

ОТЗЫВ

официального оппонента профессора, доктора геолого-минералогических наук ГУРБАНОВА Вагиф Шыхи оглы на диссертационную работу БОЛАТ Ерлибека «*Условия формирования и закономерности размещения скоплений нефти и газа в Южно-Торгайском бассейне*», представленную на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений»

Представленная диссертационная работа выполнена на кафедре «Геологии и разведки месторождений углеводородов» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе и состоит из Введения, шести глав, Заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 96 страницах, включая 38 рисунков, 9 таблиц, в списке литературы 36 наименований.

Я детально ознакомился с диссертационной работой, статьями автора, опубликованными в печати, а также авторефератом и документами, подтверждающими объективность проведенных исследований, и в соответствии с требованиями ВАК РФ ниже привожу свои заключения.

Актуальность темы исследования. Анализируя текущее состояние остаточных запасов и динамику добычи нефти в Южно-Торгайском бассейне (далее - ЮТБ) можно сделать вывод, что добыча УВ в регионе стремительно падает из года в год, при этом процессы восполнения запасов открытиями новых месторождений УВ проводятся крайне медленно. Средний коэффициент падения добычи нефти за последние 3-4 года составил -10%. При таком темпе падения добычи к 2026-2028 годам можно ожидать значительную выработку доказанных извлекаемых запасов ЮТБ. Основным решением возникающих проблем ЮТБ является активное вовлечение в геологоразведку ранее неосвоенных участков ЮТБ с применением новых технологии и достижений науки. По прогнозам, в случае активного опоскования всех выявленных структур в пределах северо-западной части ЮТБ, можно обеспечить стабилизацию динамики добычи в целом по ЮТБ и загрузить простаивающие объекты инфраструктуры на долгие года вперед.

Обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций. В рамках данной диссертационной работы впервые для данного региона: - проведены пиролитические, химикобитуминологические, биомаркерные исследования, позволившие определить геохимическую характеристику и генерационный потенциал углеводородных систем ЮТБ; - исследованы термобарические условия трансформации керогена и распространения главных зон генерации УВ; - созданы модели углеводородных систем (далее - УС) ЮТБ, исследованы их элементы, моделированы процессы миграции и аккумуляции УВ в этих УС; - обоснованы научные основы прогнозирования нефтегазоносности мезозойских отложений Южно-Торгайском бассейне по результатам геолого-геохимических, термобарических исследований и численного бассейнового моделирования углеводородных систем.

Был проведен анализ результатов геохимических исследований, выполненных (при участии соискателя) в АО «Кристалл Менеджмент»: - пиролитические исследования 73 образцов керна на установке Rock-Eval 6; - определены отражающие способности витринита 33 образцах; - биомаркерный анализ проб нефти экстрагированных из керна, или отобранных на устье продуктивных 11 скважин, пробуренных в 2016-2017 гг.

Достоверность практическая ценность результатов. Результаты проведенных исследовательских работ соискателем Болат Е. с использованием современных инструментов

интерпретации и моделирования геолого-геофизических и геохимических данных в основном коррелируются с ранее проведенными исследованиями на рассматриваемом регионе. Например результаты бассейнового моделирования на 80% коррелируются с существующей схемой нефтегазоносности бассейна и фактическим пространственным распределением месторождений нефти и газа; график зависимости индекса водорода от T_{max} показывает, что во всех исследованных отложениях преимущественным распространением пользуется тип керогена III и реже, II типа что подтверждает ранее проведенные исследования о том, что в нижнеюрском разрезе преобладают кероген арконового (лимписские угленосные формации) типа преимущественно гумусового происхождения, и в подчиненном положении находится кероген амикагинового (ОВ прибрежного генезиса) происхождения гумусо-сапропелевого типа.

Краткий анализ содержания работы.

Первая глава состоит из двух под глав. В главе *Моделирование структурно-тектонического каркаса Южно-Торгайского бассейна* приводятся результаты интерпретации данных сейсморазведки 2Д/3Д и бурения поисково-разведочных скважин с построением структурных карт по основным отражающим горизонтам: II' – кровля карачетауской свиты нижнего мела K1kk; III – кровля верхнедаульской свиты верхнего неокома нижнего мела K1d2; II ag – кровля арыскупского горизонта нижнедаульской свиты нижнего неокома нижнего мела K1nc1ar; III - кровля кумкольской свиты верхней юры J3km3; IV – кровля карагансайской свиты средней юры J2kr; V - кровля дощанской свиты нерасчлененного нижнесреднеюрской толщи J1-2ds; PZ - кровля палеозоя. Определены структурно-тектонические особенности ЮТБ, где в плане по поверхности фундамента Южно-Торгайская впадина имеет форму клина, вытянутого в северо-западном направлении на 600 км. Ширина ее в юго-восточной части, на замыканий Даутской грабен-синклинали составляет 10 км, увеличиваясь к северо-западу до 210 км. В строении впадины по фундаменту участвуют три крупных структуры: Жыланшикский и Арыскупский прогибы с разделяющей их Мынбулакским поднятием, осложненных, в свою очередь, структурными элементами более низких порядков - приподнятых горст-антиклиналей и опущенных блоков фундамента – грабен-синклинали с размерами в длину от 100 до 200-250 км и в ширину до 25-50 км. В главе *Историко-геологические модели эволюции Южно-Торгайского осадочного бассейна* проведена реконструкция геодинамической эволюции рассматриваемого бассейна на основе создания модели структурно-тектонического каркаса. Автор, с помощью этих построений обнаружил подтверждения наличия горизонтальных сдвигов вдоль Главного Каратауского разлома (ГКР), являющегося частью Каратау-Таласо-Ферганского разлома (КТФ), который играет основную роль в формировании Южно-Тургайского бассейна и ее нефтегазоносности. Стоит отметить также проведенные работы по определению вещественного состава поверхности квазиplatformенного комплекса с помощью комплексной интерпретации данных гравиразведки, магниторазведки, электроразведки и сейсморазведки со скважинными данными. Результаты комплексной интерпретации сведены в геолого-геофизические разрезы по профилям и карту разломно-блоковой модели, где были выделены участки с предположительным развитием карбонатных пород, интрузивов основного и кислого состава и более плотных метаморфизованных пород. Но данные исследования охватили только западную часть ЮТБ, а следовало бы покрыть подобными исследованиями всю территорию бассейна, что помогло бы определить наиболее интересные зоны с точки зрения постановки детальных поисковых работ для

обнаружения перспективных ловушек с наличием карбонатных коллекторов квазиplatformенного комплекса со вторичной пористостью, образованных в результате выветривания.

Вторая глава посвящена УВ системам ЮТБ, где определено, что юрские и меловые отложения являются основными нефтегазоносными комплексами в Южно-Торгайском бассейне, а основной источник генерации – пачка мощных глинистых аргиллитов, накопленных в нижней юре, на глубоких и мелководных частях озер. Верхнеюрские и меловые песчаники и алевролиты, накопленные в дельта-флювиальных условиях, являются основными коллекторами. Мощная толща нижнемеловых глин K1nc1 являются региональной покрывкой. В главе приведены результаты новейших геохимических лабораторных исследований проб нефти экстрагированных из керна, а также полученных при испытании разведочных скважин, пробуренных в пределах Арыскупского и Жинишкекупского прогибов а также пиролитических исследований образцов керна, позволившие определить геохимическую характеристику и генерационный потенциал углеводородных систем ЮТБ; - исследованы термобарические условия трансформации керогена и распространения главных зон генерации УВ; - созданы модели углеводородных систем (далее - УС) ЮТБ, исследованы их элементы, моделированы процессы миграции и аккумуляции УВ в этих УС; - обоснованы научные основы прогнозирования нефтегазоносности мезозойских отложений Южно-Торгайском бассейне по результатам геолого-геохимических, термобарических исследований и численного бассейнового моделирования углеводородных систем.

Был проведен анализ результатов геохимических исследований, выполненных (при участии соискателя) в АО «Кристалл Менеджмент»: - пиролитические исследования 73 образцов керна на установке Rock-Eval 6; - определены отражающие способности витринита 33 образцах; -биомаркерный анализ проб нефти экстрагированных из керна, или отобранных на устье продуктивных 11 скважин, пробуренных в 2016-2017 гг.

По результатам геохимических исследований и моделирования выделяется - Южно-Торгайская нижнеюрская генерационно-аккумуляционная углеводородная система с элементами: НГМТ- нижней юры (айболинской и сазымбайской свит); резервуаров-песчаники дощанской свиты средней юры, кумкольской свиты верхней юры и арыскупского горизонта нижнего мела; флюидоупоры- глинистые отложения карагансайской свиты средней юры, акшабулакской свиты верхней юры и нижнедаульской свиты нижнего мела. Также выделяется гипотетическая - верхнепалеозойская углеводородная система и две перспективные (верхнеюрская и нижнемеловая) углеводородные системы, изучение которых требует дальнейших исследований.

Значения Сорг для изучаемых образцов нижнеюрской НГМТ варьируются от 0,62 до 75,88, что дает нам возможный генеративный потенциал от бедного до отличного потенциала, но в целом органическое вещество нижнеюрских НГМТ характеризуется очень высоким потенциалом. Во всех исследованных отложениях преимущественным распространением пользуется тип керогена III и реже, II типа. Черные глинистые, и глинисто-кремнистые (2155,99 м), глинистые породы (2234,74 м) айболинской свиты находятся в зоне нефтеобразования, а углисто-глинисто-кремнистые конгломераты (2443 м), угольно-глинистые (2445 м) и гравелитовые интервалы (2514 м) сазымбайской свиты нижней юры являются термически зрелыми, что говорит о способности их генерации

УВ. Выясняется, что породы в этих грабенах вступают в зону нефтеобразования на глубинах ниже 2200 м на Жыланшыкском прогибе и 2600 м на Арыкумском прогибе.

По результатам биомаркерного анализа можно отметить следующие основные моменты:

1. Нефти со скважины Ж-1 и Ж-2 Жинишкекумской грабен-синклинали Жыланшыкского прогиба образованы из нефтематеринских пород накопившихся в континентальных условиях, в то время как нефти со скважин Арыкумского прогиба произошли из нефтематеринских пород образовавшихся в смешанных условиях.
2. Все нефти ранней зрелости, относящиеся к II-III типу керогена, что подтверждается также результатами пиролитических исследований.
3. В некоторых пробах нефти отмечается признаки биodeградации или вторичного видоизменения, например, в экстрактах со скважин А-1, Ж-1 и А-6, что может говорить о длительных процессах миграции УВ из источника к ловушкам.
4. Сходство характеристик пиков масс-фрагментограмм m/z 217 в скважинах А-7, А-8 и А-9 расположенных в пределах Арыкумской грабен-синклинали, но являющихся гидродинамически не связанными между собой залежами УВ сформированными на разных структурных условиях и стратиграфических уровнях говорит о том, что эти нефти произошли из одного комплекса НМП, которые в последствии мигрировали в разные направления по разным путям миграции, преимущественно вертикально.
5. По мере возрастания глубины залегания залежей нефти термическая зрелость увеличивается, что указывает на вертикальную миграцию УВ в скважинах А-3 и Ж-1.
6. Каждая из 14 грабенов может иметь свою независимую нефтегазовую систему, так как изолированы друг от друга горст-антиклиналями. Как показывает результаты биомаркерного анализа - типы исходного ОВ и история ее преобразования в каждой грабен-синклинали отличаются друг от друга в зависимости от географического расположения по отношению к бассейну и источнику сноса осадочного материала, истории погружения каждой грабен-синклинали и их степени участия в общей истории тектонического развития.
7. Во всех образцах присутствуют ароматические диностероиды, что предполагает мезозойский возраст НМП. Образцы нефти со скважины А-3 с интервалов 2691м и 3045м по результатам биомаркерного анализа показывает возможную генерацию УВ породами карбонатного состава палеозойского возраста.

Последнее утверждение требует дальнейшего расширения темы нефтегазогенерационного потенциала палеозойских пород ЮТБ, которая в данной работе не раскрыта.

В третьей главе приводится описание процесса построения бассейнового моделирования с использованием полученных геохимических данных, а также ее результаты. Выполненные расчеты показывают, что первые скопления жидких УВ в средне-верхнеюрских ловушках могли сформироваться в период между 50 и 100 млн. лет назад. По мере погружения углеводородной системы количество газовой составляющей в

сформированных аккумуляциях увеличивается. Это происходит как за счет температурного крекинга, так и за счет дополнительного подтока газа из НГМТ, которая постепенно выходит из нефтяного окна. В результате, к настоящему времени из нижнеюрских отложений можно ожидать только газовые скопления.

Основные результаты проведенного бассейнового моделирования заключается в следующем:

- областью генерации являются погруженные части основных грабен-синклиналей;
- миграция УВ происходит от центров грабенов к склонам грабен-синклиналей и вертикально по глубинным разломам в центральных частях грабенов;
- наиболее вероятный тип флюида – нефть и газ.

Результаты моделирования показывают, что нижнеюрский НГМТ практически на 90% процентов площади грабен-синклиналей достиг зрелости, в том числе в пределах грабенов Жыланшикского прогиба, которая ранее рассматривалась как малоперспективная. В более погруженных областях Арыскупского прогиба - в южной части ЮТБ, где сосредоточены основные выявленные на сегодня месторождения нефти и газа, нижнеюрская НГМТ находится в условиях преимущественной генерации газа.

Максимальное количество УВ генерировалось в пределах Арыскупского прогиба, а точнее в Арыскупской, Акшабулакской и Бозингенской грабен-синклиналях. Активная эмиграция УВ из НГМТ началась в раннем мелу и продолжается до настоящего времени. Первые аккумуляции нефти в верхне-среднеюрских ловушках образовались в верхнем мелу за счет очагов генерации в центральных зонах грабенов.

Автором проведена всесторонняя исследовательская работа, в которой используются различные методы, в том числе геохимические методы изучения образцов пород и моделирование, что повышает степень достоверности полученных результатов. Необходимо отметить, что в расчетах не отражено численное приращение запасов, которое будет достигнуто в случае разработки этих новых перспективных территорий. За исключением этих недостатков, данная глава производит весьма благоприятное впечатление.

Четвертая глава охватывает описание температурного режима бассейна, где говорится о возможном существовании глубинных каналов теплопереноса в погруженных частях грабен-синклиналей, что объясняет наличие узких зон с аномально высокими температурами 250 °С вдоль основного регионального Каратауского разлома, а также остальных локальных глубинных разломов, на глубинах залегания нижнеюрской НГМТ - 5-6 км.

По моему мнению, следует привести больше доказательств о существовании таких каналов.

В пятой главе по результатам бассейнового моделирования определены возможные пути миграции из установленных очагов генерации УВ и их аккумуляция в структурных ловушках вышележащих отложений. Основные перспективы связаны с выступами фундамента между грабен-синклиналями, на которые приурочены антиклинальные структуры с площадным распространением нижнемеловых и верхнеюрских пород коллекторов, например, как на крупных месторождениях региона Кумколь, Акшабулак за счет миграции нефти вдоль склонов грабен-синклиналей, а также ловушки образованные за счет экранирования Главным Каратауским разломом, например месторождение Арыскуп.

Необходимо отметить хорошую подтверждаемость результатов 3Д бассейнового моделирования с существующей схемой нефтегазоносности бассейна и фактическим пространственным распределением месторождений нефти и газа.

В шестой главе количественно оценен ресурсный потенциал бассейна объемным методом, основная часть которой сосредоточена в северо-западной части ЮТБ. Исследования автора показали, что Жиланшикский прогиб также состоит из горст-антиклиналей и грабен-синклиналей являющимся продолжением Арыскупского рифтового пояса и в пределах грабен-синклиналей имеются глубокие врезы в палеозойско-протерозойский комплекс отложений и все примкнувшиеся структуры могут быть нефтеносными. По этой причине предлагается детальные сейсмические исследования осадочного чехла и квазиплатформенного комплекса отложений. На сегодня в пределах бассейна числятся 116 подготовленных к бурению структур и их основное количество приурочены к менее изученным западным и северным и восточным частям региона (таблица №9). Наименее изучены Жинишкеумская - 21 подготовленных структур, Сарыланская - 12 подготовленных структур грабен-синклинали и северная часть – горст-антиклиналей. Первоочередными объектами поискового бурения являются крупные по размерам структуры, расположенные в зонах глубоких разломов в западной части региона и максимальных мощностей осадочного чехла.

Изложенный автором материал показывает, что Южно-Торгайская впадина представляет собой нетрадиционную в нефтегазоносном отношении структуру, где общие закономерности размещения нефти и газа в земной коре, свойственные платформенным областям, не находят здесь своего подтверждения, в то же время она является уникальным полигоном, на примере которого можно успешно разрабатывать важнейшие научно-методические вопросы, связанные с поисками нефтегазовых месторождений в районах, сходных по своему строению и развитию с Южно-Торгайским.

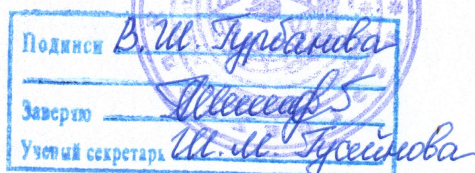
Диссертационная работа «Условия формирования и закономерности размещения скоплений нефти и газа в Южно-Торгайском бассейне» в целом соответствует предъявляемым требованиям, установленным п. 9 «Положения о присуждении ученых степеней», а ее автор БОЛАТ Ерлибек вполне заслуживает присвоения ему ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Официальный оппонент

профессор, доктор геолого-минералогических наук,
заместитель директора по научной работе
Института Нефти и Газа НАНА
Азербайджанской Республики,
ГУРБАНОВ Вагиф Шыхи оглы

Адрес: AZ1000 Азербайджанская Республика, г. Баку, ул. Ф.Амирова 9
E-mail: vaqifqurbanov@mail.ru
Телефон (+994 12) 4936713

Я, ГУРБАНОВ В.Ш., согласен на включение персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного Совета, и их дальнейшую обработку.



В.Ш. Гурбанов 16.03. 2021 года