

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ОТЗЫВ

на диссертацию Полищук Анастасии Валерьевны

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

Актуальность темы и цель исследований

Не вызывает сомнения, что роль углеводородного сырья в мировой экономике сохранится по крайней мере до середины текущего столетия. Закономерное развитие мирового и отечественного нефтегазового комплекса с неизбежностью привело к ухудшению структуры существующей ресурсной базы, так как в первую очередь осваивались крупнейшие месторождения нефти и газа в районах с наиболее благоприятными географическими и горно-геологическими условиями. В силу этого фокус поисково-разведочных работ на нефть и газ смещается на поиск мелких скоплений, скоплений нетрадиционного характера и скоплений в нефтегазоносных бассейнах сложного строения. К последним относятся месторождения в бассейнах с проявлениями интенсивного траппового магматизма. К последним относятся, например, многие бассейны Сибирской платформы, южноамериканский бассейн Солимоинс и его суббассейна Журуа – объект исследований рассматриваемой работы.

Поэтому тема работы, основная цель выполненных в ее рамках исследований (*«...повышение степени достоверности локального прогноза нефтегазоносности суббассейна Журуа на основе моделирования истории развития его атипичной нефтегазовой системы»*) и решаемая научная задача (*«...построить и исследовать модель атипичной нефтегазовой системы суббассейна Журуа...»*) – несомненно, являются своевременными и **актуальными** как в практическом, так и теоретико-методическом смысле.

Оценка первого защищаемого положения (результата) – *«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».*

Обоснованность и достоверность защищаемого положения обуславливаются тем, что методические подходы, предложенные автором при создании бассейновой (историко-генетической) модели нефтегазовых систем суббасейна Журуа, базируются на передовых представлениях нефтегазовой геологии и их реализации в виде программно-методического комплекса PetroMod (Schlumberger) и большом объеме используемого фактического материала (31 000 пог. км 2D и 1055 км² 3D результатов сейсморазведочных работ, результатах интерпретации ГИС 200 скважин, седиментологических исследований керна 7 скважин, геохимических исследований 2 388 образцов керна 58 скважин, замеров отражательной способности витринита в 10 скважинах).

Значимыми элементами защищаемого результата, определяющим его **новизну**, являются:

- трехмерная модель каркаса силлов в осадочном чехле суббасейна Журуа, построенная на основе корреляции разрезов примерно 200 скважин;
- реализация методического подхода к совместному обоснованию порядка внедрения силлов в осадочный чехол, масштабов его размывов и величины глубинного теплового потока;
- схема распределения по площади плотности глубинного теплового потока;
- обоснование существования нескрытой нефтегазоматеринской толщи в верхнесилурийско-нижнедевонской формации Жутай.

Особый интерес представляет попытка их палеогеографической интерпретации.

Дискуссионные моменты, замечания, пожелания:

1. В системах бассейнового моделирования, включая используемую в рассматриваемой работе систему PetroMod, одним из варьируемых параметров модели является глубинный тепловой поток (точнее, плотность глубинного теплового потока). Обычно эту величину задают на основании осадочного чехла или

на нижней границе литосферы. То, что в диссертации речь идет о глубинном тепловом потоке, можно понять только из текста раздела, описывающего личный вклад автора (стр.10), и еще одного упоминания на стр. 99. Уровень, на котором задается эта характеристика, не указан.

2. На стр.98 (раздел 2.3.6, Оценка изменения теплового потока) указано, что в работе используется модель Д. Маккензи. То есть, плотность регионального глубинного теплового потока принимается переменной. Изменения во времени плотности глубинного теплового потока, в том числе, время его максимизации, не обсуждается.
3. Совместное определение влияния порядка внедрения интрузивных тел, масштабов эрозии и величины плотности глубинного теплового потока по ограниченному набору данных справедливо описывается автором как задача «некорректная», т.е., не имеющая единственного решения. В то же время возможные вариации результатов ее решения рассматриваются только в отношении порядка внедрения трапповых тел и возможных масштабов эрозии. Возможные вариации величины плотности глубинного теплового потока не оцениваются.

Оценка второго защищаемого положения (результата) – *«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».*

Обоснованность и достоверность защищаемого положения (результата) определяются использованием современных подходов к выделению «нефтегазовых систем», учетом и интерпретацией доступной геологической, геофизической и геохимической информации.

В современных представлениях о нефтегазовых системах существует некоторая неоднозначность в части выделения входящих в них элементов. Автор диссертационной работы понимает их как совокупность нефтегазоматеринской толщи, резервуара, покрышки, ловушки и перекрывающей толщи. Заметим, что в отечественной литературе под резервуаром традиционно понимают совокупность коллекторов и флюидоупоров (покрышек). Очевидно, автор отождествляет резервуар с коллектором.

Основными резервуарами в исследуемом суббассейне являются продуктивные горизонты JR-80-100, JR-70B, JR-70A, JR-60, JR-10 формации Журуа (карбон), перекрытые глинисто-карбонатно-ангидритовыми (с пластами каменной соли) породами покрышки,

приуроченной к формации Карауари. Автором диссертационной работы на основе анализа распространения выявленных скоплений углеводородов установлено, что мощность ангидритовой покрышки 1.8 м является критической для контроля залежей углеводородов.

Резервуары формации Уэре (девон) имеют подчиненное значение. По данным автора, основанным на результатах бурения новых скважин, резервуары формации Уэре сохранились от размыва, предшествующего накоплению формации Журуа только в центральной части бассейна.

Основной резервуар JR-80-100 распространен только в северо-западной и центральной частях суббассейна и представлен мощной толщей субконтинентальных отложений флювиального и эолового генезиса. Резервуары JR-70B, JR-70A, JR-60 распространены, в основном, в центральной и юго-восточной частях суббассейна и имеют преимущественно эоловый генезис. В северо-западной части суббассейна их коллекторские свойства резко ухудшаются. Продуктивный горизонт JR-10 залегает в верхней части формации Журуа.

В работе уточнены границы распространения нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). Выделяются три доказанные нефтегазоматеринские толщи: живетского, франского, фаменского возрастов, распространенные только в центральной части суббассейна и генерирующие нефть и газ. На основании стандартной диаграммы Ван-Кревелена (стр.58, рис. 26) обоснованы генетические типы органического вещества. Его остаточный генерационный потенциал принимался по данным стандартного пиролиза Rock-Eval (нормированная по эталону площадь второго пиролитического пика – S₂).

Живетская нефтегазоматеринская толща содержит смешанное органическое вещество II–III типов, в значительной степени уже реализовавшее свой генерационный потенциал. Франкская НГМТ содержит существенно преобразованные керогены I, II и III типов. 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. Фаменская НГМТ также содержит керогены I, II и III типов. Автором диссертационной работы, по аналогии с соседним суббассейном Жандиатуба, обосновывается наличие в формации Жутай силур-девонского возраста самостоятельно, невыявленной НГМТ.

Генетическая связь органического вещества НГМТ и газообразных углеводородов выявленных скоплений обоснована по литературным данным об изотопах углерода.

На основе анализа на геолого-геофизических данных, результатов анализа элементов нефтегазовой системы в работе создана трехмерная бассейновая модель

суббассейна Журуа. Модель была откалибрована по величине запасов, выявленных в суббассейне Журуа скоплений углеводородов. В рамках предложенной модели, учитывающей влияния силлов на нефтегазоматеринские толщи, дано объяснение пространственному распределению скоплений различного фазового состава и степени заполнения ловушек для открытых залежей пластов JR70B-80-100 (карбон).

Скопления газообразных УВ приурочены к северо-западной и западной частям суббассейна, что объясняется влиянием нижней пластовой интрузии (средняя мощность интрузивного тела 260 м, расстояние до ближайшей НГМТ порядка 180м) на НГМТ и, как следствие, высокой степенью катагенеза ее рассеянного органического вещества. В этих частях суббассейна уже открыты многочисленные месторождения газа. В центральной части суббассейна нижний силл отсутствует, уровень катагенеза НГМТ ниже, что позволяет предполагать там залежи газоконденсата и легкой нефти.

По результатам моделирования сделано заключение об ограниченном масштабе латеральной миграции и преобладании вертикальной миграции по системе разрывных нарушений в период растяжения осадочного чехла в триас-юрское время синхронно с внедрением интрузивных тел.

На базе анализа фактического материала и результатов бассейнового моделирования (качества элементов нефтегазоносной системы, коэффициентов заполнения, фазового состава, объемов и путей миграции УВ, количества залежей в разрезе открытых месторождений, возможности заполнения конкретных ловушек), выделены три зоны нефтегазонакопления с доказанной нефтегазоносностью и одна прогнозная зона нефтегазонакопления.

Построенные по результатам исследований схемы уточненных границ, выявленных и предполагаемой НГМТ, карты толщин и качества основных флюидоупоров (покрышек), схема зон нефтегазонакопления гарантируют **новизну** защищаемого результата.

Дискуссионные моменты, замечания, пожелания:

4. Одной из наиболее значимых составляющих второго защищаемого положения и необходимым элементом описания бассейновой модели, с точки зрения оппонента, могли стать карты начальных содержаний органического вещества в основных НГМТ. Такого рода построения являются ключевыми при моделировании процессов нафтидогенеза и количественной оценки масштабов нефтегазообразования. В тексте диссертации они отсутствуют.
5. Столь же важным элементом бассейновых моделей являются кинетические характеристики керогенов основных НГМТ. Они непосредственно влияют на

масштабы, время начала и продолжительность фаз нефтегазобразования. В работе кинетические характеристики керогенов, вероятно, были приняты в соответствии с библиотечными эталонными керогенами системы PetroMod. Но какие именно керогены использовались в качестве эталонов не указано.

Оценка третьего защищаемого положения (результата) – *«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».*

Обоснованность и достоверность защищаемого положения (результата) вытекает из того, что для выявления основных факторов, влияющих на успешность поисково-разведочного бурения в суббассейне Журуа, проанализированы результаты бурения 63 эталонных скважин, с учетом априорной геолого-геофизической информации и результатов бассейнового моделирования. С такой полнотой и детальностью для этого объекта это сделано впервые, что и определяет **новизну** данного защищаемого положения.

Для суббассейна Журуа в качестве основных факторов, влияющих на успешность бурения, выделены: неэффективная миграция УВ (46%), неподтверждение ожидаемой амплитуды локальной структуры (44%), плохая сохранность залежей (5%), отсутствие резервуара (5%).

Вероятность существования резервуара и его качества определена по данным фациального состава отложений, картам эффективных толщин и, в среднем, соответствует частоте встречаемости проницаемых разностей. Вероятность существования замкнутого контура структуры зависит от ее амплитуды, площади и плотности 2D сейсмических профилей, пересекающих эту структуру. Вероятность существования флюидоупора и его качества зависят от литологического состава слагающих пород и их мощности. Максимальной экранирующей способностью обладают ангидритовые покрывки мощностью более 1.8 м, контролирующие этаж нефтегазоносности от 70 м и более. Вероятность наличия и зрелости НГМТ определялся достоверностью наличия НГМТ и типами органического вещества. Дифференцированная оценка вероятности эффективности миграции УВ определялась по результатам 3D бассейнового моделирования через сопоставление результатов моделирования для структур, опосредованных бурением. 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 зон нефтегазоаккумуляции.

По результатам анализа выполнена адаптация матрицы вероятностей успеха поискового бурения, приведенного в методических рекомендациях координационного комитета по программам геологического исследования прибрежных и морских территорий Восточной и Юго-Восточной Азии (ССОР). Сформирован системный, унифицированный подход к ранжированию фонда структур перспективных ловушек

Дискуссионные моменты, замечания, пожелания:

6. Собственно, сама оценка ресурсов приведена в относительных единицах и только для фонда выявленных структур (раздел 4.3). Из работы остается непонятным, будут ли при детализационных работах выявлены и подготовлены дополнительные структуры и, соответственно, какой объем ресурсов связан с ними.
7. Нельзя согласиться с автором в том, что «Метод бассейнового моделирования в настоящее время можно рассматривать как метод локального прогноза нефтегазоносности» (стр. 159). Во всяком случае, не для моделей зонально-регионального уровня, подобных представленной в работе (стр. 106, 221*407 ячеек, шаг 1 км, многие параметры приняты условно). По существу, все «бассейновые» модели, даже при условии их калибровки по достаточному числу открытых скоплений, дают лишь возможные, физически допустимые сценарии процессов нефтидогенеза, приведших к их формированию.

Общая оценка диссертационной работы

Диссертационная работа Полищук Анастасии Валерьевны является результатом логически завершенного цикла научных исследований.

В ходе выполнения работы на основе авторской корреляции разрезов около 200 скважин, интерпретации данных сейсморазведки, результатов тренд-анализа мощностей силлов и вмещающих отложений построена трехмерная модель силлов в суббассейне Журуа, обоснован порядок внедрения силлов в осадочный чехол как основа восстановления теплового режима, обоснован глубинный тепловой поток. На основе обработки, анализа и интеграции структурных построений, результатов геохимических исследований более 2000 образцов, результатов седиментологических исследований керна (в сопоставлении с картами фаций) построена трехмерная цифровая бассейновая модель суббассейна Журуа. На основе выполненного бассейнового моделирования установлены основные особенности процессов генерации и миграции УВ в бассейне, в осадочном чехле суббассейна выделены

перспективные объекты. С учетом геологии региона работ, на базе анализа ключевых параметров залежей и ловушек, включая наличие и качество коллекторов, покрышек, степени заполнения, амплитуды и площади структур, плотности 2D сейсмических профилей, обоснованы основные геологические риски поисково-разведочных работ на нефть и газ. Выполнена адаптация матрицы 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. Выделены основные зоны нефтегазонакопления, и выполнена вероятностная оценка их ресурсного потенциала.

Методически работа выполнена правильно. Наряду с фундаментальными положениями осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа Полищук А.В. использовала в работе актуальные методы бассейнового моделирования, статистического анализа и компьютерной картографии.

В результате исследований Полищук А.В. решена актуальная научная задача, имеющая важное значение для прогноза перспектив нефтегазоносности и воспроизводства базы углеводородного сырья на территории не только объекта исследований - южноамериканского бассейна Солимоинс (суббассейн Журуа), но и других перспективных бассейнов, с высоким содержанием трапповых интрузий в осадочном чехле, включая многие перспективные бассейны Сибирской платформы. Разработаны и апробированы методические подходы к построению численных историко-генетических (бассейновых) моделей таких объектов, как основы прогноза перспектив их нефтегазоносности.

Представленные результаты исследований позволяют охарактеризовать диссертацию Полищук А.В. как научно-квалификационную работу, содержащую решение актуальной научной задачи в области теоретической и прикладной нефтегазовой геологии, т.е. как работу, соответствующую уровню, предъявляемому ВАК к кандидатским диссертациям по геолого-минералогическим наукам. Это подтверждается 10 опубликованными по теме диссертации работами автора (в т. ч. - 4 статьями в журналах, включенных в перечень ВАК) и его личными выступлениями на научно - практических конференциях (2014-2020 гг.).

Все сформулированные диссертантом защищаемые положения (результаты) полностью раскрыты и, в целом, обоснованы в текстовом и графическом материале диссертационной работы. Автореферат адекватно отражает основное содержание диссертации.

Диссертация «Анализ углеводородных систем и оценка перспектив нефтегазоносности суббассейна Журуа бассейна Солимоинс (Бразилия)», удовлетворяет критериям ВАК, предъявляемым к кандидатским диссертациям (пп. 9-14 «Положения...»), а ее автор – Полицук Анастасия Валерьевна, заслуживает присуждения ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 1.6.11 – геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Бурштейн Лев Маркович, член-корр. РАН, доктор геолого-минералогических наук по специальности 25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений, главный научный сотрудник, зав. лабораторией теоретических основ прогноза нефтегазоносности Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), 63090, г. Новосибирск, пр. академика Контюга, 3, +73833302896, levi@ipgg.sbras.ru

Согласен на включение моих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета и их дальнейшую обработку.

22.01.2023

Г.н.с., зав. лаб. ИНГГ СО РАН
член - корр. РАН,
доктор геол.-мин. наук

Бур

Л.М. Бурштейн

