нефтематеринские толщи, основные продуктивные пласты и контролирующие их покрышки, типы опосредованных ловушек, названия месторождений и виды вторичной миграции участвующие при их формировании, рассмотрены нефтеперспективные объекты для дальнейшего проведения поисковых работ на нефть и газ.

Основные характеристики выделяемых перспективных нефтегазоносных зон бассейна Журуа представлены в таблице 6.

В зону низких перспектив вошли территории: слабо изученные данными сейсморазведки (зона 1), характеризующиеся отсутствием нефтеперспективных локальных поднятий (зона 2) и комплексным снижением параметров генерации УВ (зона 3).

На основе расчёта уравнения регрессии с предварительной оценкой независимости входящих в уравнение показателей и параметров, характеризующих процессы генерации и аккумуляции углеводородов в пределах изучаемой территории, выявлена взаимосвязь пространственных координат X и Y с коэффициентом заполнения выявленных ловушек углеводородами, что позволило использовать рассматриваемую закономерность при оценке прогнозной ресурсной базы в пределах выделяемых зон нефтегазонакопления.

Замечания по третьей главе

На рисунках 67 и 69 на графиках зависимости коэффициента заполнения ловушки от координат X и Y необходимо указать их численные значения.

В четвёртой главе «Методика и результаты локального прогноза нефтегазоносности суббассейна Журуа» рассмотрены теоретические вопросы оценки рисков при проведении геологоразведочных работ, выполнена вероятностная оценка ресурсов зон доказанной нефтегазоносности с учётом проанализированных геологических рисков и рассмотрены перспективы нефтегазоносности отдельных территорий.

В рамках теоретических вопросов представлен обзор качественного и количественного подходов оценки рисков при проведении ГРП. В соответствие с исходными данными, используемыми в рассматриваемых подходах, автором на основе анализа ключевых скважин выполнена количественная оценка основных факторов риска, включающих вопросы эффективности миграции, подтверждаемости амплитуд структур, вероятности сохранения залежей, наличия или отсутствия продуктивного резервуара.

Для оценки геологической успешности проведения ГРП, учитывающей основные факторы риска, по каждому из выделяемых в разрезе продуктивному пласту и нефтегазоматеринской толщине, рассмотрено шесть параметров с соответствующей вероятностью их реализации.

В качестве анализируемых параметров с оценкой соответствующей вероятности рассмотрены: распространение и качество резервуаров (неопределённость $P1$), структурный фактор (неопределённость $P2a$), наличие и качество флюидоупора (неопределённость $P2b$), наличие, катагенетическая зрелость отложений НГМТ и фазовый состав аккумуляций УВ в ловушках (неопределённость $P3a$), основные факторы, контролирующие миграцию и аккумуляцию углеводородов (неопределённость $P3b$), вероятность сохранности залежи (неопределённость $P4$).

Качество адаптации матрицы оценки вероятности геологической успешности P_g в зависимости от обоснованных факторов риска оценивалась путем сравнения расчетных и фактических распределений количества открытых залежей УВ в каждом из 5 анализируемых продуктивных пластов, а также распределением залежей в пределах изученных поисковых объектов. Полученные результаты показали высокую (81%) сходимость реальных и модельных данных.

На основе проведённого 3Д бассейнового моделирования выполнена вероятностная оценка потенциальных ресурсов углеводородов и их территориальная локализация для рассматриваемых продуктивных пластов с учётом прогноза коэффициента заполнения нефтеперспективных ловушек.

По рассматриваемым параметрам выделяемых факторов риска, включающим площадь нефтегазоносности ловушки и эффективную толщину нефтегазоносности коллектора, проведено их ранжирование при оценке неопределённости прогноза с вероятностью 90, 50 и 10.

Проведённое моделирование позволило в пределах каждой из рассматриваемых нефтегазоносных зон выделить совокупность нефтеперспективных структурно-тектонических

объектов с процентным распределением углеводородных ресурсов относительно их общего прогнозируемого объёма.

Замечания по четвёртой главе

Рис.71. Учитывая, что график «Фактическое и прогнозное количество открытий по суббассейну Журуа» характеризует как отдельные пласты, так и нефтегазоносный структурный фонд в целом, на оси ординат необходимо указать только количество залежей.

В разделе 4.3 (стр.158), при характеристике перспектив зон нефтегазоносности необходимо оперировать понятием ресурсов, а не запасов.

Таблица 9. Провести корректировку названия.

Несмотря на замечания, которые не снижают достоверность сделанных выводов и рекомендаций, диссертация оставляет очень хорошее впечатление. Достоинством работы является реализация возможности применения бассейнового моделирования при локального прогнозе нефтегазоносности и вероятностной оценке ресурсов в отдельно взятой ловушке. Представленные в работе выводы подкреплены большим объемом фактического материала, систематизацией многочисленной опубликованной литературы и аналитическими исследованиями, приведёнными автором в диссертации лично.

В автореферате отражена научная новизна, практическая значимость и личный вклад автора в проведённых исследованиях. Несмотря на краткость изложения, автореферат даёт достаточно полное представление на результаты анализа, выполненного диссертантом в рамках поставленных задач.

На основании вышеизложенного считаю, что представленная к защите диссертация, «Анализ углеводородных систем и оценка перспектив нефтегазоносности суббассейна Журуа бассейна Солимоинс (Бразилия)», является законченной научно-квалификационной работой, которая соответствует требованиям п.9 «Положения о порядке присуждения ученых степеней» ВАК Минобрнауки России, а её автор Полищук Анастасия Валерьевна заслуживает присвоения ей учёной степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Официальный оппонент:

заведующий лабораторией геологии
Федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»
(634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, ТПУ,
Тел.+7 (3822) 706 353, tpu.ru, info@hw.tpu.ru),
доктор геолого-минералогических наук
по специальности 25.00.12 – Геология, поиски и
разведка нефтяных и газовых месторождений



Белозеров Владимир Борисович

Дата 10.01. 2023г.

Подпись Белозерова В.Б. удостоверяю

Ученый секретарь



Кулинич Екатерина Александровна