На правах рукописи

БОЛАТ ЕРЛИБЕК

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЮЖНО-ТОРГАЙСКОМ БАССЕЙНЕ

Специальность 25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Москва - 2021

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ).

Научный руководитель	**Керимов Вагиф Юнус оглы** доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и разведки месторождений углеводородов РГГУ имени Серго Орджоникидзе, заслуженный геолог РФ
Официальные оппоненты	**Гурбанов Вагиф Шыхи оглы** профессор, доктор геолого-минералогических наук, заместитель директора по научной работе Института нефти и газа Национальной академии наук Азербайджанской Республики
	Ескожа Базар Аташевич кандидат геолого-минералогических наук, первооткрыватель нефтегазоконденсатных месторождений, Почетный разведчик недр, член-корреспондент Академии минеральных ресурсов Республики Казахстан
Ведущая организация	**ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт»**, г.Атырау, РК

Защита состоится 21 апреля 2021 года в 15 часов 00 минут на заседании Совета по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 999.234.02 при Российском государственном геологоразведочном университете имени Серго Орджоникидзе по адресу: 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая д. 23, зал диссертационного совета (каб. 5-17).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе и на сайте https://mgri.ru/science/scientific-and-innovative-activity/dissertation-council/diss-999-234-02/

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направить ученому секретарю диссертационного совета по указанному выше адресу.

Автореферат разослан «___» _____ 2021 г.

Ученый секретарь,
кандидат технических наук К.С. Мальский

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Южно-Торгайский бассейн (ЮТБ) по уровню запасов, прогнозных ресурсов и объему добычи является одним из значительных региональных агентов на Казахстанском рынке углеводородов (УВ). Основные перспективы приращения ресурсов и запасов углеводородов связаны с освоением северо-западной части впадины в районе стыка Жыланшыкского и Арыскумского прогибов с Мынбулакской седловиной. Очевидно, развитие геологоразведочных работ и начало добычи в рассматриваемой территории, в будущем приведут к новым открытиям, крупным экономическим проектам и интенсивному развитию нефтегазового комплекса юга Казахстана. Результаты проведенных геологоразведочных работ в последнее время установили, что главная зона нефтеобразования начинается с глубины 2000 м, обеспечивая генерацию достаточного количества УВ. Актуальность работы заключается в обосновании перспектив нефтегазоносности и определении новых объектов для постановки поисково-разведочных работ в ЮТБ на основе геолого-геохимических, термобарических исследований и моделирования углеводородных систем.

Цель работы

Выявление условий формирования и закономерностей распространения скоплений нефти и газа на основе геолого-геохимических, термобарических исследований и численного бассейнового моделирования углеводородных систем с целью прогнозирования нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений в Южно-Торгайском бассейне.

Основные задачи

1. Создание структурно-тектонического каркаса и историко-геологической модели ЮТБ.
2. Определение генерационного потенциала осадочных комплексов ЮТБ по результатам геохимических исследований и численного бассейнового моделирования.
3. Моделирование процесса генерации углеводородов на основе исследований трансформации керогена и распространения главных зон генерации УВ.
4. Моделирование углеводородных систем (УВ) и процессов миграции и аккумуляции УВ в ЮТБ.
5. Выявление перспектив нефтегазоносности и обоснование приоритетных направлений геологоразведочных работ.

Научная новизна:

В рамках данной диссертационной работы впервые для данного региона:

- проведены пиролитические, химико-битуминологические, 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.

Практическая значимость

По результатам проведенных исследований обоснована перспективность северо-западной части ЮТБ. Проведенные исследования углеводородных систем позволили ранжировать изучаемую территорию с точки зрения перспектив нефтегазоносности и определить перспективные направления ГРР на нефть и газ. Обоснована перспективность северной и западной частей изучаемого региона, представляющих реальный интерес для постановки детальных геолого-геофизических изысканий и поисково-разведочных работ. Выводы и рекомендации по проведенной работе внедрены в АО «Кристалл Менеджмент», в результате деятельности которой открыты 6 новых месторождений нефти и газа нового типа для данного бассейна. Результаты исследований также могут быть использованы и другими недропользователями, участвующими в освоении нефтегазовых ресурсов ЮТБ.

Методы для решения поставленной задачи:

Был проведен анализ результатов геохимических исследований, выполненных (при участии соискателя) в АО «Кристалл Менеджмент»:

- пиролитические исследования 118 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.

С целью моделирования углеводородных систем была применена методика моделирования в программном обеспечении Petromod и Petrel компании Schlumberger, а также программы Easy trace и ArcGis.

Апробация работы и публикации.

Основные положения диссертационной работы были доложены на Казахстанских и международных научных конференциях и форумах, таких как АтырауГео-2015, АтырауГео-2017, Kazakhstan Geology Forum-2018, KIOGE и т.д., а также изложены в 6 научных работах, включая тезисы докладов конференции в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендуемых ВАК РК.

Структура диссертации.

Диссертационная работа общим объемом 96 страниц машинописного текста состоит из Введения, 6 глав, Заключения, содержит 7 таблиц, 38 рисунков. Библиография включает 36 наименований.

Фактический материал.

В диссертационной работе использованы результаты геохимических исследований, собственные и фондовые данные по геохимии органического вещества, изотопному составу углерода газов, кислорода и водорода, показатели температур и давлений, а также многочисленные литературные данные. Создаваемые карты были скорректированы по результатам переинтерпретации новых сейсмических данных 2Д и 3Д, выполненными в период 2014-2017 гг в объемах 5391 пог. км и 1480 кв. км, с учетом результатов бурения 23 новых поисково-разведочных скважин.

Благодарности.

Автор глубоко признателен своему научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, профессору Керимову Вагифу Юнусовичу за поддержку, ценные советы, и возможность совместной работы. За большое внимание к работе и поддержку на всех этапах ее выполнения, автор глубоко признателен всему коллективу кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе и коллективу АО «Кристалл Менеджмент».

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Первое защищаемое положение. *Структурно-тектоническое и историко-геологическое моделирование Южно-Торгайского осадочного бассейна подтверждают тесную связь бассейна с историей развития активного Каратау-Таласо-Ферганского (КТФ) сдвигового разлома, вдоль которого происходил правосторонний сдвиг в три этапа: в поздней перми и триасе, в ранней и средней юре и в позднем кайнозое. После интенсивного сжатия во время инверсионного периода, в области горстов были образованы ловушки в антиклиналях и структурных носах и тектонически экранированные ловушки.*

Глава 1. Особенности геологического строения ЮТБ.

В строении впадины по фундаменту участвуют три крупных структуры: Жыланшикский и Арыскумский прогибы с разделяющей их Мынбулакским поднятием, осложненных, в свою очередь, структурными элементами более низких порядков. Достаточно четко установлено наличие приподнятых горст-антиклиналей и опущенных блоков фундамента – грабен-синклиналей. Они имеют размеры в длину от 100 до 200-250 км и в ширину до 25-50 км северо-западного простирания на западном борту впадины, и северного направления на восточном борту, расширяясь в ширину к северной части впадины. В целом, подъем отложений фундамента происходит к северу и наиболее опущен в центральной части впадины и в зоне Большого Каратауского разлома. На востоке отложения фундамента обнажаются в горах Улытау. Оси антиклинальных структур соответствуют простираниям горст-антиклиналей и грабен-синклиналей, тем самым подтверждая решающую роль этих структур в их образовании (Рис. 1).

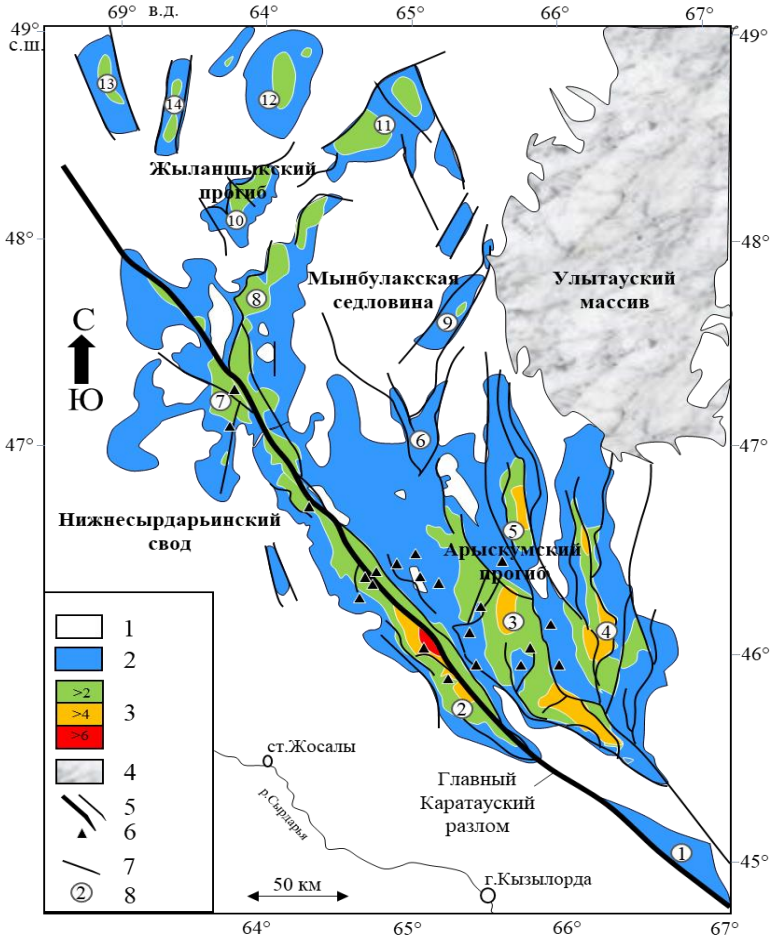

Рис. 1. Структурная карта по кровле квазиплатформенного комплекса (доюрских образований) ЮТБ.

1 – кайнозойские меловые отложения; 2 – область развития отложений юры под чехлом меловых и кайнозойских отложений; 3 – общая мощность отложений юры, мела и кайнозоя в км; 4 – выходы докембрия и палеозоя; 5 – разломы; 6 – нефтяные месторождения; 7 – река Сырдарья; 8 – юрские грабен-синклинали: 1 – Даутская, 2 - Арыскумская, 3 – Акшабулакская; 4 – Бозингенская, 5 – Сарыланская, 6 – Кульсайская, 7 - Жинишкекумская, 8 – Черкитауская, 9 – Джимыкинская, 10 – Кулагакская, 11 – Бощакульская, 12 – Жанакуральская, 13- Ащисайская, 14 – Баймуратская.

В главе определены структурно-тектонические особенности, проведена реконструкция геодинамической эволюции рассматриваемого бассейна, на основе создания *модели структурно-тектонического каркаса*, для чего были оцифрованы региональные структурные карты по основным опорным отражающим горизонтам с использованием программных обеспечении Easy trace и ArcGis (Рис. 2). Вышеуказанные карты были скорректированы по результатам переинтерпретации новых сейсмических 2Д и 3Д с учетом результатов бурения 23 новых поисково-разведочных скважин. Для этого использовался программный продукт Petrel (Шлюмберже), где увязка скважинных и сейсмических данных проведена с помощью данных ВСП и расчета синтетической сейсмограммы с использованием данных акустического и плотностного (ГГК) каротажа.

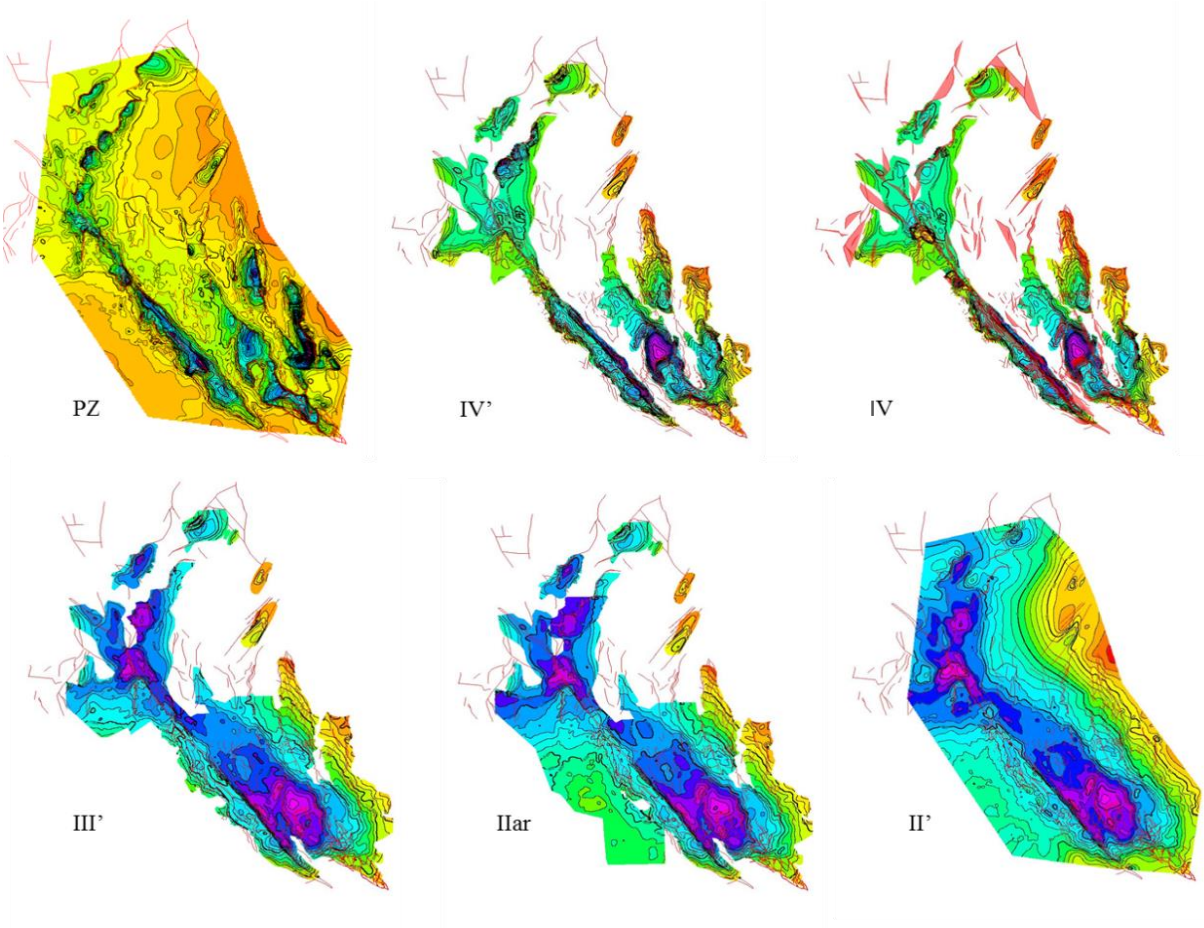

Рис. 2. Структурные карты, использованные в модели

II' – кровля карачетауской свиты нижнего мела K1кк; II – кровля верхнелаульской свиты верхнего неокома нижнего мела K1d2; II ar – кровля арыскумского горизонта нижнедаульской свиты нижнего неокома нижнего мела K1nc1ar; III - кровля кумкольской свиты верхней юры J3km3; IV' – кровля карагансайской свиты средней юры J2kr; IV - кровля дощанской свиты нерасчлененного нижнесреднеюрской толщи J1-2ds; PZ - кровля палеозоя.

С целью восстановления геодинамической эволюции были созданы *историко-геологические модели эволюции Южно-Торгайского осадочного бассейна*, что подтверждают тесную связь бассейна с историей развития Каратау-Таласо-Ферганского разлома (КТФ), ныне активного сдвигового разлома, проходящего через всю Центральную Азию. Как известно со сдвиговой тектоникой связаны сложные структурные системы, к которым приурочены скопления УВ. Как показывают результаты моделирования, развитие правостороннего сдвига вдоль КТФ происходило в три этапа: в поздней перми и триасе, в ранней и средней юре и в позднем кайнозое. При палеореконструкции переинтепретированных структурных карт по кровле домезозойского комплекса в пределах Арыскумской грабен-синклинали, можно отчетливо увидеть исходное местоположение грабен-синклиналей, которые образовались за счет процессов растяжения (Рис. 3). Некоторые грабен-синклинали разделились на две части и отодвинулись по отношению друг к другу, при этом сохраняя свои формы и размеры, и не составляет большого труда восстановление исходного строения и определение амплитуды сдвига.

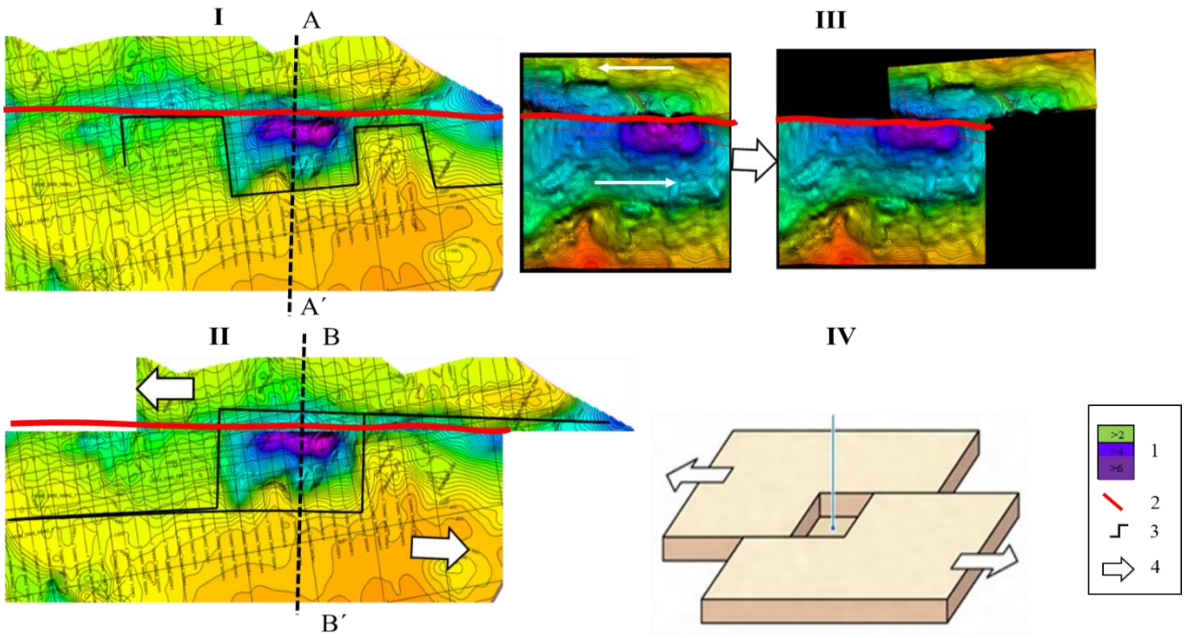

Рис. 3. Модель развития Арыскумской грабен-синклинали в результате пулаппартовых движений, произошедших на раннем этапе раскрытия фундамента, построенная по результатам интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д.

I – Структурная карта по кровле фундамента показывающее текущее положение грабена по данным 2Д сейсморазведки. II – Восстановление первоначального положения грабена с помощью обратного сдвига восточной части ГКР в юго-восточном направлении. III - Восстановление первоначального положения грабена с помощью обратного сдвига восточной части ГКР в юго-восточном направлении по данным 3Д сейсморазведки. IV – схематическая модель образования Арыскумской грабен-синклинали.

1 – отметки кровли отложений фундамента в км; 2 – Главный Каратауский разлом; 3 – предполагаемые контуры блоков фундамента, отделившихся друг от друга; 4 – направления сдвиговых движений.

Второе защищаемое положение. *По результатам геохимических исследований и моделирования выделяется* - ***Южно-Торгайская нижнеюрская генерационно-аккумуляционная углеводородная система (ГАУС)*** *с элементами:* ***НГМТ-*** *нижней юры (айболинской и сазымбайской свит);* ***резервуаров-*** *песчаники дощанской свиты средней юры, кумкольской свиты верхней юры и арыскумского 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.*

Глава 2. УВ системы Южно-Торгайского бассейна, их характеристика и генерационный потенциал

В пределах Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна выявлены более 50 месторождений нефти и газа, приуроченных к кровельной части палеозоя, нижне-, средне-, верхнеюрским и нижнемеловым отложениям мезокойназойского

комплекса. Нижнеюрская генерационно-аккумуляционная углеводородная система (ГАУС), представлена на схеме рис.4.

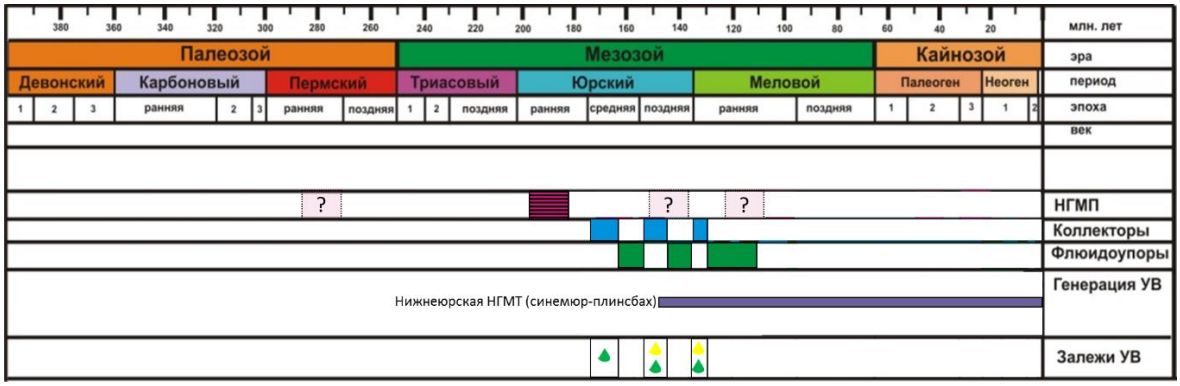

Рис. 4. Схема углеводородных систем ЮТБ

Однако, наряду с этой автономной ГАУС, можно выделить одну *гипотетическую-* ***верхне-палеозойскую углеводородную систему*** **и** две *перспективные и незрелые* - ***верхнеюрскую и нижнемеловую углеводородную системы,*** изучение которых требует дальнейших исследований. НГМТ этих УС в пределах бассейна вследствие низкого уровня катагенетической преобразованности, не достигли нефтяного окна или не прошли еще критический момент, и рассматриваются как НГМТ с низким генерационным потенциалом.

Генерационный потенциал УС по результатам геохимических исследований

Нижнеюрский комплекс повсеместно прошел через главную фазу нефтеобразования, постигнув в наиболее погруженных зонах крупных грабен - синклиналей (Арыскумской, Акшабулакской, Бозингенской) стадий катагенеза, соответствующих главной фазе метанообразования. 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 (Рис. 5).

Характеристика керогена и исходного ОВ нижнеюрской НГМТ осуществлялась за счет анализов образца и построения графиков зависимости Водородного индекса (Hydrogen Index – HI) и температуры максимальной генерации УВ (T-max). Так на графике (Рис. 6) видно, что тип керогена обозначен как преимущественно тип III (газогенерирующий).

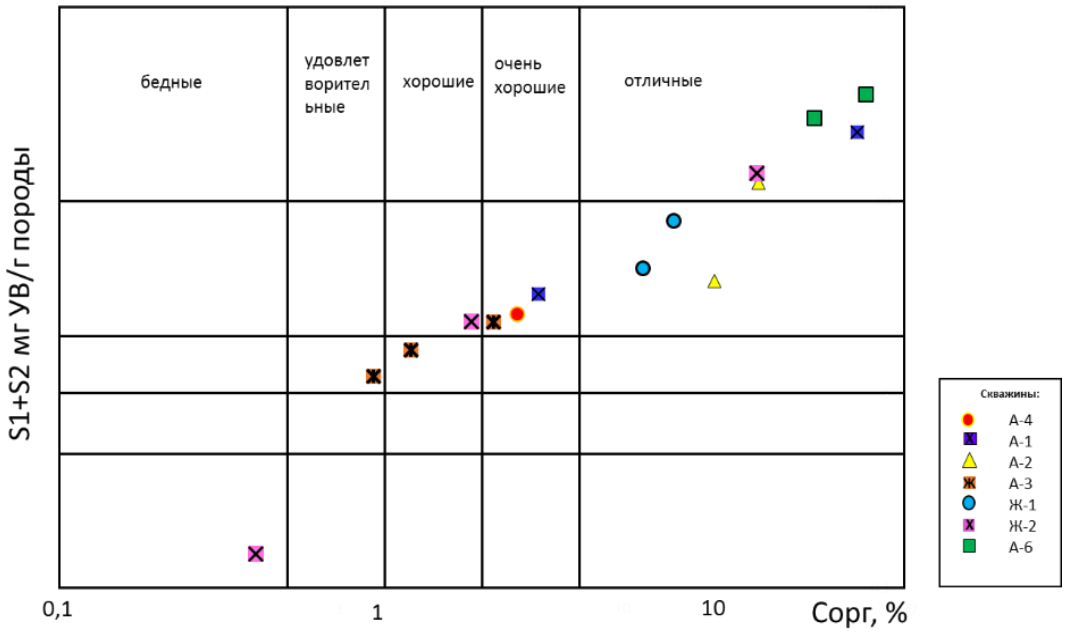

Рис. 5. Диаграмма, отражающая содержание Corг нижнеюрской НГМТ

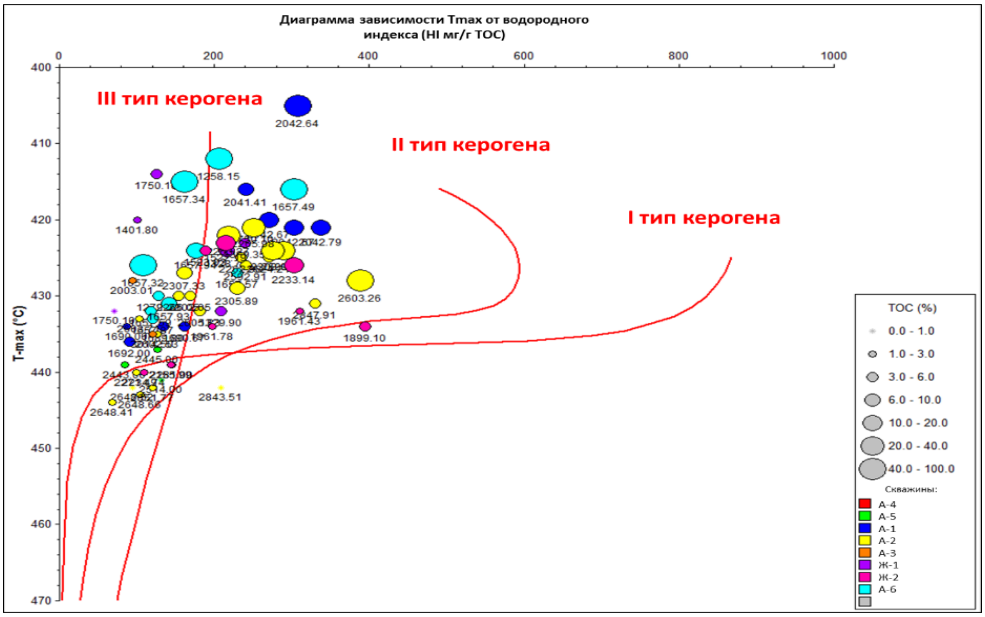

Рис. 6. График зависимости индекса Водорода от значения Tmax

Представленная диаграмма показывает, что во всех исследованных отложениях преимущественным распространением пользуется тип керогена III и реже, II типа. Эти результаты подтверждают ранее проведенные исследования о том, что в нижнеюрском разрезе преобладают кероген арконового (лимпические угленосные формации) типа преимущественно гумусового происхождения, и в подчиненном положении находится кероген амикагинового (ОВ прибрежного генезиса) происхождения гумусо-сапропелевого типа.

Зависимость значения Tmax от PI показывают степень катагенетической преобразованности нефтегазоматеринских пород нижней юры. Значения T-max от 397ºC до 444ºC подходят для условий нефтяного окна, т.е. генерации нефти. Судя

по значениям Tmax, исследованные интервалы скважин А-1, Ж-1 и А-6 в данный момент не вошли в зону нефтеобразования, в то время как породы нижнеюрской НГМТ из скважин А-2, Ж-2 и А-5 находятся на нефтяном окне (Рис. 6 и 7).

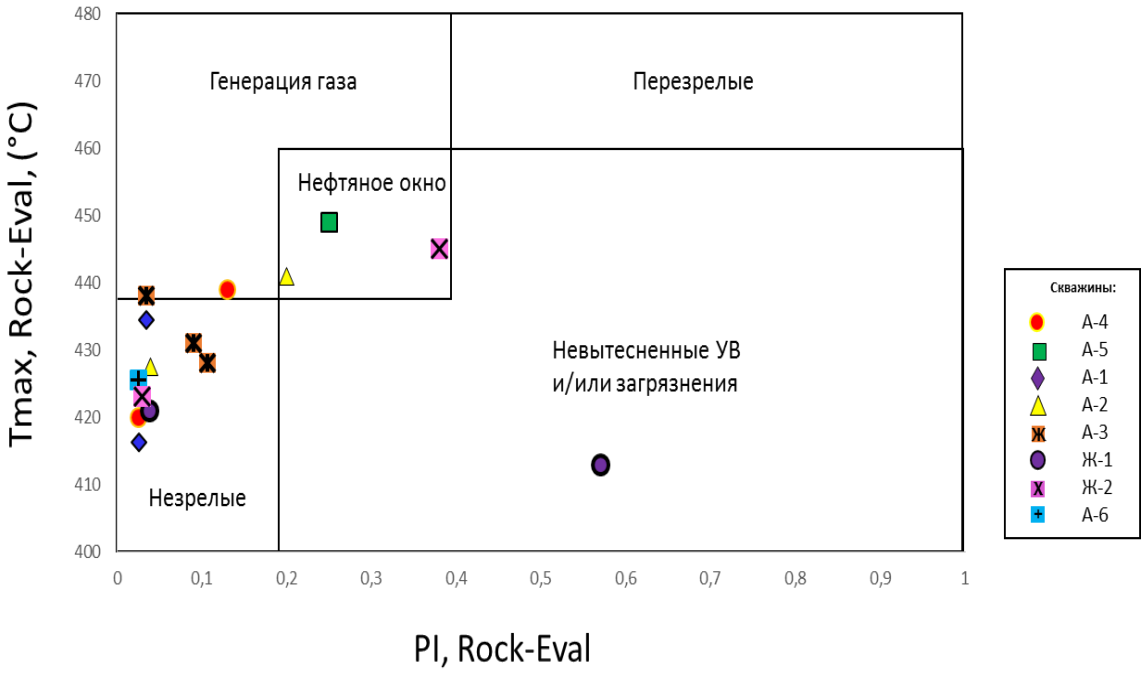

Рис. 7. Зависимость значения Tmax от PI показывающий степень катагенетической преобразованности нефтегазоматеринских пород нижней юры

Таким образом, 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 термический 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 Арыскумском прогибе.

Согласно результатам биомаркерного анализа, из представленного графика зависимости соотношений изопреноидов Пристан и Фитан (Pr и Ph) и нормальных алканов С17 и С18 (Рис. 8), которая дает информацию о биодеградации, степени термической зрелости нефти в момент генерации и условиях диагенеза видно, что 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 Арыскумского прогиба произошли из нефтематериснких пород, образовавшихся в смешанных условиях.

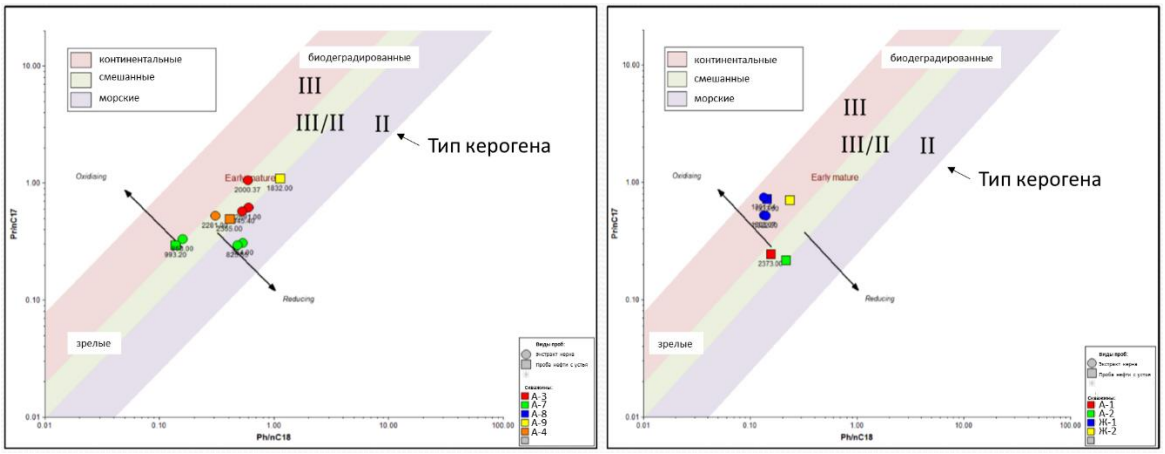

Рис. 8. График зависимости соотношений изопреноидов Пристан и Фитан (Pr и Ph) и нормальных алканов С17 и С18.

Третье защищаемое положение. *ЮТБ является полиочаговым бассейном, в пределах которого выделяются ряд латерально обособленных, автономных очагов генерации УВ в нижнеюрских отложениях, пространственное распределение которых обусловлено развитием грабен-синклиналей, и являются определяющим фактором процесса генерации УВ в бассейне. Органическое вещество нижнеюрских НГМТ характеризуется очень высоким потенциалом. В поздней юре нижнеюрская НГМТ на глубинах ниже 2200 м на Жыланшыкском прогибе, и 2600м на Арыскумском прогибе вошла в нефтяное окно, в результате чего ОВ было существенно выработано.*

Глава 3. Генерации УВ и условия формирования и размещения очагов генерации УВ по результатам моделирования

Для оценки генерационного потенциала использовались результаты геохимических исследований (гл. 2), показатели термальной зрелости (гл. 4). Моделирование процесса генерации позволило определить возможные пути миграции из установленных очагов генерации УВ и их аккумуляцию в ловушках различного типа. Если сопоставить результаты моделирования с существующей схемой нефтегазоносности бассейна и фактическим пространственным распределением месторождений нефти и газа, то мы можем видеть подтверждаемость до 80% (Рис. 9). Результаты 3Д бассейнового моделирования показывают, что, начиная с верхней юры нижнеюрская НГМТ вошла в нефтяное окно в наиболее погруженных частях грабен-синклиналей. Анализ результатов моделирования свидетельствует о существенной выработанности керогена нижнеюрской толщи. Выполненные расчеты показывают, что первые скопления жидких УВ в средне-верхнеюрских ловушках могли сформироваться 150 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.

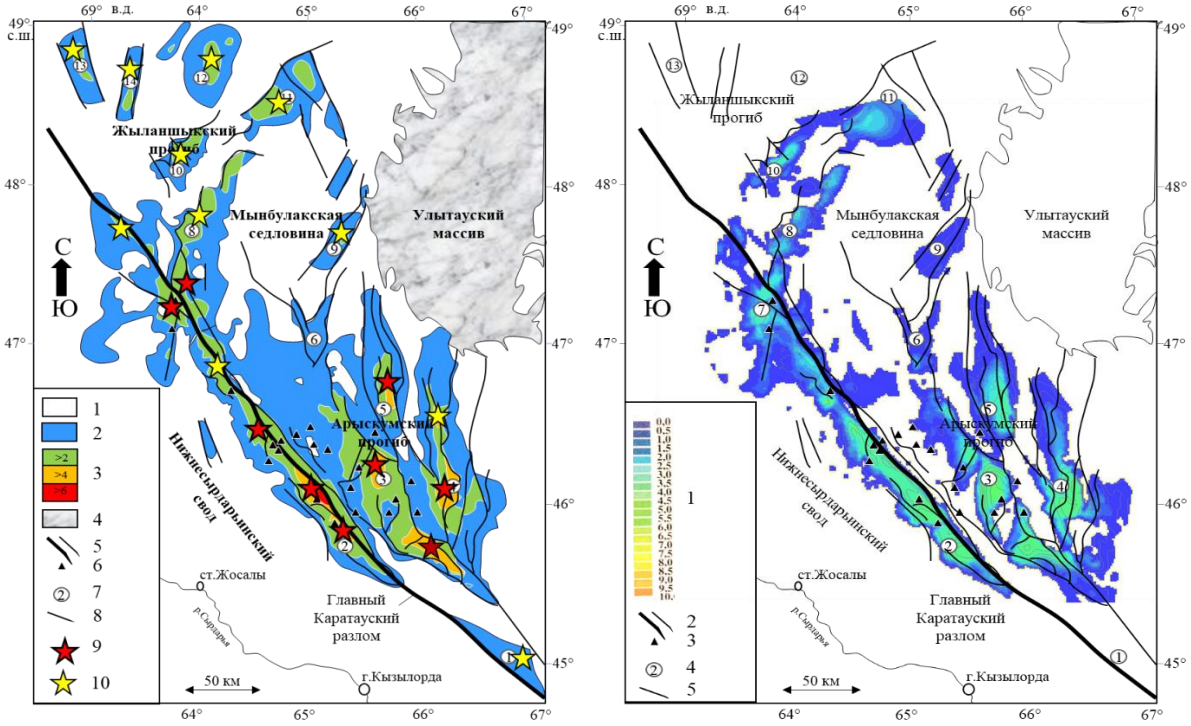

Рис 9. А) Схема выявленных и возможных очагов генерации УВ в пределах ЮТБ, приуроченные к отдельным грабен-синклиналям. (1 – кайнозойские меловые отложения; 2 – область развития отложений юры под чехлом меловых и кайнозойских отложений; 3 – общая мощность отложений юры, мела и кайнозоя в км; 4 – выходы докембрия и палеозоя; 5 – разломы; 6 – нефтяные месторождения; 7 - грабен-синклинали; 8 – река Сырдарья; 9 – выявленные очаги генерации УВ; 10 – предполагаемые очаги генерации УВ.); Б) Схема удельных плотностей генерации УВ нижнеюрской НГМТ (в МТ) (1 – шкала удельных плотностей генерации УВ в МТ; 2 – разломы; 3 – нефтяные месторождения; 4 грабен-синклинали; 5 – река Сырдарья;)

Моделирование процесса трансформации керогена и степени его истощенности (рис. 10) в пределах всей площади ЮТБ позволяет определить главные зоны генерации УВ. 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 Арыскумского прогиба - в южной части ЮТБ, где сосредоточены основные выявленные на сегодня месторождения нефти и газа, нижнеюрская НГМТ находится в условиях преимущественной генерации газа.

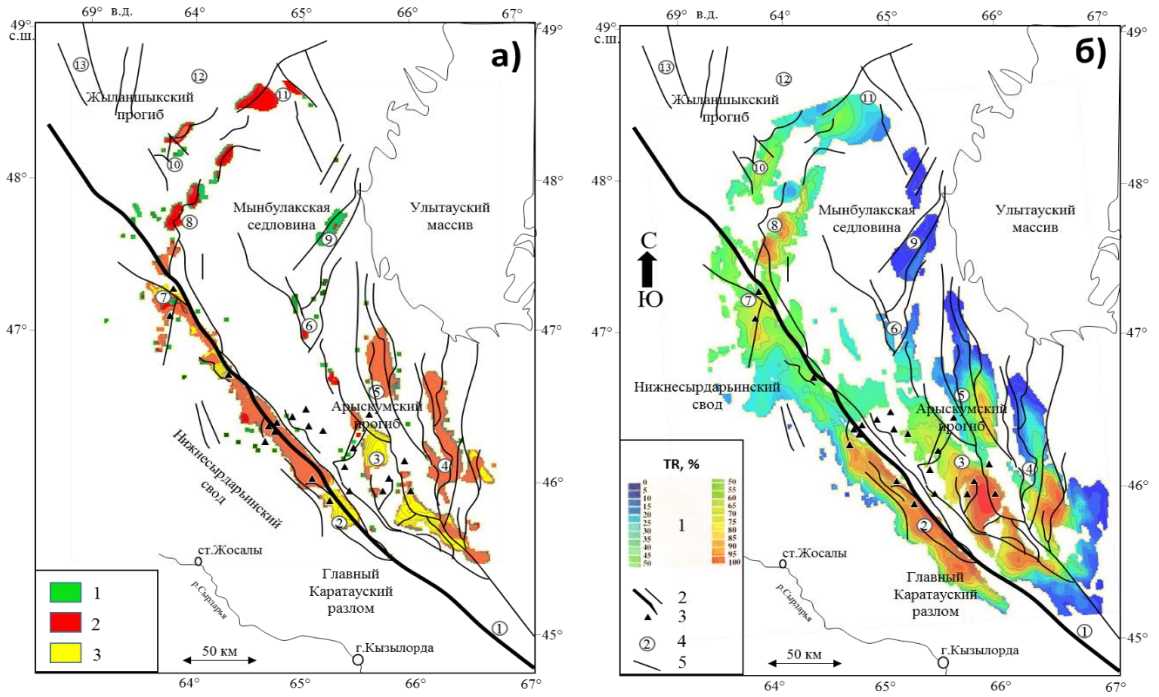

Рис. 10. а) схема зрелости нижнеюрской НГМТ в пределах грабен-синклиналей (1 – области распространения незрелой НГМТ; 2 – области преимущественной генерации нефти; 3 – области преимущественной генерации газа); б) изменение индекса TR нижнеюрской НГМТ (1 – шкала изменения индекса TR в %; 2 – разломы; 3 – нефтяные месторождения; 4 грабен-синклинали; 5 – река Сырдарья);

Степень истощенности керогена ОВ (индекс зрелости TR) на современном этапе развития системы характеризуется максимальными значениями (более 90%) в пределах погруженных частей грабен-синклиналей с постепенным уменьшением в сторону приподнятых участков – горст-антиклиналей. Области наибольшей зрелости ОВ НГМТ соотносятся с областями наиболее высоких плотностей генерации УВ (Рис. 10). При этом максимальное количество УВ генерировалось в пределах Арыскумского прогиба, а точнее в Арыскумской, 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. Миграция УВ осуществлялась от центра к склонам грабенов и по разломам вертикально в их центральной части.

Абсолютные значения объемов УВ не следует рассматривать буквально, учитывая региональный характер трехмерной модели и степень неопределенности геометрических характеристик НГМТ.

Модельные построения, основанные на геохимических, термобарических исследованиях и технологии бассейнового моделирования, свидетельствует о том, что ЮТБ является полиочаговым бассейном, в пределах которого выделяются десятки латерально обособленных автономных очагов генерации УВ в нижнеюрских отложениях. Пространственное распределение очагов генерации УВ обусловлен развитием грабен-синклиналей, тектоническими их особенностями,

генерационным потенциалом слагающих осадочных комплексов, региональной и локальной неоднородности теплового поля, пластовых температур и распределения давлений внутри выявленных мини-бассейнов. Наличие очагов в пределах грабенов и их потенциальные возможности являлись определяющим фактором процесса генерации в бассейне.

Четвертое защищаемое положение. *Температурный режим во впадинах, где грабен-синклинали имеют глубину более 6-7 км в узкой осевой полосе, а проводящие дизъюнктивы и зоны повышенной трещиноватости, являются каналами тепломассопереноса из глубин, характеризуется повышенными значениями. Всемерное присутствие аномального объема инертных газов глубинного происхождения в мезо-кайнозойском осадочном чехле впадин, а именно высокое содержание азота, связаны с материнскими породами, богатыми углями, которые были подвергнуты высоким температурам на стадии метагенеза.*

Глава 4. Термобарические условия осадочных комплексов Южно-Торгайского бассейна

Площадь исследований относится к району с достаточно высокими эндогенными геотемпературными характеристиками. Так, на «Схеме геотермического районирования территории СССР» (1:10 000 000, 1983 г.) она относится к молодой активизационной впадине, к области эволюционного накопления тепла под чехлом слаболитифицированных теплоизолирующих осадков с тепловым потоком 55-60 мВт/м2 и температурой на глубине 10 км около 350ºС. Результаты моделирования подтверждает возможное наличие глубинных каналов тепломассопереноса в погруженных частях грабен-синклиналей. Так, вдоль основного регионального Каратауского разлома, а также остальных локальных глубинных разломов, выделяются узкие зоны с аномально высокими температурами 250 ºС, приуроченных к глубинам залегания нижнеюрской НГМТ - 5-6 км в пределах Арыскумского прогиба (Рис. 11). Пластовые давления в пределах всего Южно-Торгайского бассейна находятся на уровне гидростатических (например, в скважине А-1 давление продуктивного пласта, залегающего на глубине 2350м составляет всего лишь 180 атмосфер). Поровые и пластовые давления и их градиенты, соответствующие или близкие к гидростатическим, в данном случае характеризует обстановку относительной подвижности флюидов и осуществленной (или осуществляющейся) их миграции. В пределах ЮТБ зоны АВПД не выявлены, что свидетельствует о благоприятных условиях для миграции УВ.

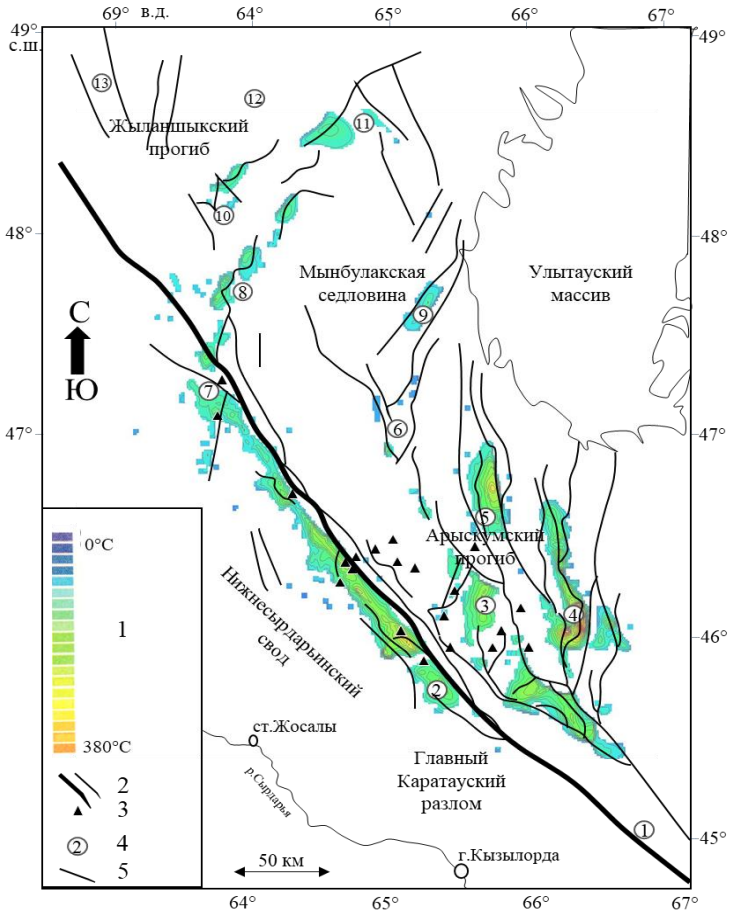

Рис. 11. Карта распределения температур

1 – шкала распределения температур в °С; 2 – разломы; 3 – нефтяные месторождения; 4 грабен-синклинали; 5 – река Сырдарья;

Пятое защищаемое положение. *В Южно-Торгайском бассейне, в миграционных процессах и при формировании залежей и месторождений УВ, доминирующей формой движения природных флюидов является субвертикальная миграция по плоскостям проводящих дизъюнктивов в центральных частях грабенов и по зонам повышенной трещиноватости. В результате двух стадий тектонической инверсии в поздней юре и позднемеловом периоде, произошла вторичная миграция и аккумуляция УВ и формированные залежей в антиклиналях - в областях горстов, структурных носах и тектонически экранированных ловушках по обеим сторонам Главного Каратауского разлома и в выступах фундамента между грабен-синклиналями.*

Глава 5. Миграция и аккумуляция УВ в Южно-Торгайском бассейне

Осадочно-миграционная теория формирования залежей УВ хорошо подтверждается на малых глубинах (верхняя юра, мел), когда имеются протяженные, выдержанные по площади проницаемые пласты, способные «впитывать» из смежных нефтематеринских толщ УВ и обеспечивать их латеральную миграцию. Однако на глубинах залегания нижнеюрских (3-5 км) НГМП и значительной расчлененности как это имеет место в Южно-Торгайском бассейне, миграционные процессы и формирования залежей и месторождений УВ

доминирующей формой движения природных флюидов в геологическом пространстве является субвертикальная миграция по плоскостям проводящих дизъюнктивов и зонам повышенной трещиноватости. В зонах высокой геодинамической и геофлюидодинамической активности миграция флюидов вырабатывает в осадочном чехле субвертикальные каналы причудливой формы, заполненные разуплотненным материалом. Эти особенности отражаются на сейсмических диаграммах различными формами геологических тел (Рис 12).

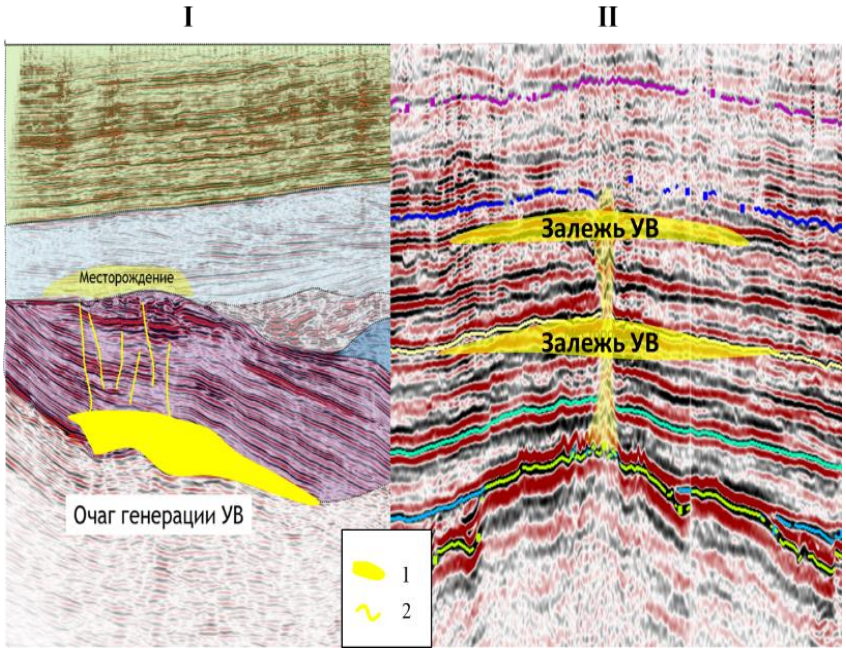

Рисунок 12. Возможные пути миграции УВ в пределах Арыскумской грабен-синклинали, образованные в результате: I - природных гидроразрывов пластов из нижнеюрских нефтематериснких пород сазымбайской и айболинской свит в дощанскую свиту средней юры; II - мгновенных грязевых вулканов и высвобождения УВ из глинистых отложений нижнедаульской свиты в песчаные коллектора верхнедаульской свиты нижнего мела. 1 – очаг генерации УВ; 2 – предполагаемые пути миграции УВ.

По результатам бассейнового моделирования определены возможные пути миграции из установленных очагов генерации УВ и их аккумуляция в структурных ловушках вышележащих отложений. Если сопоставить результаты моделирования с существующей схемой нефтегазоносности бассейна и фактическим пространственным распределением месторождений нефти и газа, то мы можем видеть подтверждаемость до 80%. 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 Арыскум.

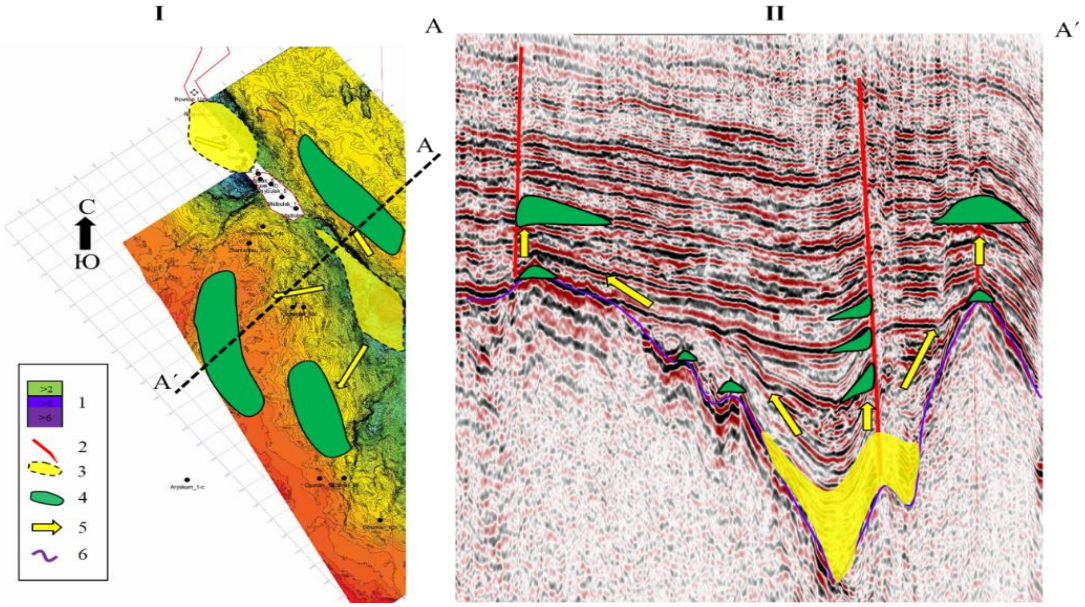

Рисунок 13. Схема вертикальной миграции УВ из единого очага генерации – погруженных нижнеюрских глинистых отложений айболинской и сазымбайской свит в пределах Арыскумской грабен-синклинали.

I – Структурная карта по кровле фундамента, показывающее предполагаемые очаги генерации УВ и зоны их накопления по предполагаемым путям миграции. II – Сейсмический временной разрез по линии А-А´, где иллюстративно показаны очаг генерации УВ, предполагаемые пути миграции УВ и выявленные месторождения нефти и газа.1 – отметки кровли отложений фундамента в км; 2 – разломы; 3 – очаг генерации УВ; 4 – зоны накопления УВ; 5 – предполагаемые пути миграции УВ; 6 – сейсмический отражающий горизонт по кровле фундамента.

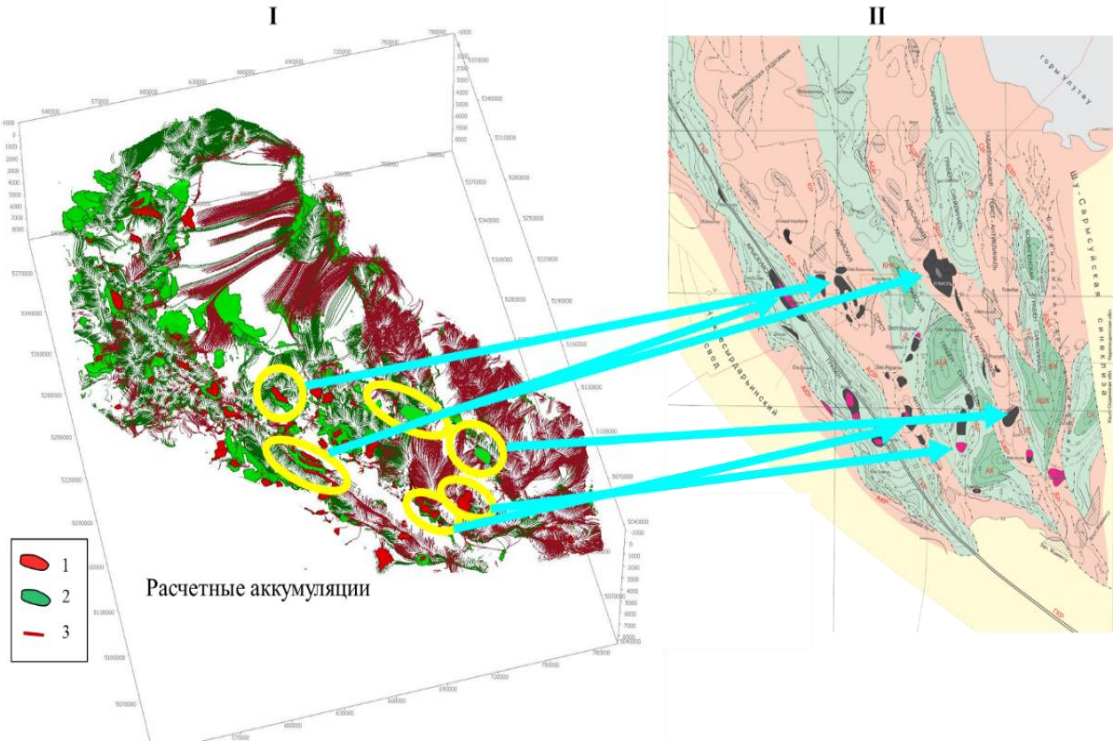

Рис. 14. Трехмерная схема аккумуляции УВ с указанием крупных месторождений нефти и газа

Моделирование структурно-тектонического каркаса показало, что ловушки в антиклиналях были образованы в области горстов, а структурные носы и

тектонически экранированные ловушки были сформированы по обеим сторонам ГКР под контролем сдвиговых движений в ранне-средней юре и нынешнее положение было сформировано под контролем инверсионных сдвиговых движений в позднеюрском и позднемеловом периоде. Эти ловушки обеспечили образование эффективных резервуаров для аккумуляции нефти и газа, обнаруживаемые по сей день в Южно-Тургайском бассейне.

Два события, связанные со сжатием бассейна, происходившие в поздней юре и в позднем мелу, сформировали ряд тектонически экранированных полусводов. Экранированные разломами структурные носа вдоль зоны главного разлома, обеспечили эффективное резервуарное пространство для накопления углеводородов (рис. 13).

Нижнеюрские нефтематеринские породы Южного Тургая бассейна начали генерировать много углеводородов в конце юры, и первая нефть была аккумулирована также в период тектонической инверсии в поздней юре. Основное направление миграции нефти и газа были:

(1) латеральная миграция и заполнение сводовых поднятий в области горста и стратиграфически и литологически экранированных ловушек на склонах грабенов;

(2) вертикальная миграция с обеих сторон Главного Каратауского разлома, образующего структурные носы, экранированные разломами (блоковые структуры).

Благодаря двум стадиям тектонической инверсии в поздней юре и позднемеловом периоде, произошла вторичная миграция УВ в окончательно сформированные ловушки. Горсты образуют ловушки для накопления большего объема УВ, чем грабены. Горсты образовались в начале сдвиговых движений ГКР в период ранне-средней юры и коллекторские свойства были лучше за счет длительного выветривания и эрозии. Более того, антиклинали на сводах горстов подходят для длительного накопления нефти.

Четыре грабена Южно-Тургайского бассейна имеют большие различия в степени накопления нефти, где западные грабены благоприятны, чем восточные. Это связано с различием в степени инверсии структур в Южном Тургае. С самой высокой степенью инверсии, Арыскумский грабен накапливал максимум нефти. С запада на восток степень инверсии уменьшается, и, следовательно, накопление нефти тоже.

Глава 6. Перспективы нефтегазоносности и обоснование приоритетных направлений геологоразведочных работ в Южно-Торгайском бассейне

В пределах ЮТБ залежи нефти и газа связаны, в основном, с брахиантиклинальными складками платформенного типа в пределах наиболее изученного Арыскумского прогиба. При этом результаты геохимических исследований и бассейнового моделирования, выполненного в рамках данной диссертационной работы, показывают хорошие перспективы Жыланшыкского

прогиба с аналогичными характеристиками структурно-тектонического и литолого-фациального строения и развития.

На основании имеющихся геолого-геофизических данных на участке и по результатам региональных сейсморазведочных работ на площади Жыланшыкского прогиба, в бассейне выделяется несколько перспективных зон накопления углеводородов:

- Зона наиболее вероятного накопления УВ расположена в пределах всего восточного склона Нижне-Сырдарьинского свода, бортовые части всех горст-антиклиналей Жыланшыкского прогиба по отложениям палеозоя и неокома, где локализуются потенциальные поднятия, а также в зоне выклинивания юрских и нижнемеловых отложений выделяются ловушки стратиграфического типа. Структуры осложнены тектоническими нарушениями, которые могут сыграть роль подводящего канала, а генерационной зоной накопления углеводородов могут являться погруженные ниже 2200 м нижнеюрские отложения прилегающих грабен-синклиналей.

- К зоне возможного накопления УВ относятся тектонически-экранированные глубинными разломами ловушки в центральных частях всех грабен-синклиналей, выполненные юрскими и нижнемеловыми отложениями.

- Возможные накопления УВ могут быть приурочены к погребенным поднятиям палеозойского основания, перекрытые мезозойскими осадками. Поднятия можно выделять по горизонту PZ и, предположительно, связываются с образованием карбонатных тел в фаменско-турнейских отложениях и структурами облекания в отложениях неокома и апт-альба.

- К еще одной зоне возможного накопления УВ относятся неантиклинальные ловушки УВ, преимущественно стратиграфические, образованные выклиниванием на палеозойское основание юрских и неокомских пород-коллекторов по флангам грабен-синклиналей и перекрытых глинистыми отложениями, а также литологически-ограниченные линзовидные ловушки, находящихся в неструктурных условиях. По мере погружения центральных частей грабен-синклиналей боковые зоны (фланги) оставались непрерывно поднятыми, формируя первичные ловушки, к которым направлялись вытесненные углеводороды, а какая-то часть задерживалась в русловых, шнурковых ловушках преимущественно верхнеюрских и нижнемеловых толщ. Поиск и локализация такого типа ловушек является очень сложной задачей и требует постановки работ 3Д.

В Жыланшикской зоне перспективными представляются восточные пологие борта Сазымбайской и Кулагакской грабен-синклиналей. Аналогичные зоны могут быть выявлены на южном погружении Мынбулакской седловины, где бурением ряда структурных скважин установлено резкие сокращения мощностей вплоть до полного выклинивания юрских и нижнемеловых отложений.

Жиланшикский прогиб, являющийся продолжением Арыскумского рифтового пояса, состоит из горст-антиклиналей и грабен-синклиналей и несомненно в их пределах палеозойско-протерозойский комплекс отложений и все примкнувшиеся

структуры могут быть нефтеносными. По этой причине предлагаются детальные сейсмические исследования осадочного чехла и квазиплатформенного комплекса отложений.

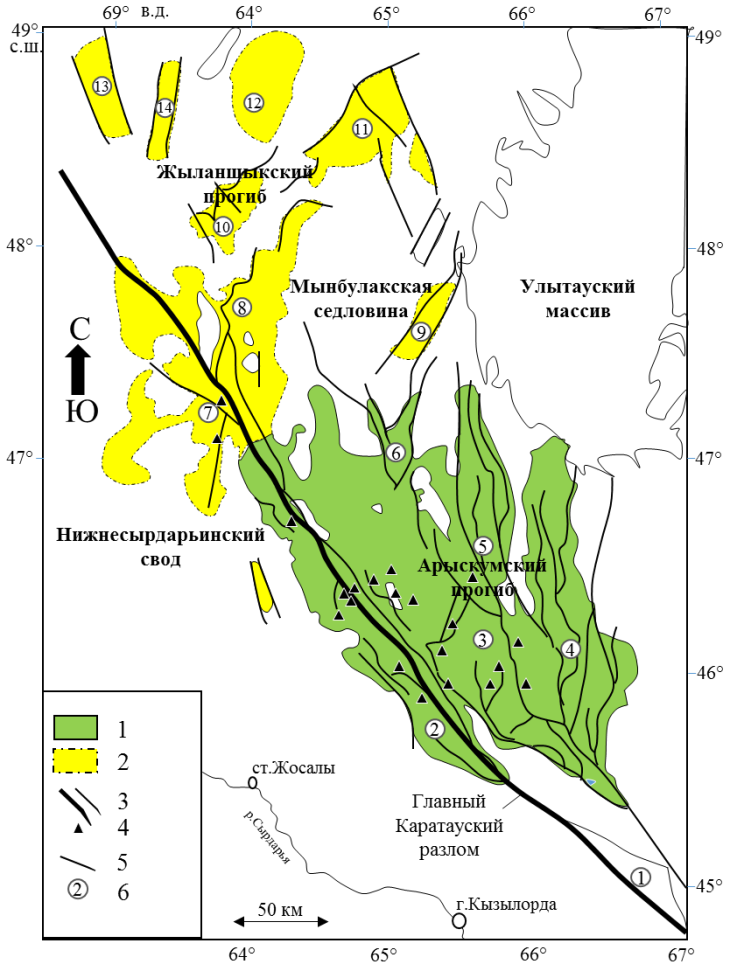

Рис. 15. Карта перспектив нефтегазоносности

1 – нефтегазоносные территории; 2 – нефтегазоперспективные территории; 3 – разломы; 4 – нефтяные месторождения; 5 – река Сырдарья; 6 – грабен-синклинали;

Сейсмические исследования МОГТ-2D с более высокой разрешенностью и плотностью сети 10 км х 20 км рекомендуется на участках, охватывающих большую территорию Жыланшикского прогиба. Эти профили должны выполняться комплексом методов:

- сейсмические исследования МОГТ-2D с высокой кратностью и длинной записи не менее 6 сек;
- сейсмические исследования КМПВ;
- метод магнитотеллургического зондирования (МТЗ);
- гравиметрические и магнитометрические профильные исследования;
- комплексная обработка и интерпретация с объемным моделированием разреза Земной коры.

Заключение

Основные выводы диссертационной работы сводятся к следующему:

1. Эволюция Южно-Торгайского осадочного бассейна тесно связана с развитием активного Каратау-Таласо-Ферганского разлома (КТФ), вдоль которого происходило развитие правостороннего сдвига в три этапа: в поздней перми и триасе, в ранней и средней юре и в позднем кайнозое. После интенсивного сжатия во время инверсионного периода, в области горстов были образованы ловушки в антиклиналях, и структурных носах, и тектонически экранированные ловушки.

2. В ЮТБ выделяется - **нижнеюрская генерационно-аккумуляционная углеводородная система (ГАУС),** с элементами:

НГМТ - нижней юры (нерасчлененной айболинской и сазымбайской свит); ОВ нижнеюрских НГМТ характеризуется очень высоким потенциалом. Значения Сорг в образцах достигает до 75,88. Нижнеюрская НГМТ с начала поздней юры вошла в нефтяное окно на глубинах ниже 2200 м на Жыланшыкском прогибе и 2600 м на Арыскумском прогибе.

Резервуаров - песчаники дощанской свиты средней юры, кумкольской свиты верхней юры и арыскумского горизонта нижнего мела;

флюидоупоры - глинистые отложения карагансайской свиты средней юры, акшабулакской свиты верхней юры и нижнедаульской свиты нижнего мела.

3. ЮТБ является полиочаговым бассейном, в пределах которого выделяется ряд латерально обособленных, автономных очагов генерации УВ в нижнеюрских отложениях. Пространственное распределение очагов генерации УВ обусловлено развитием грабен-синклиналей, и являются определяющим фактором процесса генерации в бассейне.

4. Главную роль в температурном режиме региона играет повышенный температурный режим в изучаемых впадинах, где грабен-синклинали имеют глубину более 6-7 км в узкой осевой полосе, а проводящие дизъюнктивы и зоны повышенной трещиноватости являются каналами тепломассопереноса из глубин. Всемерное присутствие аномального объема инертных газов глубинного происхождения, а именно высокое содержание азота, связано с материнскими породами богатыми углями, которые были подвергнуты высоким температурным воздействиям на стадии метагенеза.

5. В Южно-Торгайском бассейне, в миграционных процессах и в формировании залежей и месторождений УВ доминирующей формой движения природных флюидов является субвертикальная миграция по плоскостям проводящих дизъюнктивов в центральных частях грабенов и по зонам повышенной трещиноватости. В результате двух стадий тектонической инверсии в поздней юре и позднемеловом периоде произошла вторичная миграция и аккумуляция УВ и формированные залежей в антиклиналях - в областях горстов, структурных носах и тектонически экранированных ловушках по обеим сторонам ГКР и в выступах фундамента между грабен-синклиналями.

6. Основные перспективы приращения ресурсов и запасов углеводородов в пределах впадины связаны с освоением северо-западной части впадины в пределах Жыланшыкского прогиба, а также в зоне ее стыка с Арыскумским прогибом и Мынбулакской седловиной.

По теме диссертации опубликованы следующие работы:

1. Болат Е., Нукенов М.К. Строение и перспективы нефтегазоносности Нижне-Сырдарьинского свода в зоне сочленения с Южно-Торгайским бассейном // «Известия Национальной академии наук Республики Казахстан» - Алматы, 2015, №412, С.43-52
2. Болат Е., Бисенгалиев Д.Л., Нукенов М.К. Прогноз неантиклинальных ловушек в Жинишкекумской и западной части Арыскумской грабен-синклиналях Южно-Торгайского бассейна // «Известия Национальной академии наук Республики Казахстан» - Алматы, 2015, №411, С.57-68
3. Болат Е., Кан А.В. Возможности прироста запасов нефти и газа в Южно-Торгайском бассейне с целью восполнения их добычи в регионе // Расширение базы углеводородов в Казахстане (сборник статей на базе докладов II-го Международного форума по геологоразведке «Kazakhstan Geology Forum: Oil and Gas 2018) – Алматы, КОНГ, 2018, С.120-124
4. Болат Е., Бисенгалиев Д.Л. Прогноз неантиклинальных ловушек в Жинишкекумской и западной части Арыскумской грабен-синклиналях Южно-Торгайского бассейна // Научно-технический журнал «НЕФТЬ И ГАЗ» - Алматы, 2015.5 (89), С.37-50
5. Болат Е., Нукенов М.К. Строение и перспективы нефтегазоносности Нижне-Сырдарьинского свода в зоне сочленения с Южно-Торгайским бассейном // Нефтегазоносные бассейны Казахстана (книга, посвященная 35 международному геологическому конгрессу в ЮАР) - Алматы, КОНГ, 2015, С.385-393
6. Болат Е., Нукенов М.К., Бисенгалиев Д.Л. Прогноз неантиклинальных ловушек в Жинишкекумской и западной части Арыскумской грабен-синклиналях Южно-Торгайского бассейна // Нефтегазоносные бассейны Казахстана (книга, посвященная 35 международному геологическому конгрессу в ЮАР) - Алматы, КОНГ, 2015, С.394-405