

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Российский Государственный Геологоразведочный Университет Имени Серго
Орджоникидзе»

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

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук,
профессор, заслуженный геолог РФ
Керимов В.Ю.

Москва - 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА	8
1.1. МОДЕЛИРОВАНИЕ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО КАРКАСА ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА.....	9
1.2. ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЭВОЛЮЦИИ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА.....	21
ГЛАВА 2. УВ СИСТЕМЫ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА, ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ	32
2.1. ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕДР ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	33
ГЛАВА 3. ГЕНЕРАЦИИ УВ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ УВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ	59
ГЛАВА 4. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА	68
ГЛАВА 5. МИГРАЦИЯ И АККУМУЛЯЦИЯ УВ В ЮЖНО-ТОРГАЙСКИЙ БАССЕЙНЕ ..	71
ГЛАВА 6. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОБОСНОВАНИЕ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ЮЖНО-ТОРГАЙСКОМ БАССЕЙНЕ	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	95

ВВЕДЕНИЕ

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 Арыскупского 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 2000м, 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 условия 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 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, которая ранее рассматривалась малоперспективной. Проведенные исследования углеводородных систем позволили ранжировать изучаемую территорию с точки зрения перспектив нефтегазоносности и определить перспективные направления ГРП 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. Результатам исследования 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 керн на установке Rock-Eval 6;

- определены отражающие способности витринита 33 образцах;

- биомаркерный анализ проб нефти экстрагированных из керн или отобранных на устье продуктивных 11 скважин, пробуренных в 2016-17 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.

Основные защищаемые положения

1. 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 носсах и тектонически экранированные ловушки.

2. 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

арыкумского 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.

3. 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 на Жыланшыкском прогибе и 2600м на Арыкумском прогибе вошла в нефтяное окно, в результате чего ОВ была существенно выработано.

4. 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 метаногенеза.

5. 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 сформированные 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.

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 наименования.

Фактический материал

В диссертационной работе использованы многочисленные литературные и фондовые данные по геохимии органического вещества, изотопному составу углерода газов, кислорода и водорода, показателям температур и давлений. Создаваемые карты были скорректированы по результатам переинтерпретации новых сейсмических данных 2Д и 3Д, выполненными в период 2014-2017гг 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, 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».

Глава 1. Особенности геологического строения Южно-Торгайского бассейна.

Вопросы геологического строения, истории развития, тектоники, литологии и нефтегазоносности Южно-Торгайской впадины освещены в многочисленных трудах исследователей, таких как: Альпаев А.А., Акчулаков О.А., Быкадоров И.В., Воцалевский Э.С., Вассоевич Н.Б., Жолтаев Г.Ж., Зейлик Б.С., Мурсалимов С.Д., Кобзарев Г.Ю., Куандыков Б.М., Парагульгов Х.Х., Подколзин В.Ф., Сапожников Р.Б., Шахабаев Р.С., Филипьев Г.П. и др. Отложения формирующие палеозойско-триасовый, юрский и мел-палеогеновый структурные этажи квазиплатформенного и осадочного чехла Южно-Торгайского осадочного бассейна существенно отличаются друг от друга. Домезозойское основание на значительной части территории Южно-Торгайского нефтеносного осадочного бассейна представлен квазиплатформенным (переходным) комплексом (D2-P?), наложенным на протерозойско-нижнепалеозойский кристаллический фундамент.

Особенностью юрских литоккомплексов является формирование их в исключительно внутриконтинентальных условиях, характеризующихся активным тафрогенным тектоническим режимом, обусловивших, в свою очередь, формирование узких линейно-вытянутых грабенов, расширяющихся вверх по разрезу по каждому выполняющему их ритмокомплексу отложений и разделенных относительно плоскими, устойчивыми выступами фундамента, не испытавшими активного воздымания. Юрский комплекс отложений представлен тремя ритмотолщами, сформировавшихся в три этапа крупных циклов седиментогенеза, каждый из них, в свою очередь, начинался с формирования пачек грубообломочных пород и заканчивался накоплением преимущественно глинистой толщи.

В первый цикл юрского седиментогенеза сформировались литокомплексы сазымбайской и айбалинской свит, во второй – дощанской и карагансайской и в третий – кумкольской и акшабулакской свит. Юрская часть представлена преимущественно речными и озерными фациями. Литокомплекс грубообломочных пород фации конусов выноса к центральной части грабенов сменяется комплексом отложений фаций аллювиальной равнины.

Нефтематеринскими являются нижнеюрские отложения и, возможно, палеозойские.

Мел-палеогеновый структурный этаж Южно-Торгайского осадочного бассейна формировался в период длительных прерывисто-пульсационных прогибаний Туранской плиты, сопровождавшихся морскими трансгрессиями. Представлен терригенными отложениями - пески и песчаники на глинистом и карбонатном цементе.

1.1 Моделирование структурно-тектонического каркаса Южно-Торгайского бассейна

В данной работе 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 1). 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.

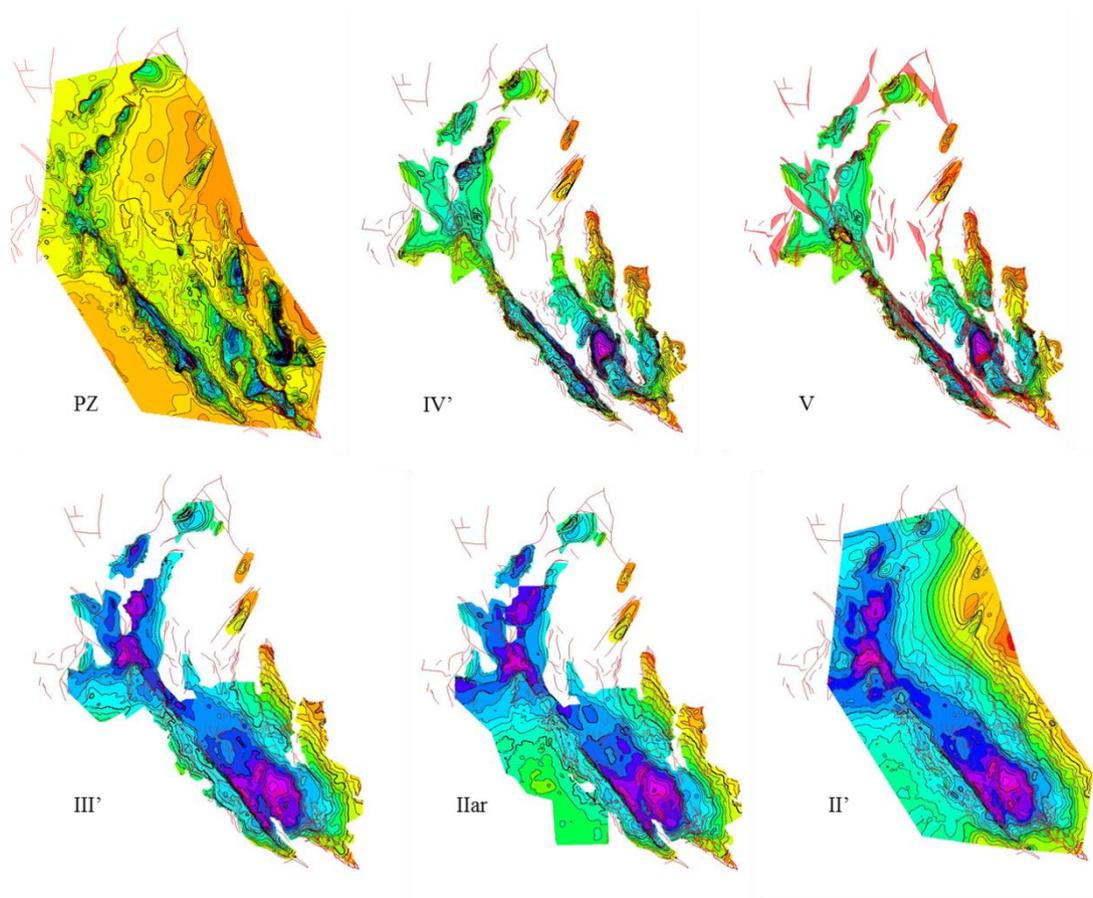


Рис. 1. Структурные карты, использованные в модели

II' – кровля карачетауской свиты нижнего мела K1kк; III – кровля верхнелаульской свиты верхнего неокома нижнего мела K1d2; Пар – кровля арыкумского горизонта нижнедаульской свиты нижнего неокома нижнего мела K1nclar; 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.

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 замыкании Даутской грабен-синклинали составляет 10 км, увеличиваясь к северо-западу до 210 км.

В строении впадины по фундаменту участвуют три крупных структуры: Жыланшикский и Арыкумский 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

простирается 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 простирающимся горст-антиклиналям и грабен-синклиналям, тем самым подтверждая решающую роль этих структур в их образовании (Рис. 2).

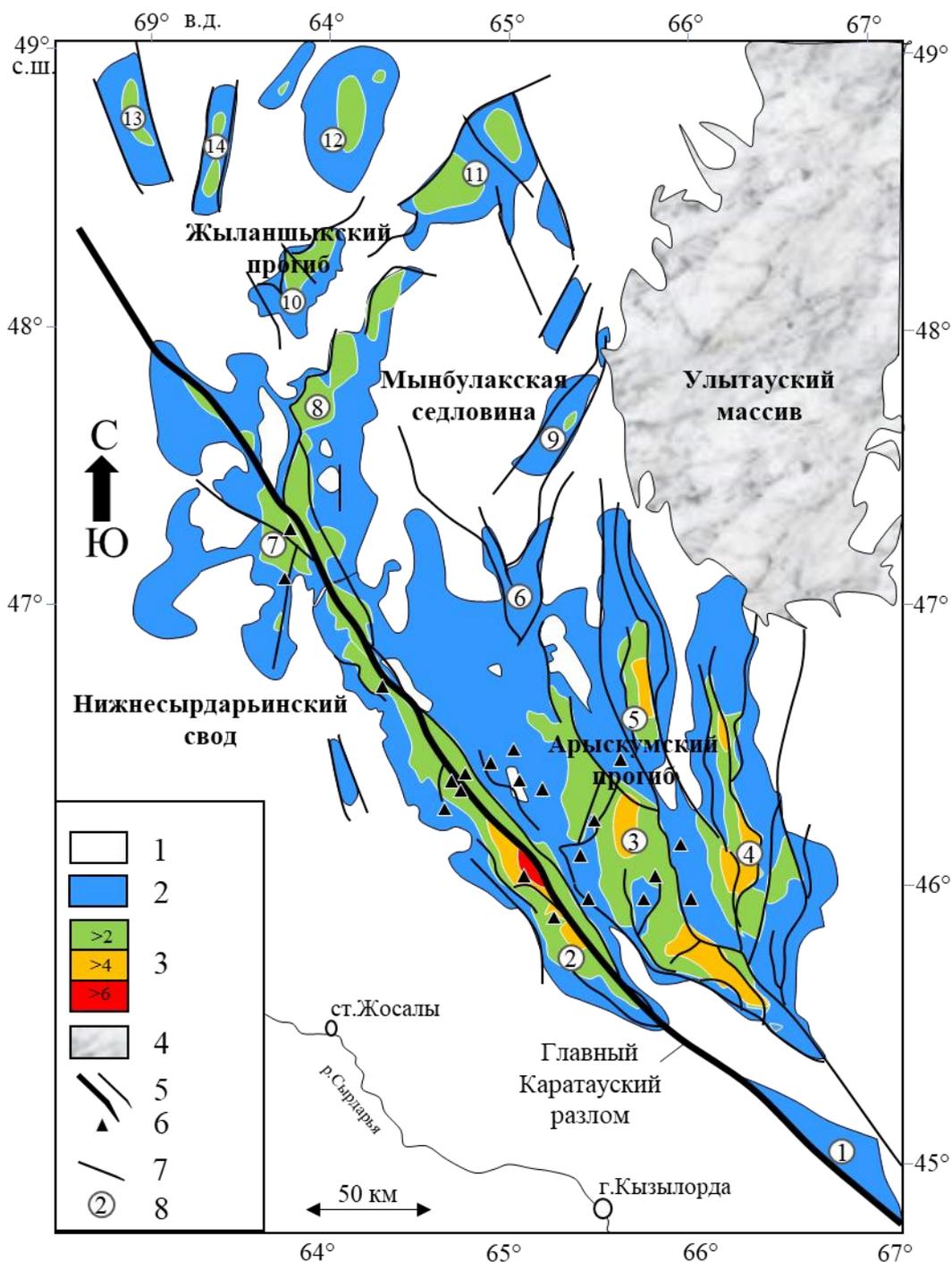


Рис. 2. Структурная карта по кровле палеозоя (подшве юры) ЮТБ.

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 - Арыскупская, 3 – Акшабулакская; 4 – Бозингенская, 5 – Сарыланская, 6 – Кульсайская, 7 - Жинишкекумская, 8 – Черкитауская, 9 – Джимыкинская, 10 – Кулагакская, 11 – Бошакульская, 12 – Жанакуральская, 13- Ащисайская, 14 – Баймуратская.

В пределах **Жыланшыкского прогиба**, расположенного в северной части Южно-Торгайского НГБ, выделен ряд линейно-вытянутых грабен-

синклиналей, разделенных межграбеновыми выступами. Характерной особенностью этого прогиба является формирование на его площади ряда узких (шириной 10-20км) грабен-синклиналей преимущественно северо-восточного и субмеридионального простирания, выполненных средне-нижнеюрскими отложениями при отсутствии или сохранении лишь в центральных частях отрицательных структур верхнеюрских отложений.

Сазымбайская и прилегающие к ней с северо-востока Жанакуральская и с юга Черкитауская грабен-синклинали составляют наиболее значительную (площадью до 2500км²) область накопления юрских осадков, ограниченную и нарушенную серией разломов северо-восточного и северо-западного направлений с амплитудами от первых сотен метров до 1000м. Наибольшую амплитуду имеет Кулагакский сброс северо-восточного направления, ограничивающий с северо-запада Сазымбайскую и Кулагакскую грабен-синклинали. По сейсморазведочным данным и результатам глубокого бурения этот сброс морфологически выражен кулисообразной зоной дробления шириной 10км и протяженностью до 32км. С юго-запада она ограничена сбросом северо-западной ориентировки, имеющим протяженность до 15км и амплитуду 600м. за пределами локальной структуры Кулагак одноименный сброс кулисообразно трассируется в сторону Жанакуральской грабен-синклинали, расположенной в самой северной части Жыланшиковского прогиба. Поверхность фундамента здесь глубокими скважинами не вскрыта и, по данным сейсморазведки глубина ее залегания достигает 2600-3400м.

В структурном плане Мынбулакское поднятие представляет собой крупный выступ фундамента шириной 40-50 км и протяженностью до 90км прилегающий на западе к Жыланшиковскому прогибу, южный моноклиналиный борт которого по поверхности фундамента полого погружается до отметок 400-800м. Юрский структурный этаж на большей части Мынбулакского поднятия отсутствует, выполняя в её пределах лишь изолированные, небольшие по площади грабен-синклинали, приуроченные к восточной части поднятия.

С юга к ней примыкают врезанные в фундамент северные центральные оконечности Бесоба-Теренсайской горст-антиклинали Арыскупского прогиба.

На юге поднятие ограничено Табакбулакской горст-антиклиналью с оперяющими нарушениями и Амангельдинским разломом. В пределах поднятия установлено большое число брахиантиклинальных структур с незначительной (до 50м, реже более 50м) амплитудой, осложняющих наиболее поднятые участки поверхности фундамента и его выступы.

В пределах **Арыскупского прогиба** по подошве осадочного чехла выделяются несколько глубокопогруженных, линейно-вытянутых и веерообразно расходящихся к северу грабен-синклинали: Жинишкекупская (в т.ч. Южно-Жинишкекупская), Арыскупская, Акшабулакская, Бесоба-Теренсайская, Сарыланская, Бозингенская, разделенные горст-антиклиналями: Аксайская, Ащисайская, Табакбулакская.

Как правило, грабен-синклинали по подошве осадочного чехла ограничены высокоамплитудными тектоническими нарушениями. В отличие от Жыланшиковского прогиба, юрский комплекс осадков здесь развит широко. Отсутствие их установлено на наиболее поднятых участках горст-антиклиналей в южном обрамлении Мынбулакского поднятия. Борты грабен-синклинали крутые, а глубина залегания поверхности фундамента варьирует от 2000-6000м в центральных частях, до 1540-2000м на бортах.

Ширина грабен-синклинали по площади развития отложений структурных ярусов значительно увеличивается снизу-вверх. Отложения нижнего структурного яруса, как правило, выполняют центральные части структур, среднего – перекрывают бортовые, а участками развиты и в пределах горст-антиклиналей (поднятие Кумколь). Верхнеюрский структурный ярус плащевидно перекрывает и основную часть площади выступов фундамента, подчеркивая унаследованный характер процесса формирования структур прогиба в предмеловой период.

Блоковое строение домезозойского комплекса, заложено в виде корневых разломов в теле фундамента в нижнепалеозойское время и в среднем палеозое, что привело к различным мощностям по региону этих отложений. Вышезалегающие отложения мезозоя по этой причине иногда залегают на докембрийском складчатом фундаменте, а иногда на квазиплатформенном комплексе.

В 2014-2015гг по заказу компаний АО «Кристалл Менеджмент» были проведены региональные исследования по построению комплексных геолого-геофизических разрезов и картированию разломно-блоковой модели строения домезозойского основания на западной части территории Южно-Торгайской впадины с охватом всех трех основных структурно-тектонических ее элементов (Рис. 3).

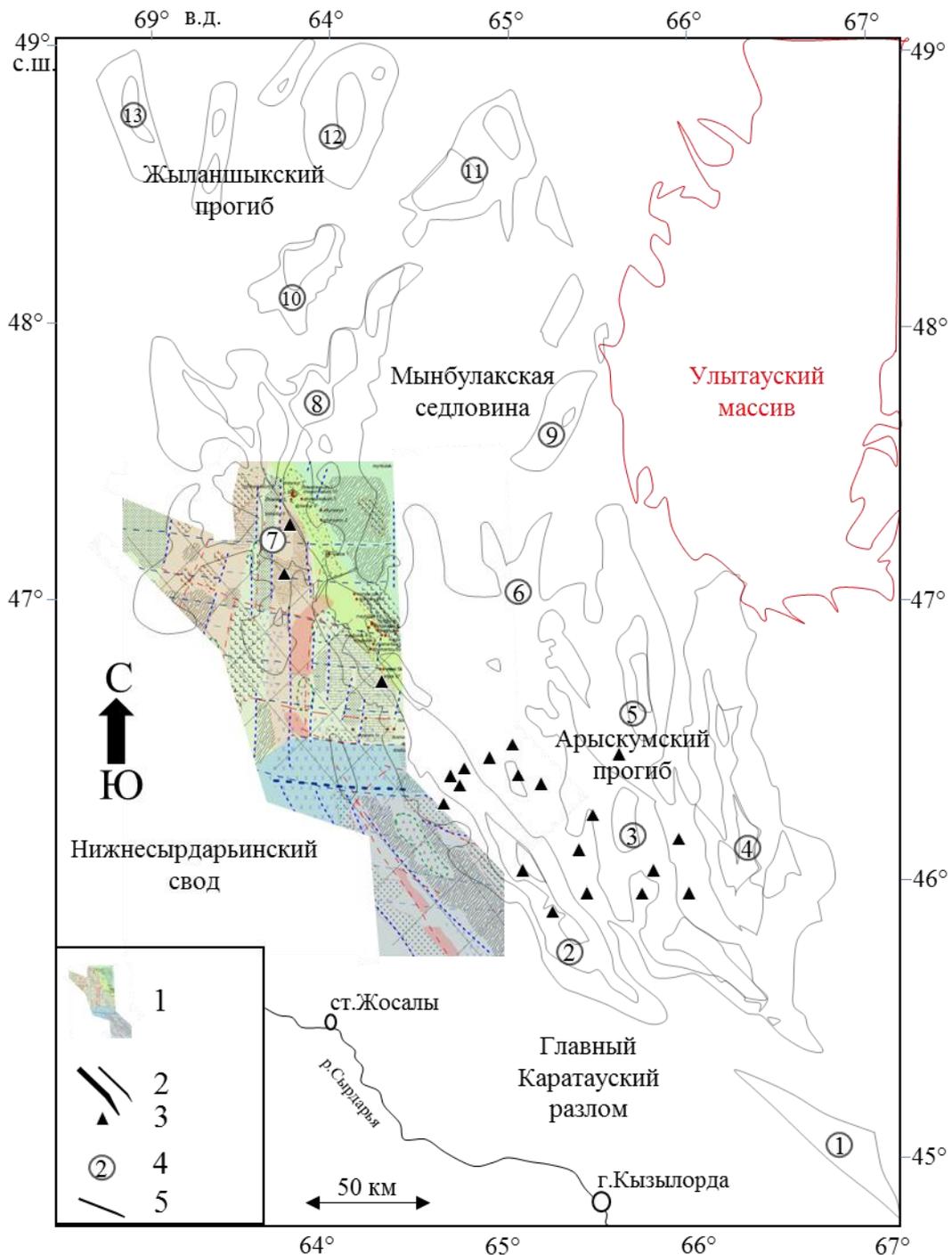


Рис. 3. Территория проведения региональных исследований по построению комплексных геолого-геофизических разрезов и картированию разломно-блоковой модели строения докембрийского основания.

1 – территория исследования; 2 – разломы; 3 – нефтяные месторождения; 4 – грабен-синклинали; 5 – река Сырдарья

В общем, методика состояла из следующих этапов:

1. По гравитационным картам и карте сопротивления докембрийского основания были выделены основные направления структур докембрийского основания прогиба.

2. По карте аномального магнитного поля были выделены основные магнитные тела и зоны. Им дана вещественная интерпретация по комплексу методов.

3. Выделены блоки и тела с положительными гравитационными аномалиями, не имеющими отражения в магнитном поле. По удельному электрическому сопротивлению (УЭС) и характеру волнового поля они привязаны к геологическим комплексам.

4. Аналогичным способом охарактеризованы объекты связанные с отрицательными аномалиями поля силы тяжести.

5. На основе главных направлений структур и результатам геологического истолкования основных аномалий вся территория исследования разделена на крупные зоны (блоки).

6. Результаты комплексной интерпретации сведены в геолого-геофизические разрезы по профилям и карту разломно-блоковой модели.

По совокупности признаков вся территория исследований была разделена на несколько зон или блоков (рис. 4): юг площади – Арысқумский блок, север – Жыланшықский блок, их разделяет Мынбулақский блок, с северо-востока к площади работ прилегает узкая зона Главного Каратауского разлома, а за ней – Аксайский блок.

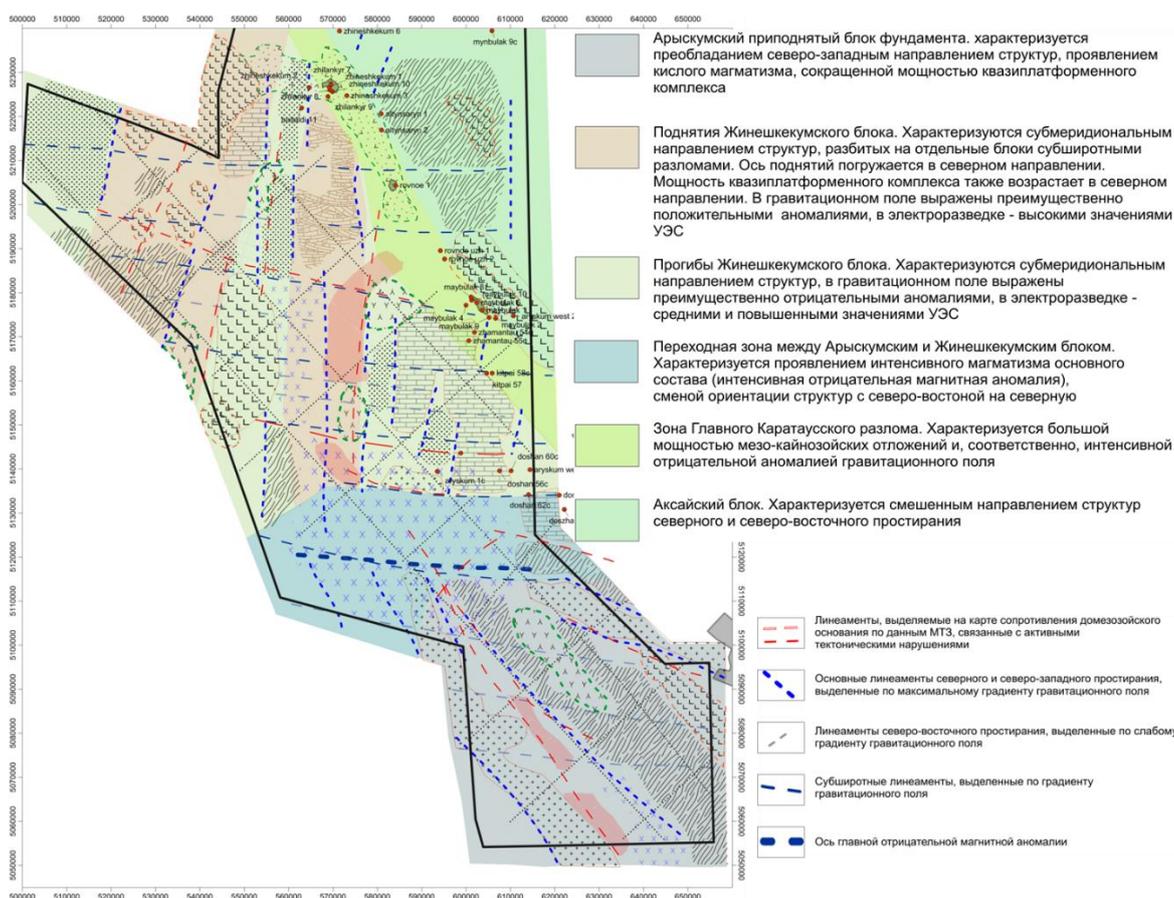


Рис. 4. Сводная геолого-геофизическая разломно-блоковая модель домезозойского основания территории исследования.

Перечислим основные черты каждого блока, на основе которых он выделялся.

Арыскупский прогиб – характеризуется преобладанием структур северо-западного направления, проявлением кислого магматизма, сокращенной или даже фрагментарной мощностью квазиplatformенного комплекса. По электроразведочным данным прогиб выглядит как единый, консолидированный, без значительных коровых проводящих объектов. Это позволяет предположить, что эта часть территории исследований была в меньшей степени затронута последней тектонической активизацией и оставалась единым блоком с каледонской складчатости.

Жыланшыкский прогиб характеризуется субмеридиональным направлением структур, разбитых на отдельные блоки субширотными разломами. Мощность квазиplatformенного комплекса возрастает в северо-восточном направлении. На юго-западной окраине блока древние комплексы

залегает на относительно небольшой глубине. По структурной карте опорного сейсмического горизонта PZ1 в пределах прогиба выделяются ряд вытянутых вало-поднятия и погруженные зоны – прогибы (рис. 3).

В гравитационном поле зоны поднятий выражены преимущественно положительными аномалиями, в электроразведке - высокими значениями УЭС. В гравитационном поле зоны погружения выражены преимущественно отрицательными аномалиями, в электроразведке - средними и повышенными значениями УЭС.

Еще одной отличительной чертой Жыланшыкского прогиба является яркая проявленность в гравиметрических и электроразведочных данных субширотных тектонических зон.

Переходная зона Мынбулакской седловины между Арыкумским и Жыланшыкским прогибами характеризуется проявлением интенсивного магматизма основного состава (интенсивная отрицательная магнитная аномалия), сменой ориентации структур с северо-восточной на северную.

Зона Главного Каратауского разлома ограничивает Жыланшыкский прогиб с северо-востока. Характеризуется большой мощностью мезокайнозойских отложений и, соответственно, интенсивной отрицательной аномалией гравитационного поля.

В Мынбулакской седловине крупные разломы субширотного направления непрерывно прослеживаются из Жыланшыкского прогиба через зону Главного Каратауского разлома в Арыкумскую впадину. Характеризуется смещенным направлением структур северного и северо-восточного простирания.

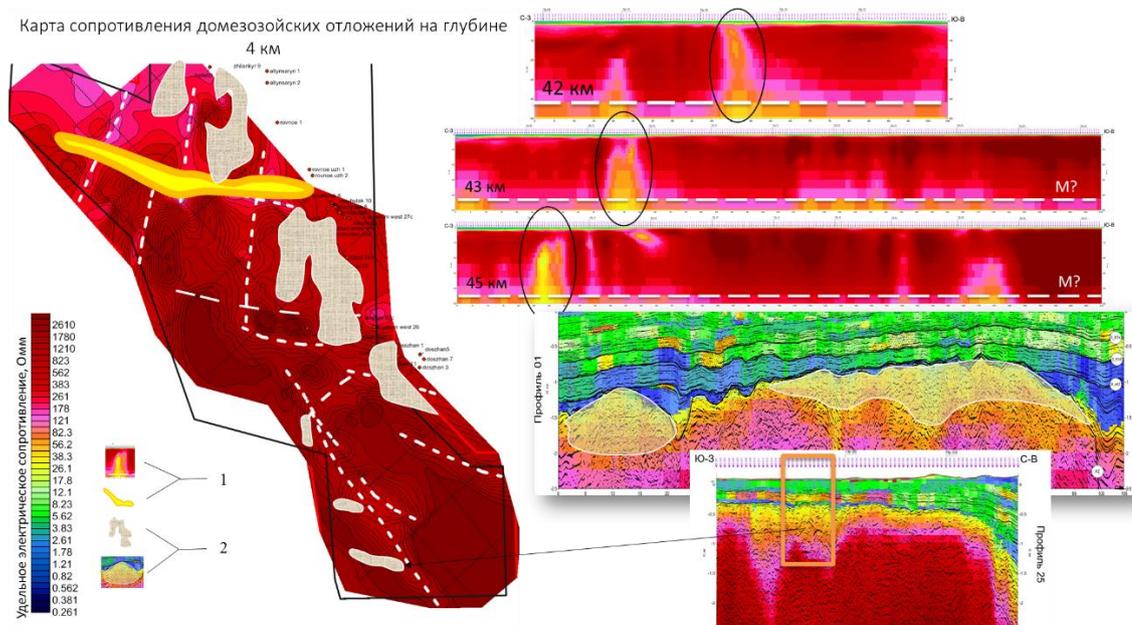


Рис. 5. Геоэлектрические разрезы

1 – транскоровые проводящие зоны (глубинные разломы); 2 – вероятные зоны распространения карбонатных отложений девонско-каменноугольного возраста.

По данным МТЗ построены геоэлектрические разрезы до глубины 50 км (прил. 5). В нижней части разрезов на глубинах 40-50 км отмечается понижение сопротивления, которое, вероятно, отражает положение границы Мохоровичича. Также на глубинных профилях, выделяются транскоровые проводящие зоны и отдельные высокоомные блоки и тела в фундаменте. В целом, сопротивление земной коры возрастает в южном направлении.

Арыкумская впадина характеризуется высокими сопротивлениями и не имеет в земной коре никаких очагов проводимости. Строение северной половины площади в пределах Жыланшыкского прогиба более пестрое. Здесь имеются и проводящие тектонические нарушения, пронизывающую всю земную кору, и отдельные высокоомные тела (блоки) глубинного заложения, и области относительно пониженных сопротивлений фундамента.

В верхней части разреза (домезозойское основание) неуверенно, зачастую фрагментарно выделяется граница перехода к высокоомному основанию. Предположительно она маркирует кровлю докембрийского основания. Хотя на большей части площади работ выше этой границы залегают все также слабодифференцируемые высокоомные породы, возможно, также докембрийского возраста. Тогда данная граница, вероятно, разделяет

архейские и протерозойские комплексы. Эта граница на юге в Арыкумском прогибе фиксируется на глубинах около 3-4 км. От центра к северу, северо-западу площади она погружается от 3 до 8-9 км.

Выше, залегает геоэлектрический слой мощностью 2-3 км с весьма высоким и слабоменяющимся сопротивлением. Либо это метаморфизованные породы нижнего палеозоя – основание квазиplateформенного комплекса (КПК), либо докембрийские породы, что на взгляд автора более вероятно. На севере площади породы имеют пониженное сопротивление. Именно здесь возможно на данном уровне залегают породы КПК. Мощность этого комплекса на севере площади достигает 8 км.

Верхняя средне-верхнепалеозойская часть КПК выделяется на геоэлектрических разрезах понижением сопротивления в кровле домезозойского основания. По крайней мере та его часть, которая наименее метаморфизована. Эти отложения выявлены вдоль всей северо-восточной границы площади работ. Их подошва здесь находится на глубинах 2-3 км. На севере, также возможно наличие этих отложений существенной мощности, но т.к. там наблюдаются интенсивные аномалии магнитного поля, то представлены они преимущественно вулканогенными или вулканогенно-осадочными комплексами пород.

Фиксируемая мощность этих отложений колеблется от 500 до 1000 м. По комплексу методов определены вероятные зоны распространения карбонатных отложений девонско-каменноугольного возраста (рис. 4). Эти зоны являются рекомендуемыми участками доизучения. Они были вынесены на карту перспективных по данным сейсморазведки объектов для комплексного рассмотрения.

1.2. Историко-геологические модели эволюции Южно-Торгайского осадочного бассейна.

Характерным элементом структуры центральной Евразии является система крупных правосторонних сдвигов северо-западного простирания, развитых на территории от хр. Копетдаг до западной Монголии (рис. 6) (3).

Вопросы происхождения и эволюции этих разломов представляют интерес как для палеотектонических и геодинамических реконструкций Евразийского континента, так и для общего анализа механизмов деформаций, происходящих во внутренних областях континентальных литосферных плит. Также они имеют определенное значение для оценки перспектив нефтегазоносности региона и прогноза структур, контролирующих месторождения углеводородов.

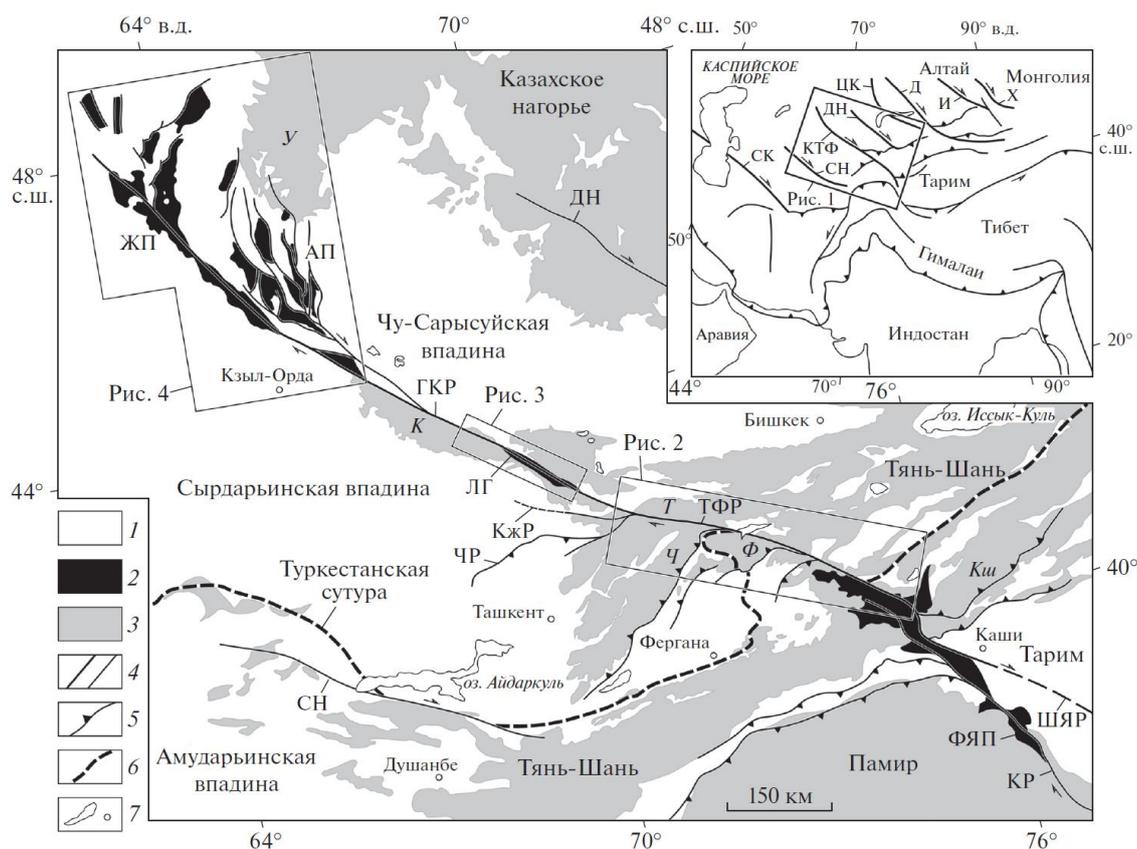


Рис. 6. Система крупных правосторонних сдвигов северо-западного простирания, развитых на территории от хр. Копетдаг до западной Монголии [3].

1 – кайнозойские отложения; 2 – нижне-среднеюрские впадины, кинематически связанные с КТФ и опережающими его разрывными нарушениями, в том числе под кайнозойским чехлом; 3 – выходы докембрия и палеозоя; 4 – сдвиги и сбросы, главные и второстепенные; 5 – кайнозойские надвиги; 6 – позднекаменноугольная Туркестанская сутура; 7 – водоемы, населенные пункты. Впадины: АП – Арыскупский прогиб, ЖП – Жиланшыкский прогиб, ЛГ – Леонтьевский грабен, ФЯП – Ферганско-Яркендский прогиб. Разломы: ГЖР – Главный Каратауский, Д – Джунгарский, ДН – Джалаир-Найманский, И – Иртышский, КЖР – Каржантауский, КТФ – Каратау-Таласо-Ферганский, СК – Северо-Копетдагский, СН – Северо-Нуратауский, ТФР – Таласо-Ферганский, Х – Харауснуурский, ЦК – ЦентральноКазахстанский, ЧР – Чимкентский, ШЯР – Шаче-Яндаманский. Хребты и поднятия: К – Каратау, Кш – Кокшаал, Т – Талас, У – Улутау, Ф – Ферганский хребет, Ч – Чаткал.

Для рассмотрения историко-геологической модели эволюции Южно-Торгайского осадочного бассейна необходимо немного подробно

остановиться о истории развития Центрально-Казахстанской геосинклинально-складчатой системы. На фактическом материале В.П. Гавриловым, В.В.Белоусовым, А.А.Богдановым, Ю.А.Косыгиным, А.В.Пейве, В.М.Синициным, Н.С.Шатским, В.Е. Хаиным, А.Л.Яншиным и другими тектонистами была установлена ведущая роль глубинных разломов в заложении геосинклинально-складчатых систем. Геосинклинально-складчатые системы обрамлены блоками земной коры, в строении которых широко развиты складчато-метаморфические комплексы континентальной коры. Такое же строение имеет кора на участках "выклинивания" всех геосинклинально-складчатых систем, а в горстах и ядрах антиклинорий, где имеются выходы комплекса основания, последний представлен также образованиями, гранитно-гнейсового состава, а не ювенильными базитами и ультрабазитами низов коры и верхней мантии. Это относится к Центрально-Казахстанской системе, которая часто рассматривается как, заложившееся на коре океанического типа. Таким образом, развитие рифейско-палеозойских геосинклинально-складчатой системы Центрального Казахстана, по-видимому, начиналось с дроблениями земной коры, имеющей гранитно-метаморфический слой и только в пределах разломов-раздвигов (рифтов), над которыми впоследствии образовались эвгеосинклинальные синклинии, происходит разрыв гранитно-метаморфического слоя и состав земной коры становится базитовым, аналогичным составу срединно-океанических хребтов современных океанов (1, 3, 18, 22, 33, 35, 36 и др.).

Учитывая большую протяженность геосинклинальных систем, следует полагать, что причинами, вызывающими инициальные разломы, должны быть события только планетарного ранга. Главной причиной, приводящей к заложению геосинклинально-складчатых систем, вероятно, является линейное нарушение жесткости тектоносферы и появление протяженных ослабленных зон. Такими ослабленными зонами, вероятно могут быть протяженные разломы, возникающие при движении литосферных плит, а также при рифтогенезе.

Грабен-рифты и межрифтовые поднятия фундамента Южно-Тургайского прогиба были образованы в палеозойско-триасовую эпоху, а платформенный чехол начал формироваться с ранней-средней юры. Над межрифтовыми региональными зонами поднятий были сформированы крупные сложнопостроенные своды (Аксайский и др.). Намечается также связь между мощностью и площадью распространения плитного комплекса, и полнотой проявления рифтогенеза. На севере прогиба, где рифтовая система представлена целым рядом небольших по размеру и протяженности грабен-рифтов, плитный комплекс имеет небольшую мощность (2,5-3,0 км). На юге же прогиба рифтовая система представлена Арыкумским, Акшабулакскими и др. грабен-рифтами, имеющими наиболее яркую выраженность (наибольший раздвиг). В этом районе плиты отмечается максимальная мощность чехла (5-6 км). Последние исследования, показывают, что юрские впадины приуроченные, к рифтовой зоне Каратау-Таласо-Ферганского разлома являются структурами присдвигового растяжения, сформировавшимися вследствие правосторонних сдвиговых перемещений (3), и представляют важный источник информации для анализа кинематики и истории формирования разлома.

Сдвиговая тектоника может образовывать сложные структурные системы, к которым приурочены все больше и больше типов ловушек, которые обнаруживаются при разведке УВ. К ним относятся разломный пояс Сан-Андреас (Фуйс, 2001; Шоу и Ширер, 1999; Долан и др., 2003; Оськин, 2000), альпийский пояса разломов Новой Зеландии (Кинг, 2000; Барнс, 2005), китайский Алтун (Жанг, 2006; Женг, 2003) и пояса разломов Танлу (Денг, 2008). Южно-Тургайский бассейн является одним из важных нефтеносных бассейнов Центральной Азии. Главный Каратауский разлом (ГКР), являющийся частью Каратау-Таласо-Ферганского разлома (КТФ), ныне активный сдвиговый разлом, который проходит через Центральную Азию, и играет основную роль в формировании Южно-Тургайского бассейна и ее нефтегазоносности. Теория формирования ГКР была рассмотрена с точки

зрения региональной геологии, однако, исследования о влияниях ГКР на формирование и эволюцию Южно-Торгайского бассейна и генерации углеводородов ранее не проводились. В ходе исследования выявлены контролирующие эффекты сдвиговых разломов на процесс генерации и накопления углеводородов.

КТФ, протягивающийся на 1500 км от Торгая до западного Тарима, является одним из крупнейших внутриконтинентальных сдвигов в планетарном масштабе. Рассмотрим общий обзор эволюции КТФ и анализ данных по ГКР. Развитие правостороннего сдвига вдоль КТФ происходило в три этапа: в поздней перми и триасе, в ранней и средней юре и в позднем кайнозое. Суммарная амплитуда сдвига уменьшается в северном направлении от 200 км в Ферганском хребте до 100 км в хр. Каратау и сходит к нулю в Южном Торгае. Кинематический анализ юрских грабенов, компенсирующих амплитуду сдвига в Южном Тургае, показывает, что сдвиговые перемещения по КТФ в юрское время, ранее считавшиеся незначительными, составляли многие десятки километров, и в пределах северного сегмента разлома на них приходится до 50% от общей амплитуды сдвига. В ранней и средней юре правый сдвиг также развивался на всем протяжении КТФ от Торгая до западного Тарима, о чем свидетельствуют характерные присдвиговые грабены – Арыскупский, Леонтьевский и Ферганско-Яркендский, локализующиеся на участках отклонения КТФ от запад-северо-западных простираний (Аз 300° – 305°) в сторону северо-западных (Аз 320° – 325°) (Рис. 6). На северном окончании КТФ в Южном Торгае амплитуда сдвига компенсируется опережающими сбросами и сбросо-сдвигами, весьма характерную для участков замыкания крупных региональных сдвигов. На юге КТФ кулисообразно надстраивается правым сдвигом западного Кунь-Луня и совместно с ним ограничивает Ферганско-Яркендский прогиб пулл-апарт юрского возраста в западном Тариме (Рис. 6) (3).

На северо-западе хр. Каратау ГКР наследует положение раннепалеозойского разлома, представлявшего границу Каратау-Таласского и

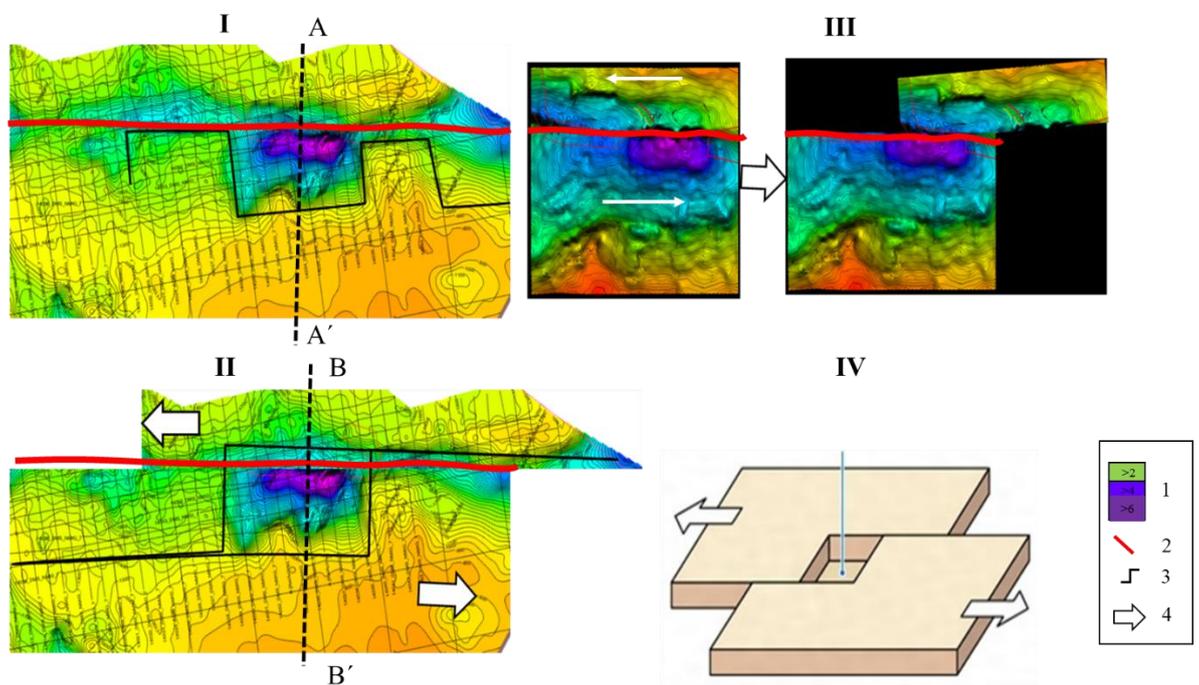
Каратау-Нарынского (Срединно-Тянь-Шаньского) террейнов, а на юго-востоке хребта проходит в пределах Каратау-Нарынского террейна.

Позднепалеозойские деформации в Каратау начались в середине башкирского века около 320 млн лет и происходили в три этапа. На первом этапе формировались надвиги, взбросы и складки северо-западного простирания и преимущественно северо-восточной вергентности. На отдельных участках развивались также встречные надвиги и сопутствующие им “плавающие синклинали” (floating synclines) и треугольные структуры (triangular structures). Сжатые складки и крутопадающие разломы, формировавшиеся в это время в зоне ГКР, отчетливо выражены, в частности, на северо-западе Большого Каратау.

Деформации второго этапа, происходившие в конце карбона и/или начале перми, характеризуются сжатием в субширотном направлении, обусловившим развитие субмеридиональных складок и многочисленных левосторонних сдвигов северо-западного простирания, наложенных на структуры первого этапа. Левые сдвиги вдоль ГКР, отмечавшиеся В.В. Галицким, по-видимому, формировались в это же время. Сжатие в субширотном направлении, фиксирующееся в Каратау и на сопредельной территории вдоль западного борта Чу-Сарысуйской впадины до Улутау включительно, очевидно является отражением коллизионных процессов, происходивших в позднем карбоне и перми на западе – в пределах Уральского орогена (1, 3, 18, 22, 33).

Третий этап деформаций с преобладанием сжатия в субмеридиональном направлении отвечает развитию правостороннего сдвига вдоль КТФ и сопутствующих присдвиговых дуплексов, а также Z-образных сдвиговых складок, эшелонированных трещин отрыва субмеридиональной ориентировки и других структурных элементов в породах палеозоя. Отсутствие аналогичных структурных парагенезисов в отложениях юры, лежащих с резким угловым несогласием на породы палеозоя, определяет возраст деформаций как доюрский. С учетом датировок, полученных на продолжении разлома в Ферганском и Таласском хребтах, деформации этого этапа, скорее всего,

происходили в поздней перми и триасе. При анализе структурных карт по кровле домезозойского комплекса, можно увидеть характерные закономерности сдвигов в районе ГКР, где отчетливо видны прямоугольные края грабен-синклиналей, которые образовались за счет процессов растяжения, но при палеорекострукции идеально садятся на исходное местоположение (Рис. 7). 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.



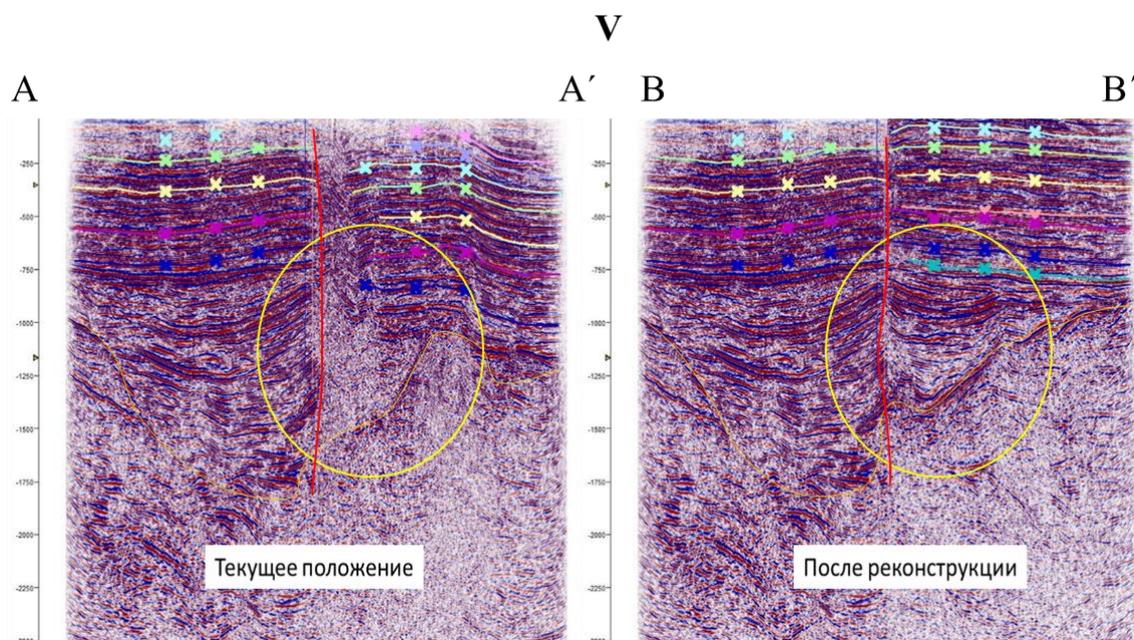


Рис. 7. Модель развития Арыскупской грабен-синклинали в результате пулаппартовых движений, произошедших на раннем этапе раскрытия фундамента, построенная по результатам интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д.

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 Главного Каратауского разлома в юго-восточном направлении. III - Восстановление первоначального положения грабена с помощью обратного сдвига восточной части Главного Каратауского разлома в юго-восточном направлении по данным 3Д сейсморазведки. IV – схематическая модель образования Арыскупской грабен-синклинали. V – Сейсмический временной разрез по Арыскупской грабен-синклинали, показывающее несоответствие литологического состава и седиментологических особенностей юрских отложений в восточной и западной частях ГКР (линия А-А') и полное соответствие после палеорекострукции (линия В-В').

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

Правосторонние перемещения вдоль ГКР в юрское время сопровождалось формированием присдвигового Леонтьевского грабена в осевой части хр. Каратау и серии оперяющих сбросо-сдвигов, сбросов и приразломных впадин, компенсирующих амплитуду сдвига в Южном Тургае. Благодаря этому в отложениях близко к поверхности земли образовались так называемые «цветковые структуры» (flower structures) (Рис. 8). Масштабы разломов уменьшаются в Акшабулакском грабен-синклинали, и большинство разломов затухают в верхней юре.

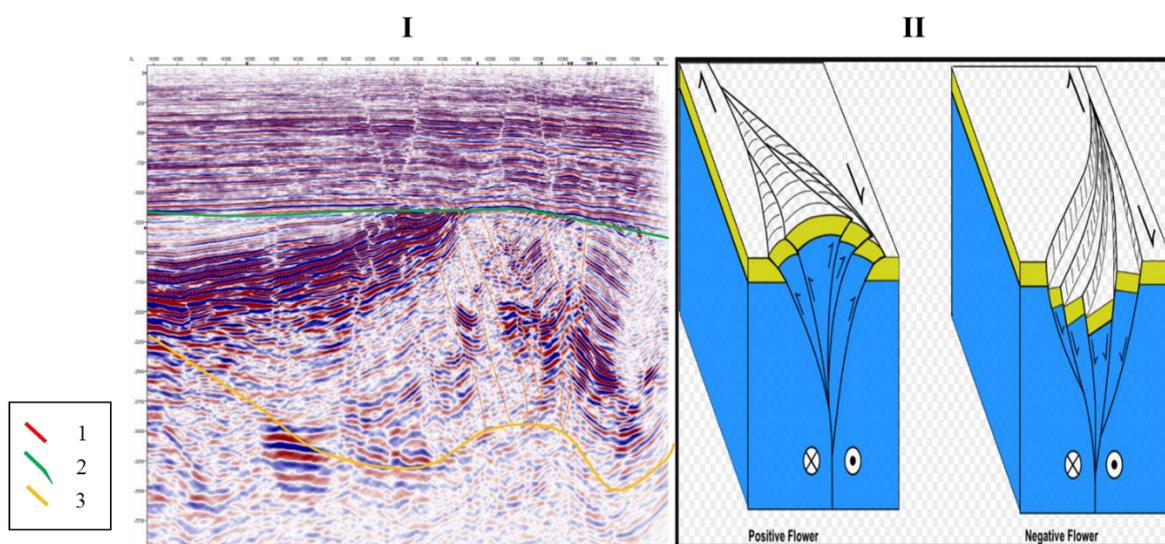


Рис. 8. Предполагаемые цветковые структуры (flower structures) выделяемые в Жинишкекумской грабен-синклинали.

I – Сейсмический временной 2Д разрез с предполагаемой цветковой структурой строения в зоне затухания Каратау-Таласо-Ферганского сдвигового пояса. II – Схематическая модель положительных и отрицательных цветковых структур.

1 – разломы; 2 – поверхность юрских отложений; 3 – поверхность фундамента.

В пределах Арыкумского прогиба Южно-Торгайского бассейна проведены исследования амплитуды сдвига с использованием данных 3Д сейсморазведки и бурения скважин (6). С помощью карт мощностей разных стратиграфических комплексов можно выявить геометрические формы характеризующие тектоно-фациальные особенности рассматриваемого стратиграфического комплекса по западной стороне ГКР, а затем по восточной стороне можно выявить те же формы, но уже в текущем местоположений после сдвига. Затем, как бы собирая пазл, мы возвращаем на первоначальное положение комплекс отложений, тем самым проводя палеореконструкцию сдвига и определяем амплитуду сдвига в километрах. Затем можно провести корреляцию скважин, находящихся по соседству уже в исходной исторической позиции, которая подтверждает проведенную палеореконструкцию. По результатам проведенной работы установлен сдвиг в 35 км по восточной стороне ГКР в пределах Арыкумского прогиба (Рис. 9). Предполагается, что амплитуда сдвига увеличивается к юго-востоку и уменьшается к северо-западу вдоль простираения разлома – в направлении к Ферганскому хребту и Тургайскому прогибу соответственно.

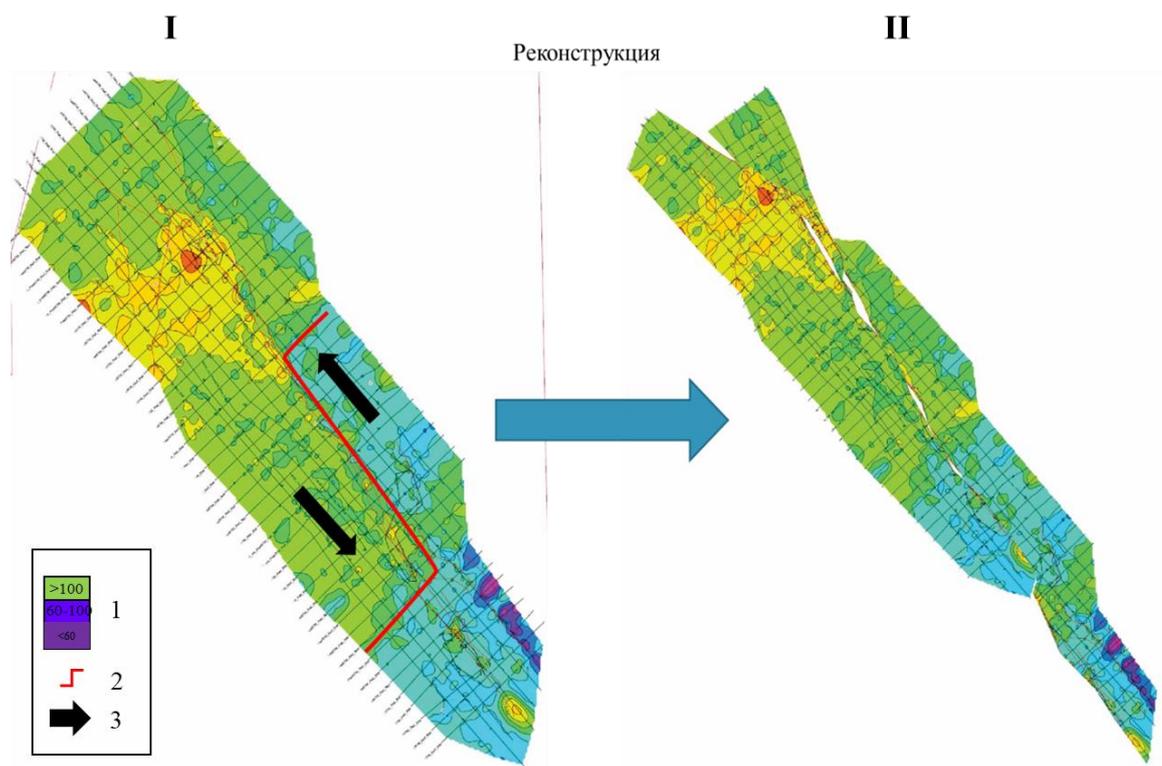


Рис. 9. Арыскупская грабен-синклиналь. Карта толщин нижнемеловых отложений показывающее предполагаемые границы фациальных толщ сдвинутых по отношению друг к другу.

I - текущее положение нижнемеловых фации сдвинутых по отношению друг к другу на 32 км по разные стороны ГКР. II - палеорекострукция сдвига (б).

1 – толщина нижнемеловых отложений в м; 2 – предполагаемые контуры смещенных фациальных зон; 4 – направления сдвиговых движений.

Признаки сдвиговых перемещений по ГКР в верхнемеловое и кайнозойское время неизвестны. Отсутствие молодых сдвигов, по-видимому, объясняется меньшей интенсивностью новейших деформаций в Каратау по сравнению с сопредельными областями Тянь-Шаня. Это выражается как в меньших высотах горного сооружения, так и в отсутствии складчатых и разрывных структур субширотной ориентировки, по отношению к которым кайнозойские секущие сдвиги являются подчиненными элементами структуры. Возраст новейших поднятий в Каратау определяется как плиоцен-четвертичный. ГКР в это время развивался как взброс с поднятым юго-западным крылом. На территории Южно-Тургайского бассейна можно наблюдать активность ГКР и по сей день по аэроснимкам (рис. 10)



Рис. 11. Активный ГКР в районе Арыскупского прогиба. (Снимок с вертолета)

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

В пределах Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна выявлены 50 месторождений нефти и газа, приуроченных к кровельной части палеозоя, нижнесреднее, верхнеюрским и нижнемеловым отложениям мезокойназойского комплекса.

По современным представлениям реализация генерационного потенциала УВ прямо зависит от степени катагенической преобразованности ОВ. Выделяются три этапа или стадии метабенеза: прото-, мезо- и апокатагенеза соответственно с тремя (ПКІ-3), пять (МК І-5) и тремя (АК І-3) градациями.

В Южно-Торгайской НГБ первые оценки (Рабкин Ф.С., 1986г) уровней катагенеза ОВ в нижнемеловом и юрских ОЛСК для различных нефтегазоперспективных зон НГО были даны на основе реконструкции палеотемператур, для чего по данным залегания ОЛСК для наиболее крупных грабен-синклиналей (Арыкумской, Бозингенской, Акшабулакской) и с помощью их разработаны модели катагенической зональности указанных структур.

По результатам этих исследований был сделан вывод, что нижнемеловой ОЛСК вследствие низкого уровня катагенеза его ОВ не может рассматриваться как нефтегазопроизводящий, верхнеюрский – входил в ГЗН лишь частично и на большей части территории своего развития характеризуется степенью катагенеза, отвечающей лишь начальной стадии нефтеобразования, а нерасчлененный триас-среднеюрский комплекс повсеместно прошел через главную фазу нефтеобразования, постигнув в наиболее погруженных зонах крупных грабен - синклиналей (Арыкумской, Акшабулакской, Бозингенской) стадий катагенеза, соответствующих главной фазе метанообразования.

Более поздние оценки (Д.А. Шлыгин, 1989г), которые также основались на расчетных моделях прогрева, свелись к аналогичным выводам. Однако накопленный к 1989г. достаточно-представительный материал по прямому определению уровней катагенеза ОВ по отражательной способности витринита (В.К.Крюков, КазПТИ) заставляет внести существенные коррективы в имеющиеся модели катагенетической зональности мезозойских разрезов Южно-Торгайской НГБ.

Юрские и меловые отложения являются основными нефтегазоносными комплексами в Южно-Торгайском бассейне, а основной источник генерации – пачка мощных аргиллитов, накопленных в нижней юре, на глубоких и мелководных частях озер, а также морские глинисто-карбонатные отложения палеозойского возраста. Верхнеюрские и меловые песчаники и алевролиты, накопленные в дельта-флювиальных условиях, являются основными коллекторами. Мощная толща нижнемеловых аргиллитов K1nc1 являются региональной покрывкой. В вертикальном разрезе Южно-Торгайского бассейна имеются несколько слоев региональных покрывок, поэтому бассейн обладает большим разведочным потенциалом.

Южно-Торгайского нижнеюрская генерационно-аккумуляционная углеводородная система (ГАУС), представлена на схеме рис.4.

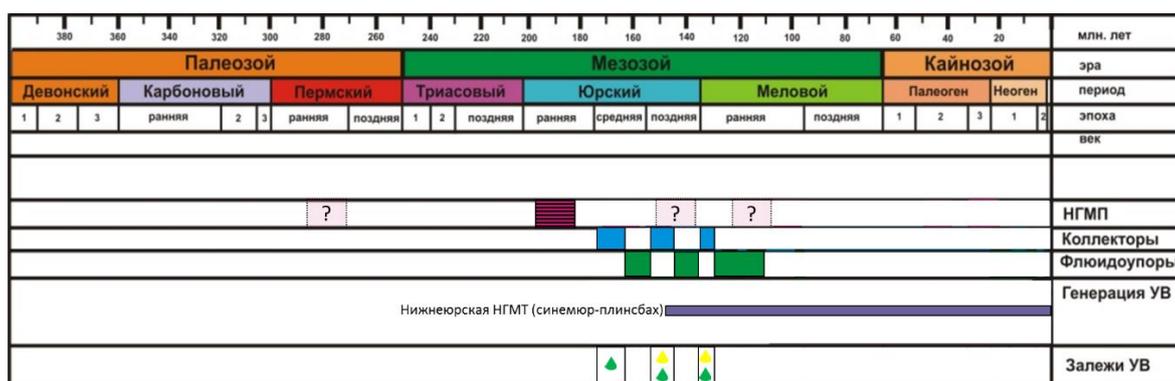


Рис. 12. Схема углеводородных систем ЮТБ

2.1. Генерационный потенциал недр по результатам геохимических исследований

Впервые в рассматриваемом районе исследования по идентификации ОВ были поставлены в 1983г. Крюковым В.К. (КазПТИ) и Рябкиным Ф.С. (ИГН АН КазССР) для целей отдельного прогноза нефти – и газогенерационного потенциала юрских отложений. Объектом изучения явились породы с высокой естественной концентрацией – керогены. Таковыми рассматривались горючие сланцы (ГС), к которым с известной долей условности отнесены породы с содержанием ОВ свыше 10% (вес) и выходом смолы полукоксования более 5%, а также менее обогащенные керогеном породы, характеризующиеся содержанием ОВ 5-10% и выходом смолы до 3,5%.

Использование высококонцентрированных разностей керогенов позволило избежать трудоемкой операции по лабораторному выделению керогенов из РОВ и связанные с этим процессом нарушения внутренней структуры керогена. Но вместе с тем остались сомнения в принципиальной возможности использования неочищенных керогенов необработанных проб для фациально-генетической интерпретации.

По результатам исследований естественно обогащенных ОВ разностей пород было установлено присутствие в юрском разрезе керогенов арконового (лимпиские угленосные формации), амикагинового (ОВ прибрежного генезиса) и алфинового (ОГ озерного генезиса) типов (I). Иными словами, выявлен весь спектр фациально-генетических типов (за исключением морского генезиса) гумусового и сапропелевого рядов ОВ. При этом установлено, что амикагиновое ОВ доминирует в разрезе, тогда как арконовое и алфиновое, т.е. типы способные повысить или понизить по отношению к амикагиновому генерационный потенциал УВ, занимают подчиненное положение, находясь, примерно, в равных количественных соотношениях.

При дальнейших исследованиях (Крюков В.К., 1988-90г.г.) для повышения надежности идентификации по известной методике (8) были выполнены контрольные определения элементного состава тургайских керогенов (ИГРНИГМ г. Ташкент).

В сопоставлении с характеристиками необработанных проб контрольными определениями однозначно подтверждена достоверность идентификации керогенов амикагинового типа, но вместе с тем отчетливое смещение всего спектра выделенных в юрском разрезе фациально-генетических типов ОВ в область гумусовых формаций, или иначе присутствие существенной компоненты арконового ОВ во всех идентифицированных типах.

Отличительной чертой распределения по разрезу сапропелевых и гумусовых ОВ является их взаимообратная концентрация по стратиграфическим уровням и цикличное развитие их фаций при общей тенденции увеличения сапропеливности вверх по разрезу. Указанные особенности обусловлены цикличным характером юрской седиментации, протекавшей в условиях прогрессирующего во времени затухания тектонической активности региона.

В строении юрской серии пород отмечается четкая цикличность. Каждый из циклов выражен в основании песчаными и грубо - кластическими с прослоями и пластами углей и углистых пород образованиями, которые через тонкослоистые ритмопачки сменяются вверх по разрезу с существенно глинистыми толщами и пачками, содержащими ГС и обогащенные ОВ породы. Литологически распознаваемые части циклов выделены в ранге свит:

- разделы между циклами, примерно, совпадают с границами отделов юрской системы, хотя и не тождественны им, т.е. не имеют полного стратиграфического совмещения.

- в юрском разрезе могут быть выделены четыре седиментационных цикла: нижнеюрский (J_{1h} - J_{1p}), включающий сазымбайскую (J_{1h} - J_{1s}) и айболинскую свиты (J_{1ab}) (возрастная индексация свит дается по планетарной стратиграфической шкале); нижне-среднеюрский, включающий помимо средней юры тоарские целиком и частично келловейские отложения

соответственно нижней и верхней юры (J1t – J3k), в составе дощанской (J1t – J2 a-b) и карагансайской свит (J2bt – J3k) и верхнеюрский цикл (J3t – J3tt) в составе кумкольской (J3k-o) и акшабулакской с нижней (J3k) и верхней (J3tt) подсвитами свит.

Анализ имеющихся материалов по идентификации ОВ литолого-фациальному составу толщ, слагающих юрский разрез, позволяет сделать вывод, что эпохи интенсивного сапропелеобразования приходились на завершающие этапы средне и позднеюрского циклов седиментации с пиком генерации сапропеля в поздней юре (нижне-акшабулакская подсвита).

В остальное время юрского периода доминировали фациальные обстановки, благоприятные для гумусовой (раннеюрские циклы) и гумусово-сапропелевой (средняя юра) аккумуляции. По результатам исследований ЗапСибНИГНИ (2) смена фациальных обстановок отмечается и по площади бассейна осадконакопления. В Жыланшикском прогибе на всем протяжении ранне и среднеюрской эпох палеографическая обстановка благоприятствовала развитию гумусовых фракций. В Арыкумском НГР в среднеюрскую эпоху на ранних этапах седиментационного цикла (дощанская свита в рамках гумусово-сапропелевой аккумуляции накопления ОВ в западной части седиментационного бассейна (Арыкумская грабен-синклиналь) происходило близко к линии гумусообразования, а в восточной (Бозингенская грабен-синклиналь) гумусо-сапропелевого с развитием промежуточных по составу ОВ фаций на разделяющей указанные зоны территории (Акшабулакской грабен-синклинали).

На основе выявленных закономерностей распределения фациально-генетических типов ОВ в разрезе и по площади (в разновозрастных толщах) выделенные отдельные литолого-стратиграфические комплексы (ОЛСК). ОЛСК могут быть охарактеризованы следующими типами ОВ: ОЛСК - J1, включающий породы двух раннеюрских циклов, - аргоновым ОВ; ОЛСК- J2 (в стратиграфическом объеме (J1t – J3k) – преобладанием амикагинового ОВ с

подчиненным равным долевым участием алфинового и арканового типов; ОЛСК- J3 – амикогиновым и альфиновым ОВ, примерно, в равных количественных соотношениях (2).

В 2016-2018 гг в совместной геохимической лаборатории НИИ «Каспиймунайгаз» и Шелл были проведены лабораторные исследования проб нефти экстрагированных из керна, а также полученных при испытании разведочных скважин, пробуренных в пределах Арыскупского и Жинишкекупского прогибов ЮТБ (Таб. 1, рис. 13). Образцы керна анализировались методами Rock-Eval в вышеназванной лаборатории (34).

Таблица 1 – Запланированные и проведенные комплексные геохимические анализы нефти и керна из разведочных скважин ЮТБ

Скважины	Год выполнения	Полный биомаркерный анализ нефти	Геохим. иссл. породы Rock-Eval	Отражательная способность витринита
Арыскупский прогиб				
А-1	2016	3/3	10*/25	3/3
А-2	2016	1*/3	25/25	3/3
А-3	2017	3*/3	3/3	3/3
А-4	2017	2/3	2*/3	3/3
А-5	2017	0*/3	3/3	3/3
А-6	2016	0*/3	10*/30	3/3
А-7	2017	5/3	0*/3	0*/3
А-8	2017	1*/3	0*/3	0*/3
А-9	2017	1*/3	0*/3	0*/3
Жыланшыкский прогиб				
Ж-1	2016	3/3	10/10	3/3
Ж-2	2016	1*/3	10/10	3/3
		20/33	73/118	24/33

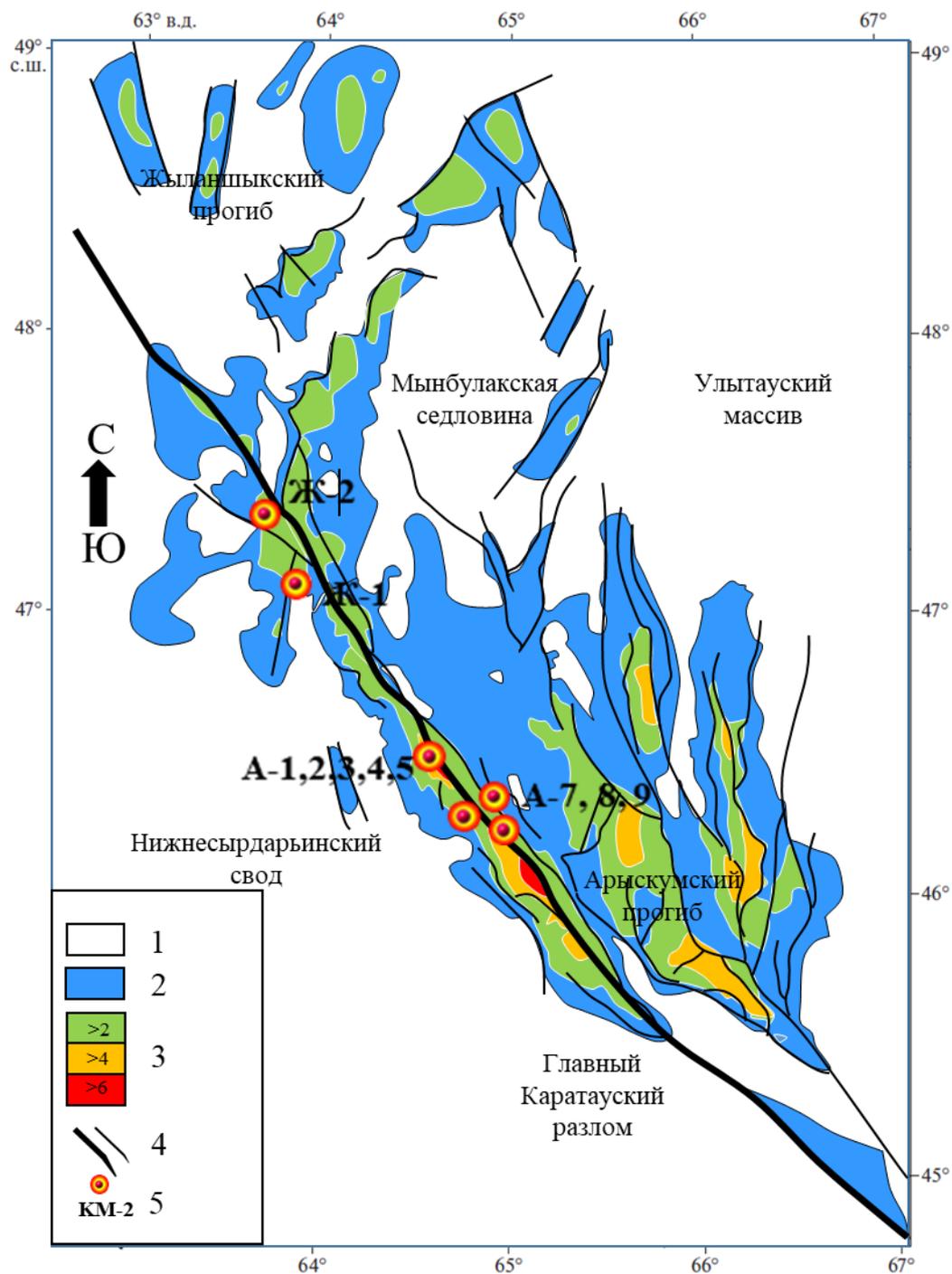


Рис. 13. Схема расположения скважин, где в отобранных образцах из которых проведены геохимические исследования

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 - разломы; 5 – нефтяные скважины, где были отобраны пробы нефти и образца керна для геохимического анализа.

По сравнению с ранее проведенными исследованиями Крюковым В.К. в 1988-1990гг в пределах ЮТБ, новые исследования базировались на современных представлениях о геохимии, преимущественно используемых в

западных странах с использованием их методик и оборудования. Поэтому терминология и параметры отличаются от вышеописанного. В конце главы проведена попытка корреляции результатов этих исследований с целью определения их взаимоподтверждаемости.

Результаты биомаркерного анализа исследованных проб.

Тип органического вещества и керогена, а также условия осадконакопления нефтематеринских пород определялся с помощью графика зависимости соотношений изопреноидов Пристан и Фитан (Pr и Ph) и нормальных алканов C17 и C18 (Рис. 14), которая дает информацию о биодеградационности, степени термической зрелости нефти в момент генерации и условиях диагенеза.

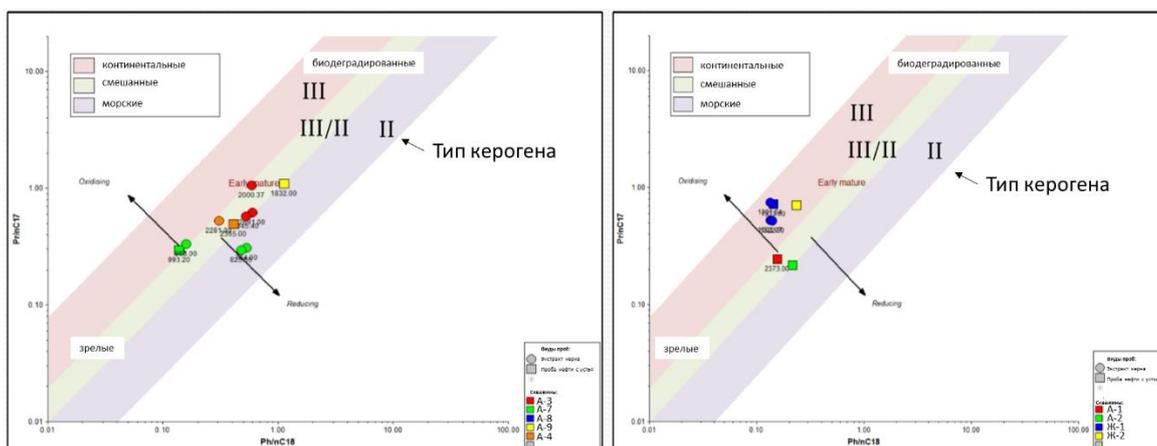


Рис. 14. График зависимости соотношений изопреноидов Пристан и Фитан (Pr и Ph) и нормальных алканов C17 и C18.

Из представленного графика 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 Арыкумского прогиба произошли из нефтематеринских пород образовавшихся в смешанных условиях. Все нефти ранней зрелости, относящиеся к II-III типу керогена.

Для определения фациальных обстановок накопления исходного ОВ раннего диагенеза, также использовалась тригонограмма гопанов (Рис. 15), на

основе которой можно прийти к выводу, что НМП исследуемых образцов была глинистые породы морского происхождения.

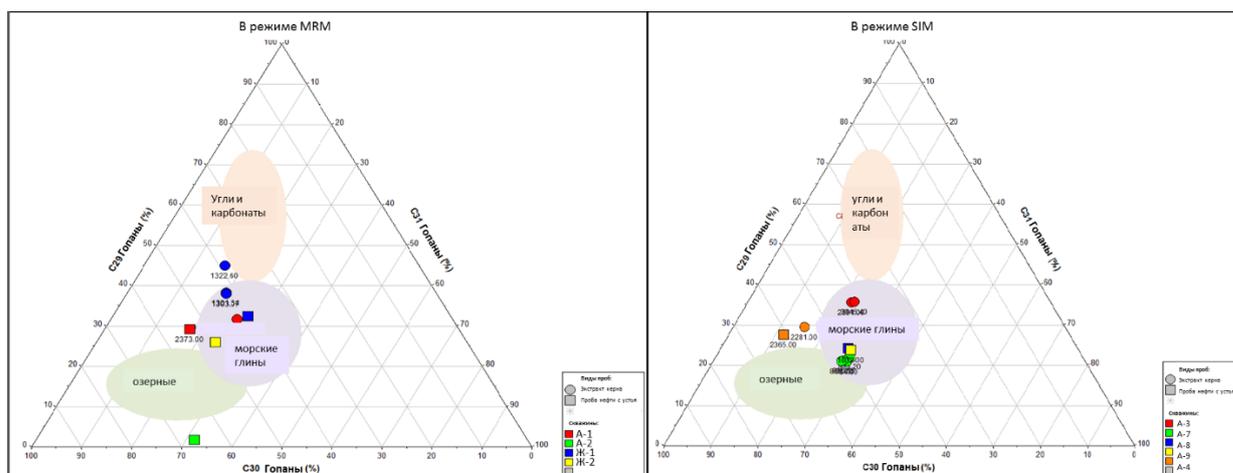


Рис. 15. Тригонограмма гопанов

Генетическая типизация нефти или экстракта основывался на изучении закономерности качественного и количественного распределения важнейших биомаркеров, использование которых на сегодняшний день нашло широкое применение в геохимии УВ. Корреляция подразумевает сравнение геохимических составов, по крайней мере, двух образцов для определения того, существует ли генетическая схожесть между ними. Генетически связанные нефти можно определить на предположении того, что исходная нефтематеринская порода и условия осадконакопления идентичны и химические соединения источника ОВ в нефтематеринской породе присутствовали бы в нефти, которую она генерирует. Четыре главных фактора определяют состав и свойства нефти: тип органического материала и условия осадконакопления нефтематеринской породы, термическая зрелость НМП, и особенности миграции, и влияние процессов, протекающих внутри коллектора (диагенез). Говоря о последнем, в некоторых пробах нефти отмечается признаки биodeградации или вторичного видоизменения, например, в экстрактах со скважин А-1, Ж-1 и А-6. По результатам корреляции "нефть-нефть" выяснено, что концентрация некоторых исходных биомаркеров, таких как стерана и гопана уменьшается по мере достижения термической зрелости, что затрудняет процесс выявления генетической связи между образцами. В связи с этим, фундаментальной основой проведения успешной корреляций

«нефть-нефть» или «нефть-экстракт» является использование наборов биомаркерных соотношений, которые позволяют выявить, как генетические (тип ОВ, условия осадконакопления), так и катагенетические (зрелость НМП) особенности НМП.

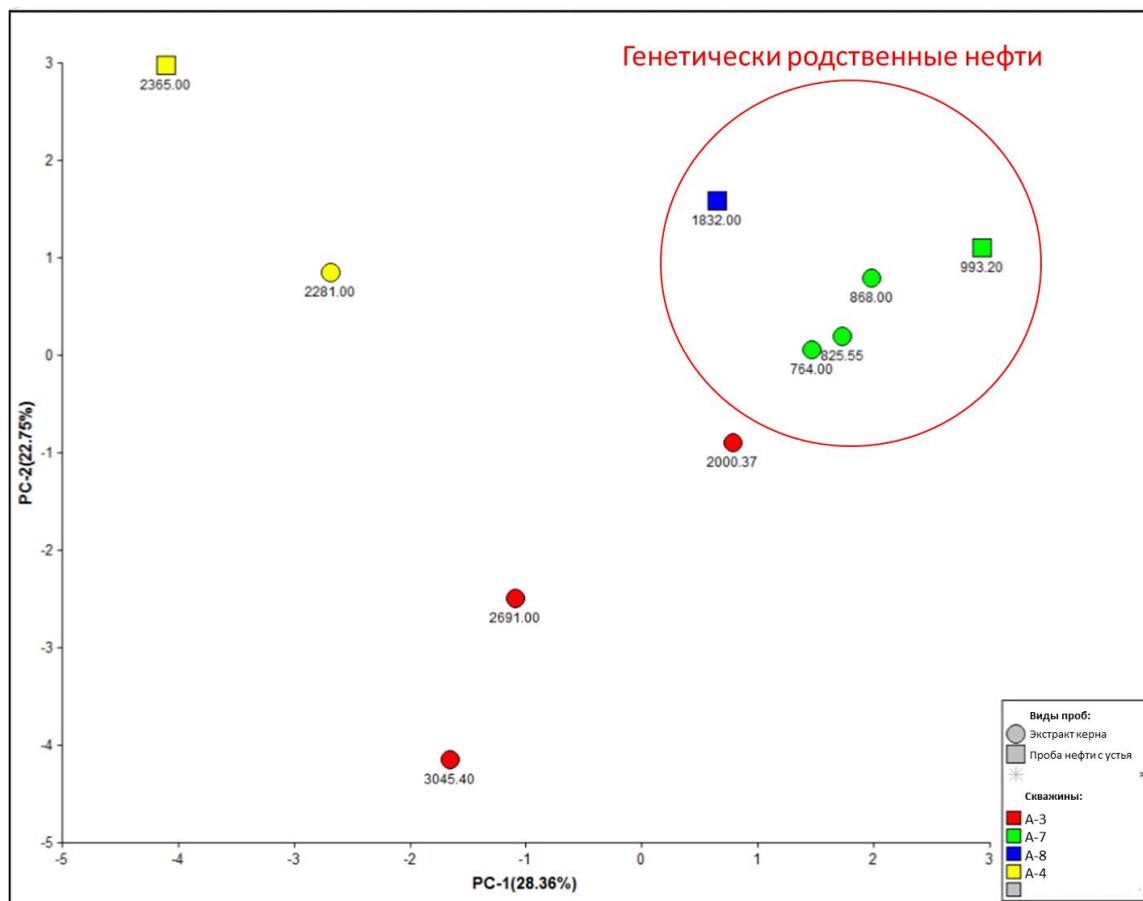


Рис. 16. PCA анализ по биомаркерным соотношениям образцов

В связи с этим был проведен статистический сравнительный анализ, с применением так называемого «метода главных компонент» (Principal Component Analysis - далее PCA) для визуального анализа кластерных структур в многомерных объёмах данных, по результатам которого можно выявить латеральные и вертикальные флюидосообщаемости коллектора и генетические связи между образцами (Рис.16). Суть PCA анализа заключается в том, что чем ближе расположены точки, тем ближе пробы по составу и генетике. Чем выше процент содержания каждого компонента, тем выше охват изменений данных и соответственно, тем выше достоверность анализа PCA. В нашем случае, компоненты PC-1 и PC-2 охватывают 28,36% и 22,75%

информации изменений данных по биомаркерным соотношениям. На рисунке графика зависимости РС-1 от РС-2 можно заметить большой разброс в значениях проб А-3 и А-4, что указывает на различность генезиса УВ с этих скважин, хотя скважины расположены на расстоянии 2 км между собой. Пробы со скважины А-7 и А-9 имеют единое происхождение. В данном сравнительном РСА анализе не участвуют некоторые скважины (А-1, Ж-1, А-2 и А-8,) по причине отсутствия в их составе необходимых биомаркеров для проведения РСА анализа.

Термическая зрелость и направление миграций УВ. Более детальный анализ с визуальным сравнением пиков терпанов показал (Рис. 17), что нефтематеринские породы всех исследуемых проб имеют в целом сходные характеристики с некоторыми незначительными различиями: на масс-фрагментограммах терпанов m/z 191 отмечается низкое соотношение С29 гопана к С30 во всех пробах, что характерна для нефти, образовавшейся в глинистой нефтематеринской породе, в то время как высокое значение данного соотношения в пробе А-3 (3045 м) указывает на материнскую толщу карбонатного состава. Значит, генетическая типизация НМП свидетельствует о наличии в скважине А-3 двух генетических разновидностей нефти, связанных разными генерационными источниками - с материнскими породами карбонатных и глинистых формаций. Высокие концентрации С30_{ba} в пробе А-3 (2000м) указывает на ее низкую термическую зрелость по сравнению с пробами из нижних интервалов данной скважины.

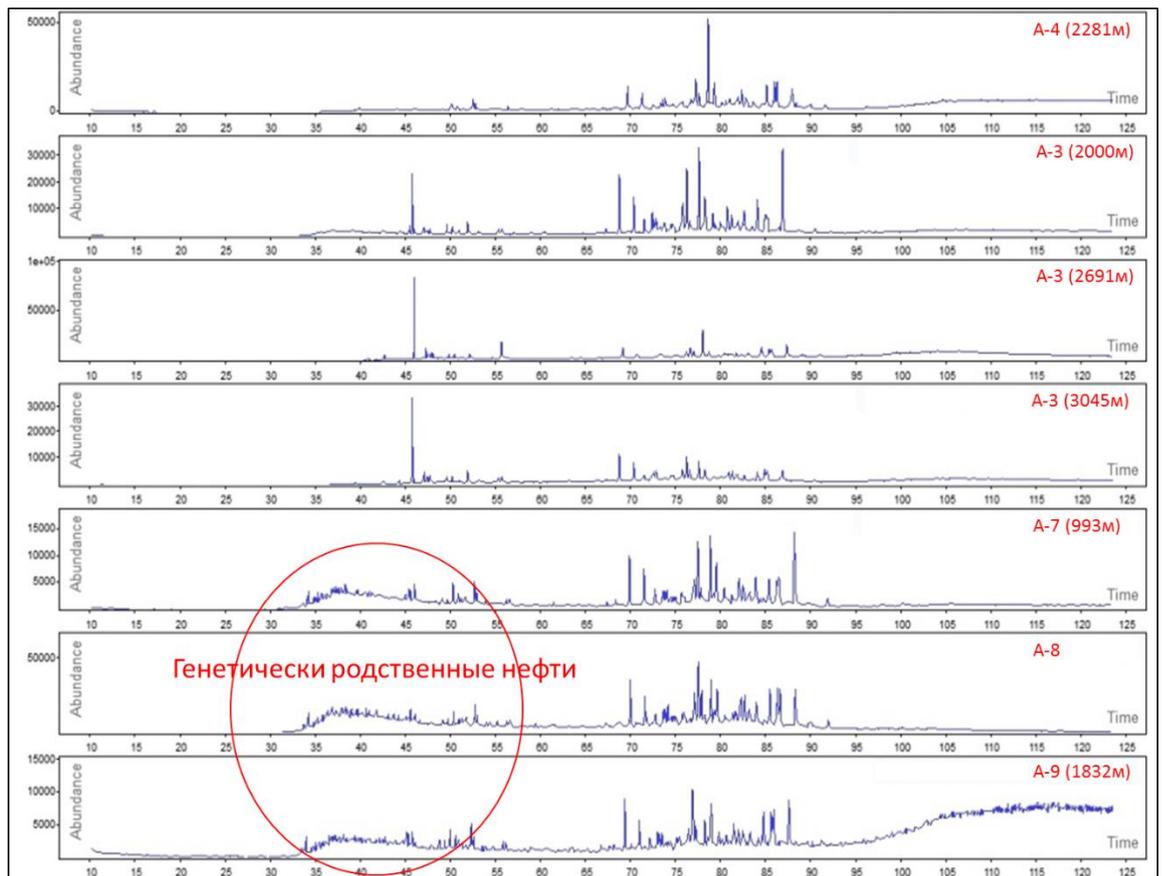


Рис. 17. Масс-фрагментограммы m/z 191, 217 и 218 в режиме SIM

Визуальное сравнение пиков на масс-фрагментограммах m/z 217 проб (Рис.17) показывает, что распределение $C_{27-28-29}$ стеранов в образцах всех скважин сходны между собой и относительно высокие концентрации $C_{29\alpha\alpha\alpha R}$ в пробах из самых верхних интервалов скважин А-3 (2000м) и А-7 (993м) указывают на их низкую зрелость, в то время как очень низкие концентрации пиков в интервалах 2691 и 3045 м скважины А-3 объясняются относительно высокой термической зрелостью данных проб. Данное наблюдение также подтверждается высокой концентрации $C_{29\alpha\alpha\alpha R}$. Также можно заметить сходство характеристик пиков 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 (Рис. 18 и 19). Это говорит о том, что эти нефти произошли из одного комплекса НМП, которые в последствии мигрировали в разные направления по разным путям миграции, преимущественно вертикально. Этот вывод ранее

был подтвержден результатами PCA анализа, где нефти со скважин А-7 и А-8 имеют генетическое родство.

Направление миграции УВ по термической зрелости можно определить на том основании, что НМП генерирует сначала менее зрелые УВ, которые мигрируют дальше, чем более зрелые УВ данного источника. Поэтому нефти с более высокой термической зрелостью находятся близко к НМП. По мере возрастания глубины залегания залежей нефти термическая зрелость увеличивается, что указывает на вертикальную миграцию УВ в скважинах А-3 и Ж-1. Латеральная миграция УВ в исследованных интервалах скважин А-2, А-3 и А-4 представляется затруднительной, в виду существования серий разломов, служащих барьерами и относительно больших глубин залегания продуктивных горизонтов для рассматриваемого региона. Также соотношение 4МДВТ/1МДВТ использовалось для установления дальности миграции нефти от очага генерации, так как концентрация 1МДВТ (1-метилдибензотиофен) возрастает по мере увеличения миграции в связи с уменьшением концентрации 4МДВТ (Рис. 18).

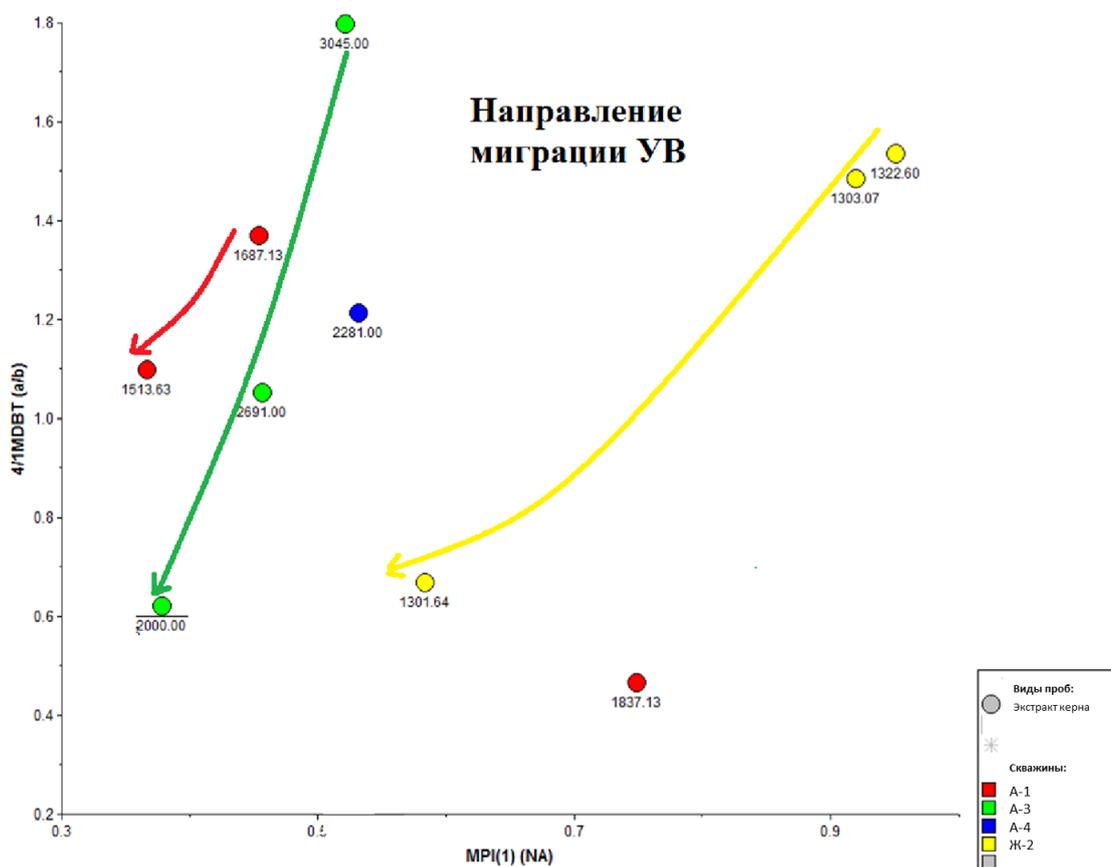


Рис. 18. График соотношения 4МДВТ/1МДВТ

По результатам данного исследования было установлено, что УВ с погруженных зон мигрирует вертикально, что поддерживает вышеупомянутый вывод. Закономерно предположить, что флюиды мигрировали из очагов генерации, расположенных в пределах погруженных частей прогиба в сторону регионального восстания пластов.

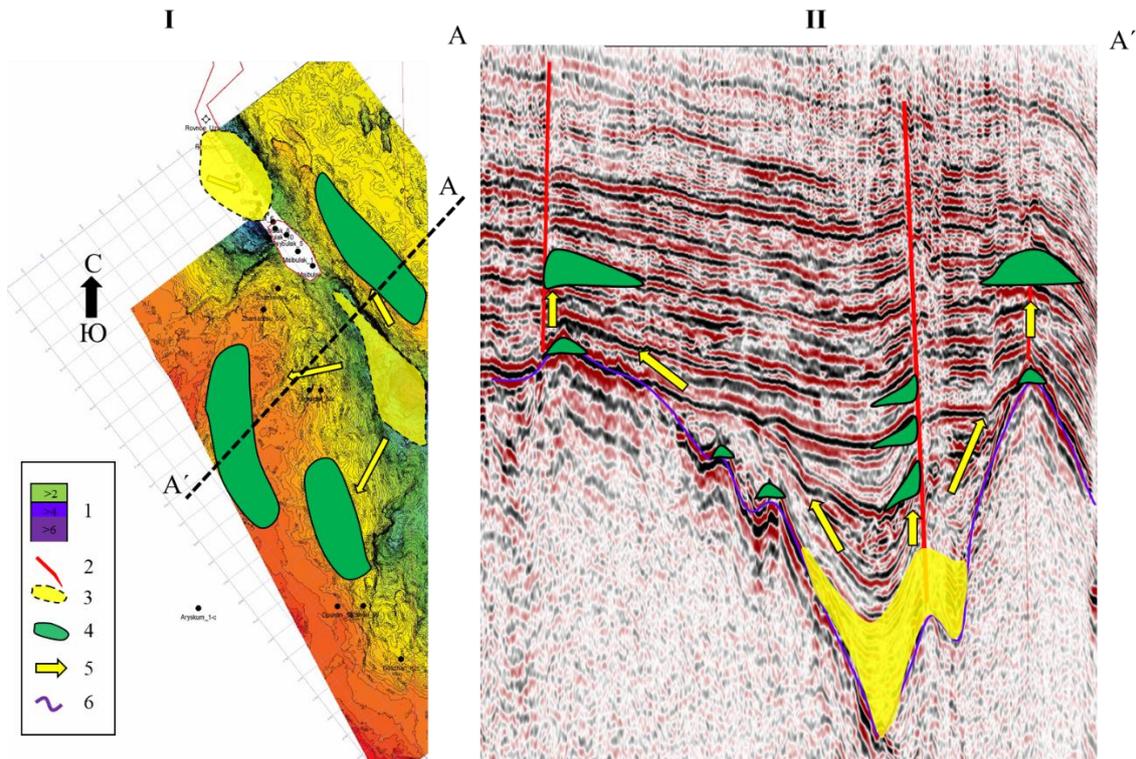


Рисунок 19. Схема вертикальной миграции УВ из единого очага генерации – погруженных нижнеюрских глинистых отложений айболинской и сазымбайской свит в пределах Арыскупской грабен-синклинали.

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.

Исходя из результатов РСА анализа на биомаркерах нефти пробуренных скважин в пределах Арыскупского прогиба (Рис. 13) можно сделать вывод в целом о принципах площадного распределения очагов генерации и миграции УВ в пределах ЮТБ. Как ранее уже говорилось ЮТБ представлен рядом

глубокопогруженных, линейно-вытянутых грабен-синклиналей, и каждая из этих 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 бассейна (Рис. 17 и 18).

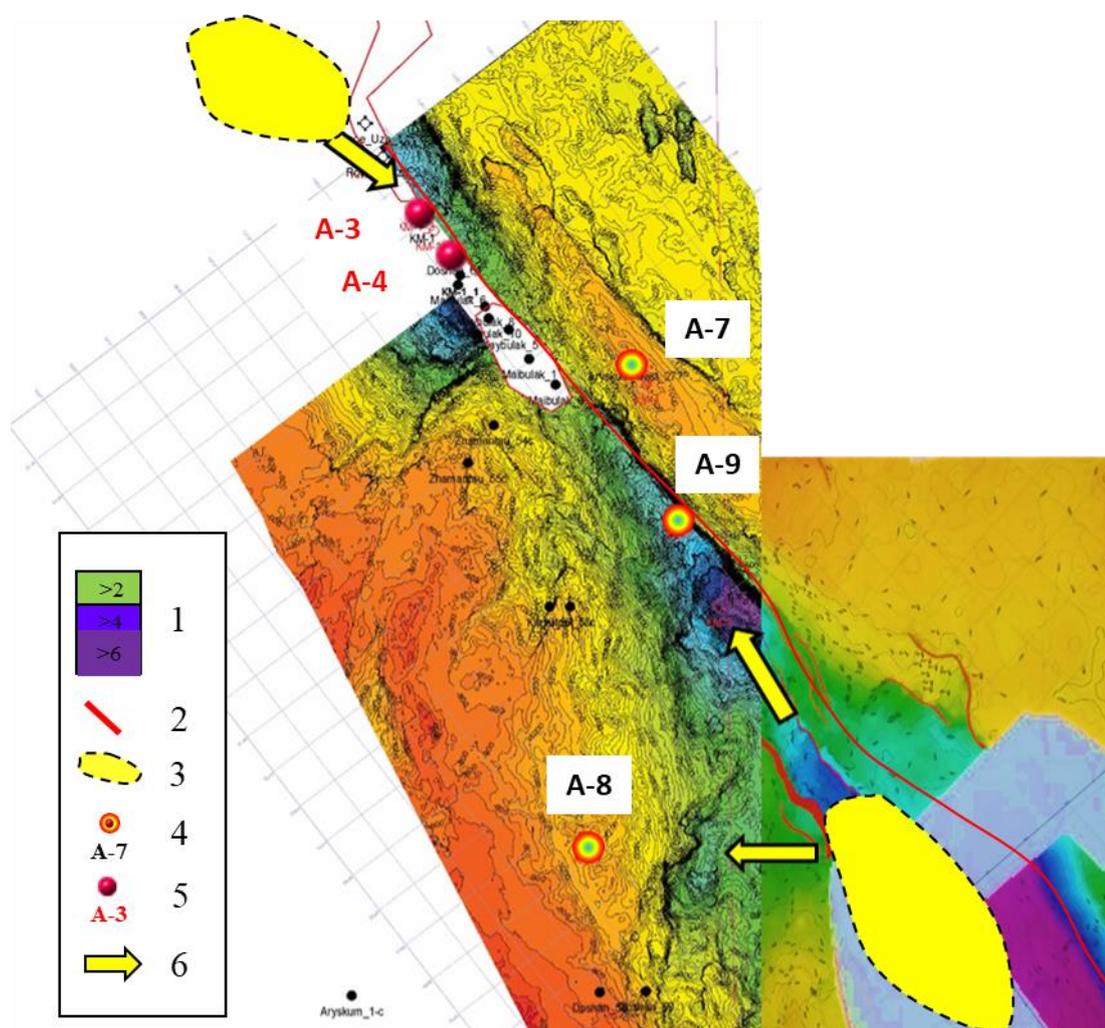


Рис 20. Схема генерации и миграции УВ в Арыскупском прогибе по результатам РСА анализа, где видно наличие двух независимых очагов генерации УВ, с нефтегазоматеринскими породами различного фациального происхождения. Пробы УВ со скважин А-7, А-8, А-9 имеют единое происхождение, также как и пробы отобранные со скважин А-3 и А-4, при этом, между собой эти нефти имеют совершенно различные генетические формы.

1 – отметки кровли отложений фундамента в км; 2 – разломы; 3 – очаг генерации УВ; 4 и 5 – группы скважин с пробами нефти родственного генетического происхождения; 6 – предполагаемые пути миграции УВ.

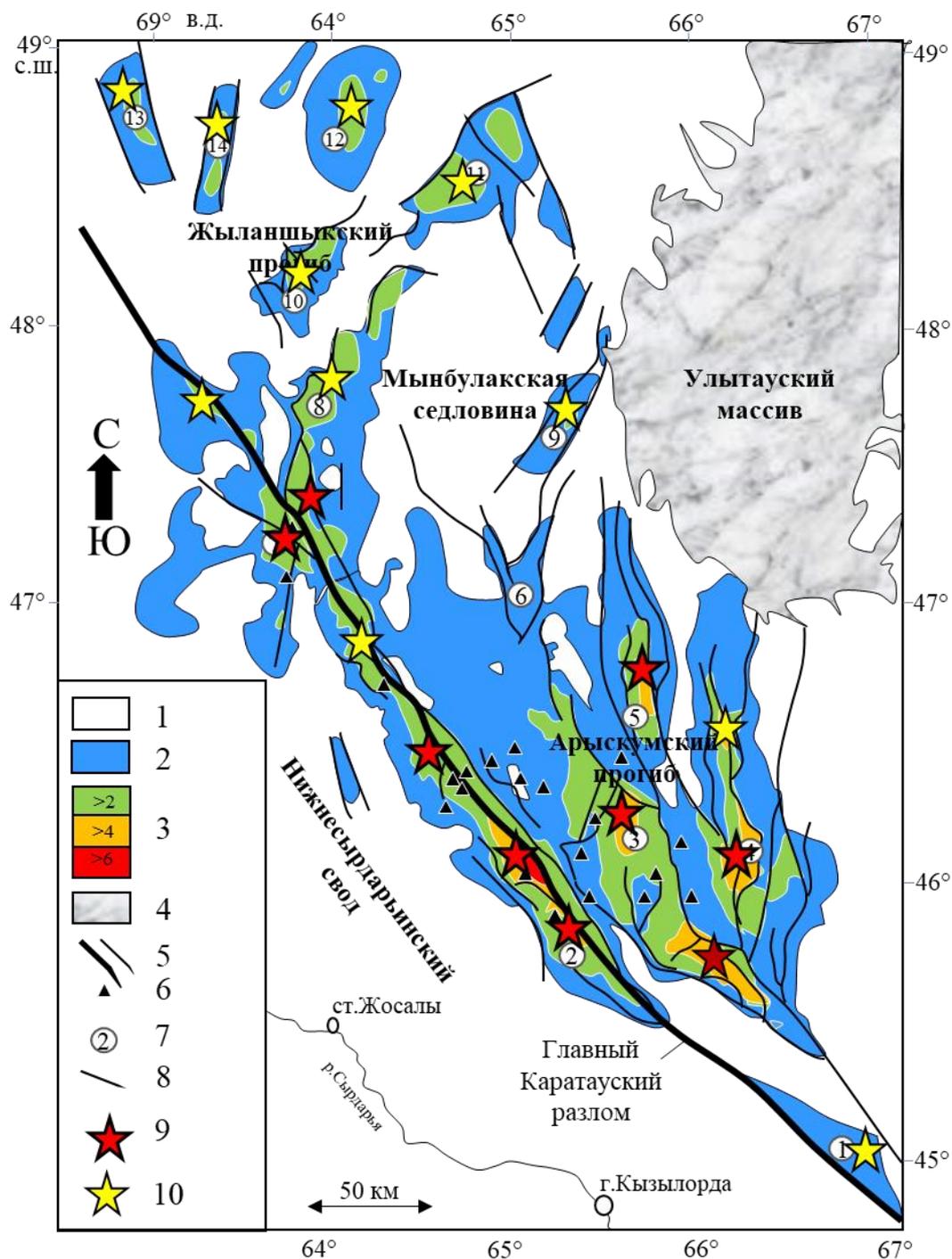


Рис 21. Схема выявленных и возможных очагов генерации УВ в пределах ЮТБ приуроченные к отдельным грабен-синклиналям.

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.

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 больших глубинах из-за отсутствия благоприятных условий для региональных потоков подземных вод (уплотнение пород, блоковая структура, отсутствие связи между блоками, тектонические нарушения) разгрузка глубинных флюидов происходит преимущественно вертикально.

Согласно геофлюидодинамической концепции (В.Ю.Керимов, М.З.Рачинский, 2011) миграционных процессов и формирования залежей и месторождений природных УВ в глубоких частях бассейнов, доминирующей формой движения природных флюидов в геологическом пространстве является межформационная (межэтажная) пульсационно-инъекционная субвертикальная миграция по плоскостям проводящих дизъюнктивов, зонам повышенной трещиноватости и разуплотнения, контактов диапировых внедрений, эруптивам грязевых вулканов, лито-фациальным несогласиям и другим нарушениям сплошности пород, осуществляющаяся синхронно с активизацией палео-неотектонических процессов (20). Фазовые превращения ОВ в условиях замкнутой физико-химической системы, подверженной высоким температурам и давлению, создают аномально высокие поровые давления и обеспечивают начальную стадию эмиграции УВ за пределы глинистых толщ в пласты-коллекторы и зоны трещиноватости. Большую роль в миграции нефти и газа из глинистых отложений в эллизионных системах играет трансформация глинистых минералов; переход монтмориллонита (смектита) в иллит ведет к высвобождению огромных масс кристаллизационной воды, которая рождает сверхвысокие пластовые давления, способствует образованию природных гидроразрывов в песчаных пластах, формированию кластических даек, «горизонтов с включениями» и грязевых вулканов. В зонах высокой геодинамической и

геофлюидодинамической активности миграция флюидов вырабатывает в осадочном чехле субвертикальные и субгоризонтальные каналы причудливой формы, заполненные разуплотненным материалом. Эти особенности отражаются на сейсмических диаграммах различными формами геологических тел (Рис. 22).

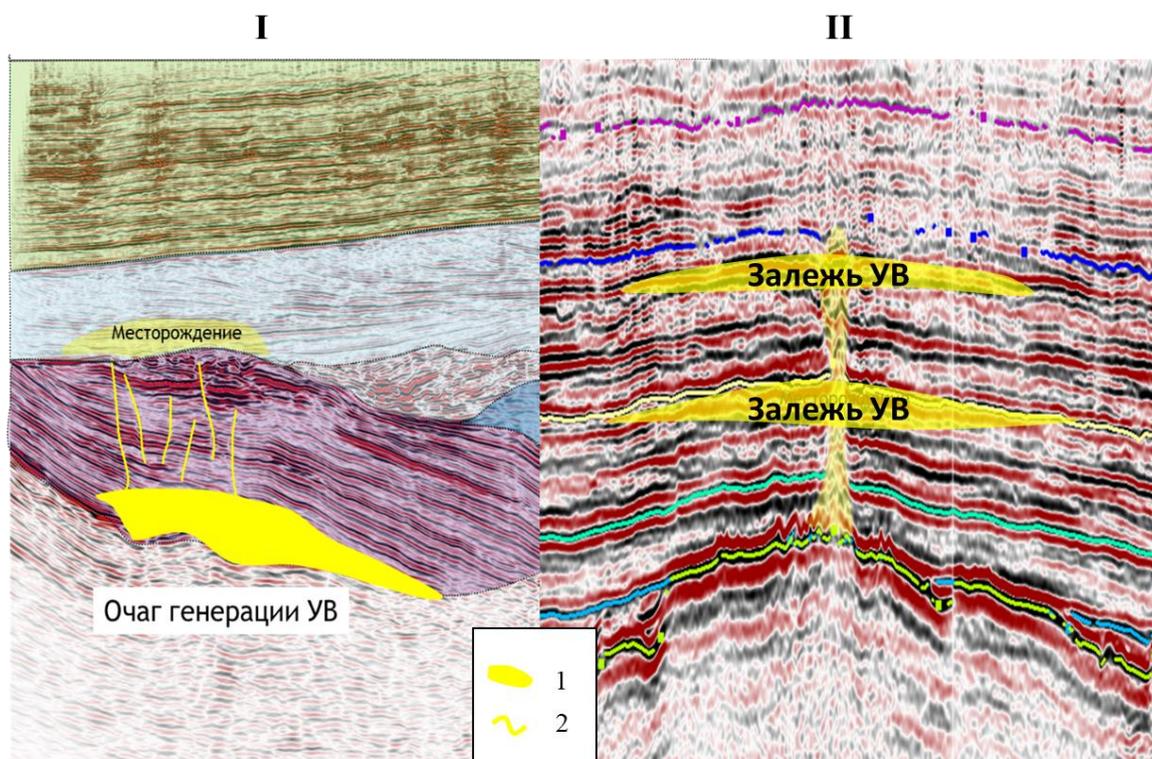


Рисунок 22. Возможные пути миграции УВ в пределах Арыкумской грабен-синклинали, образованные в результате: I - природных гидроразрывов пластов из нижнеюрских нефтематерисных пород сазымбайской и айболинской свит в дощанскую свиту средней юры; II - мгновенных грязевых вулканов и высвобождения УВ из глинистых отложений нижнедаульской свиты в песчаные коллектора верхнедаульской свиты нижнего мела.

1 – очаг генерации УВ; 2 – предполагаемые пути миграции УВ.

Возраст НМП. Во всех образцах присутствуют ароматические диностероиды, что предполагает мезозойский возраст НМП. Но требуется проведение изотопного анализа углерода в нефтях для подтверждения возраста НМП исследуемых образцов, в связи с тем, что некоторые возрастные параметры биомаркеров в образцах отсутствуют в результате высокой термической зрелости.

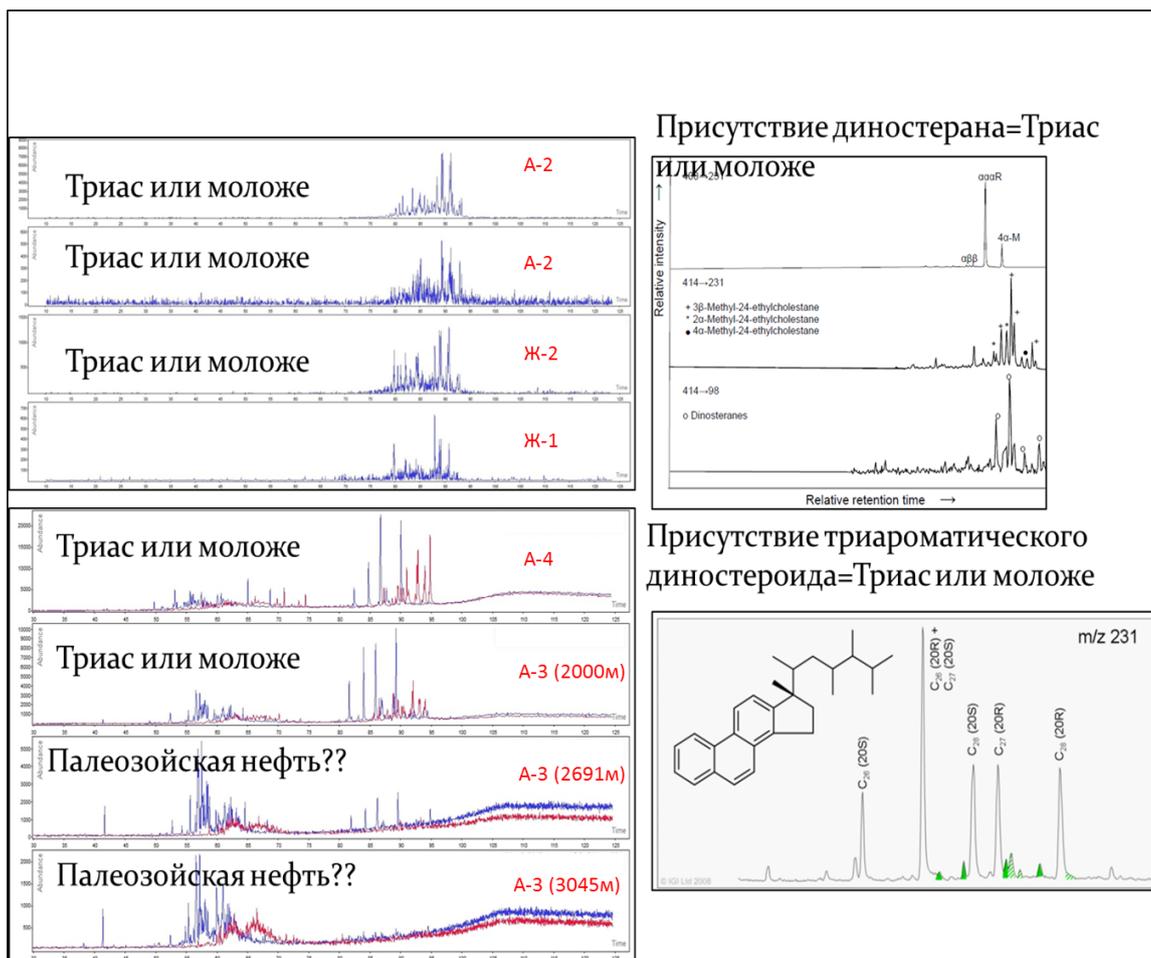


Рисунок 23. Масс-фрагментограммы для определения возраста НМП

Образцы нефти со скважины А-3 с интервалов 2691м и 3045м по результатам биомаркерного анализа показывает возможную генерацию УВ породами карбонатного состава палеозойского возраста. Если эти результаты удастся подтвердить результатами других исследований может открыться еще нераскрытый потенциал ЮТБ, связанной с более глубокими этажами квазиплатформенного комплекса, представленного преимущественно терригенно-карбонатной толщей (Рис 23). Дополнительным подтверждением наличия высокоперспективной нефтегазогенерирующей толщи в квазиплатформенном комплексе ЮТБ, является многочисленные прямые признаки УВ в палеозойских известняках Северо-Торгайского бассейна, которая является продолжением рассматриваемой зоны.

Результаты пиролиза на аппарате Rock-Eval 6

73 образцов кернавого материала из 8 разведочных скважин Южно-Тургайского бассейна подверглись к анализу Рок-Эвал.

Геохимические характеристики юрской нефтематеринской толщи

Таблица 2

Скважина	Стратиграфия	Глубина	Литология				S1 - (mg/g)	S2 - (mg/g)	PI	Tmax (°C)	S3 - (mg/g)	PC (%)	RC (%)	TOC (%)	HI	OI	Тип керогена
			Глины	Песчанники	Аргиллиты	Карбонаты											
Арыскупский прогиб																	
A-1	J2k	1548	85	8	7	0	0,125	4,9	0,035	434,5	0,32	0,465	2,85	3,3	136,75	9,75	III
A-1	J1-2d	1820	45	45	5	0	1,67	66,6	0,026	416,2	2,62	6,11	16,2	22,7	292	7,2	II-III
A-2	J1-2d	1749	45	45	5	0	1,09	29,3	0,04	427,5	0,36	2,7	9,88	12,53	206	4,15	III
A-2	J1sb	2732	0	5	10	85	1,92	19,3	0,09	431	0,28	1,83	4,03	3,88	330	3	III
A-3	J1-2d	1752	45	45	5	0	0,14	1,17	0,107	428	0,11	0,12	1,12	1,24	94	8	II-III
A-3	J1sb	2080	0	5	10	85	0,08	1,7	0,035	438	0,12	0,175	1,45	1,7	105	7,5	II-III
A-3	J1sb	3246	0	5	10	85	0,39	3,1	0,112	433	0,16	0,34	2,24	2,38	120	6	II-III
A-4	J1sb	2144	0	5	10	85	0,39	3,83	0,13	439	0,48	0,41	2,22	2,63	145	18	II-III
A-5	J2k	1357	85	8	7	0	0,85	72	0,025	420	7	7	17	36	164	19,5	III
A-5	J1ab	1652	80	5	15	0	1,25	46,49	0,025	425,5	6,9	4,5	23,02	27,04	170	17	III
Жыланшыкский прогиб																	
Ж-1	J1-2d	1302	45	45	5	0	0,34	11,5	0,038	421	0,28	1,05	4,13	4,52	225	5	III
Ж-1	PZ	2000	0	0	0	100	1,4	13,8	0,57	413	0,64	1,2	5,57	7,9	189,2	7	III
Ж-2	J2k	1270	85	8	7	0	0,88	29,12	0,03	423	2,94	2,74	10,79	13,93	213	22	III
Ж-2	J1sb	2105	0	5	10	85	0,12	2,8	0,04	440	0,76	0,29	2,29	2,38	109	29	II-III

Генерационный потенциал. Значения Сорг для изучаемых образцов варьируются от 0,62 до 75,88, что дает нам возможный генеративный потенциал от бедного до отличного потенциала, но в целом органическое вещество нижнеюрских отложений характеризуется очень высоким потенциалом (Рис. 24).

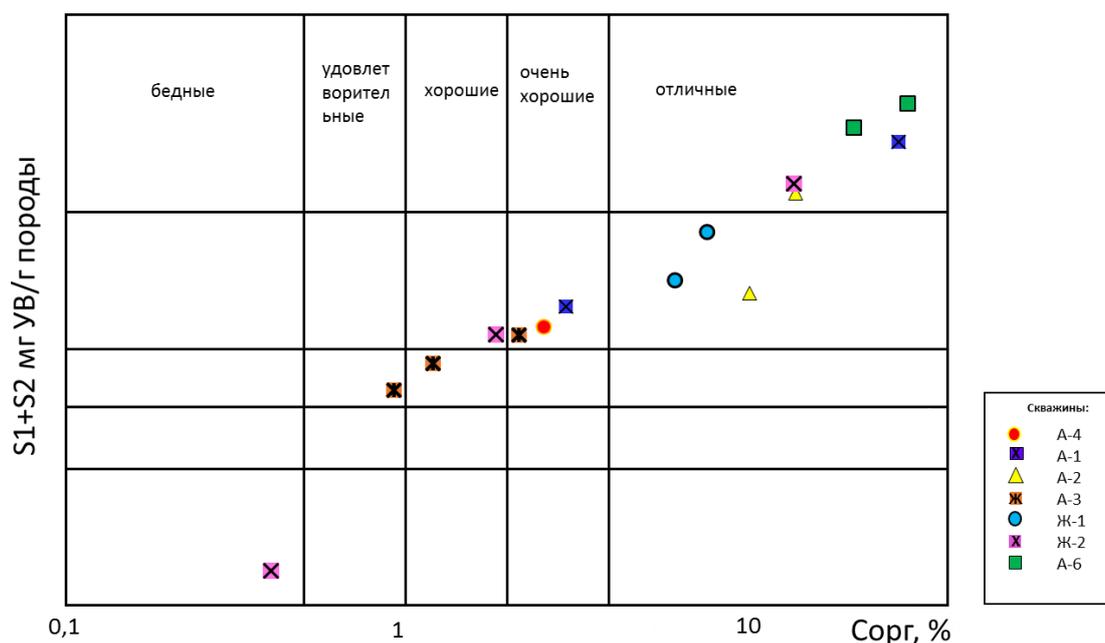


Рис. 24. Диаграмма, отражающая генеративный потенциал нижнеюрских отложений

Высокие значения ТОС (75,88) могут быть объяснены высокими значениями остаточного углерода (RC-67,04), который обладает низким генеративным потенциалом. Практически прямая зависимость генетического потенциала и количества Сорг указывает на сингенетичность вещества. В анализируемых образцах, параметр S2 варьируется от 0,17 до 193,86 мг углеводородов на грамм породы, что также дает нам довольно широкий спектр генеративного потенциала. Анализ обогащенности пород органическим углеродом показал, что наиболее высокие содержания органического вещества отмечаются в нижнеюрских черных аргиллитах и глинисто-углистых отложениях скважин А-1 (2042,64-2042,79) и А-6 (1657,49 черные угли, слоистый, с редкими зернами кварца, глинистая – возраст средняя юра, аален) (Рис. 25).

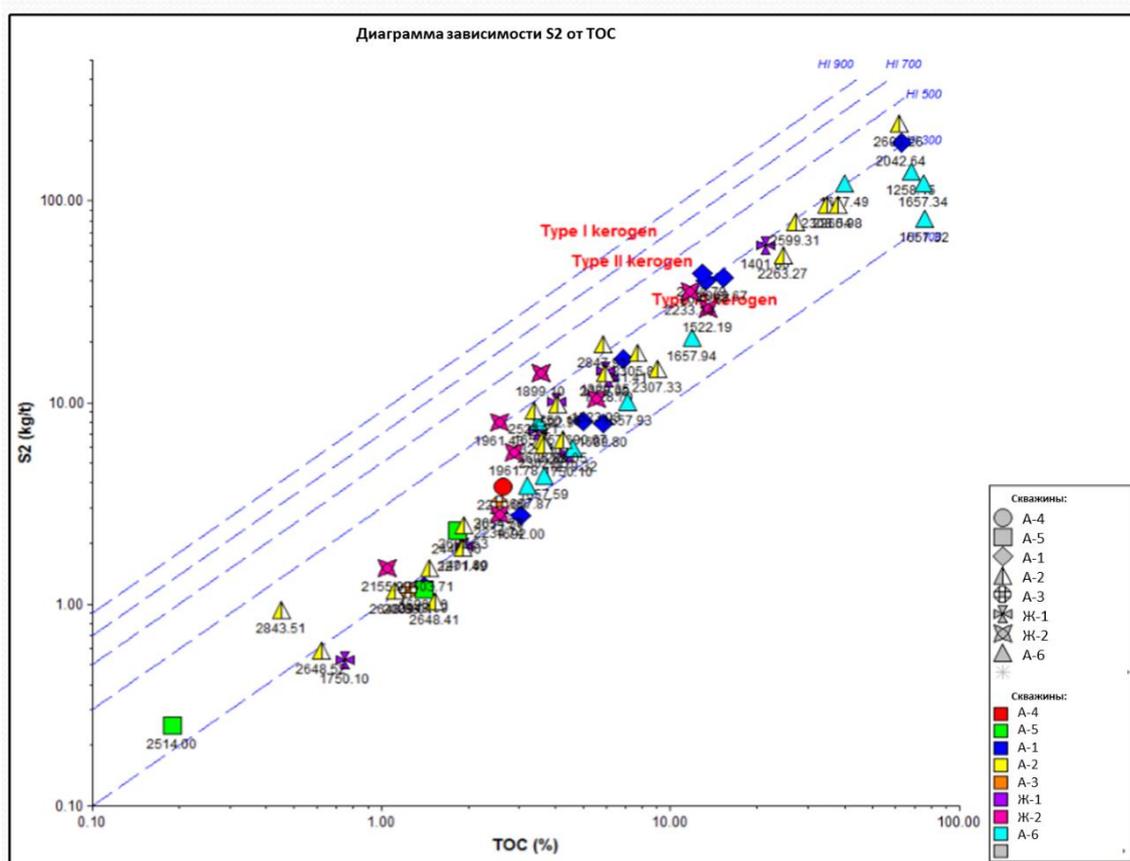


Рис. 25. Диаграмма зависимости S2 от ТОС

Термическая зрелость. Температура максимальной генерации УВ (T_{max}) представляет собой значения температур, при которых из керогена/породы будут выделяться наибольшее количество УВ при термическом пиролизе. Однако T_{max} не представляет собой температуру при погребении породы на определенную глубину, а скорее, уровень зрелости породы. Как правило, значения T_{max} менее 435°C говорят о незрелом органическом веществе/керогене. Значения T_{max} от 397°C до 444°C подходят для условий нефтяного окна, т.е. генерации нефти. Значения между 460°C до 470°C считаются промежуточными. Значения более 470°C характерны для перезрелого ОВ/керогена и приводят к генерации жидкого газа. Судя по значениям T_{max} , исследованные интервалы скважин А-1, Ж-1 и А-6 в данный момент не вошли в зону нефтеобразования, в то время как породы сазымбайской и айболинской свит из скважин А-2, Ж-2 и А-5 являются действующими НГМТ (Рис. 26 и 27).

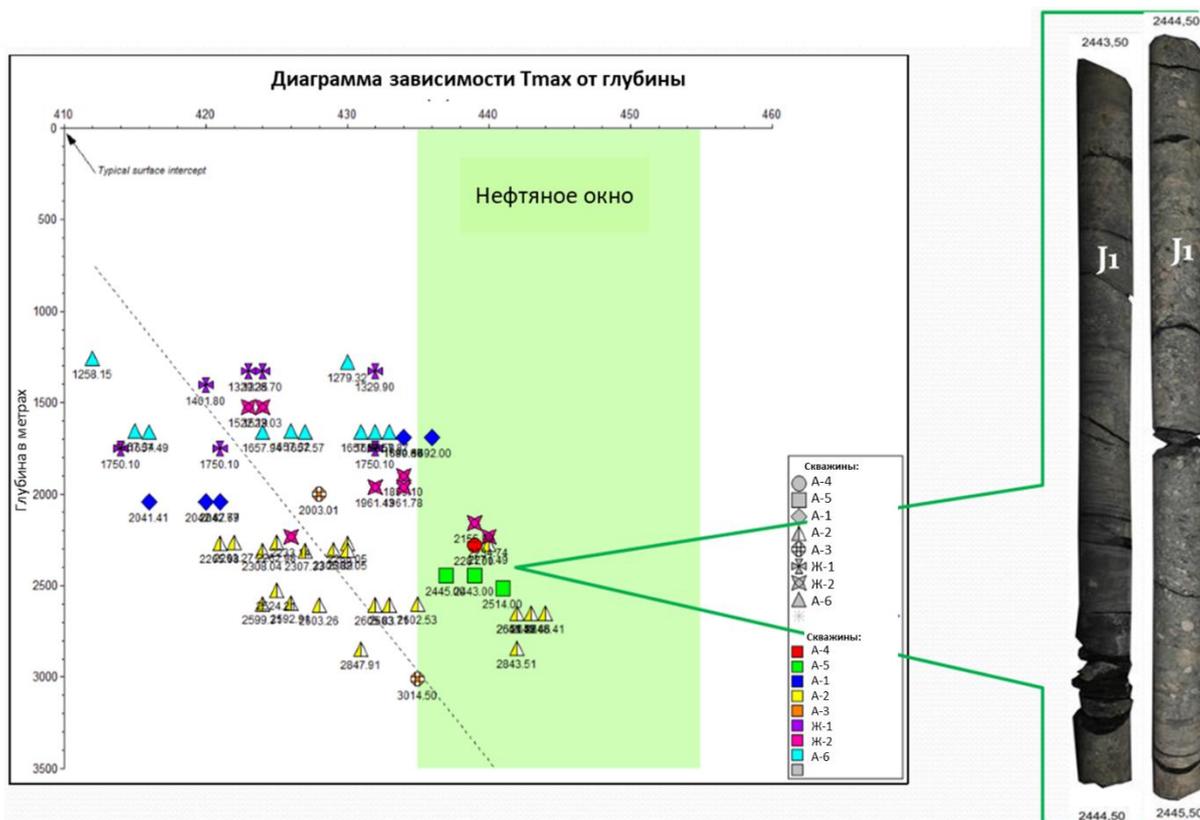


Рис. 26. Зависимость значения T_{max} от глубины залегания пород

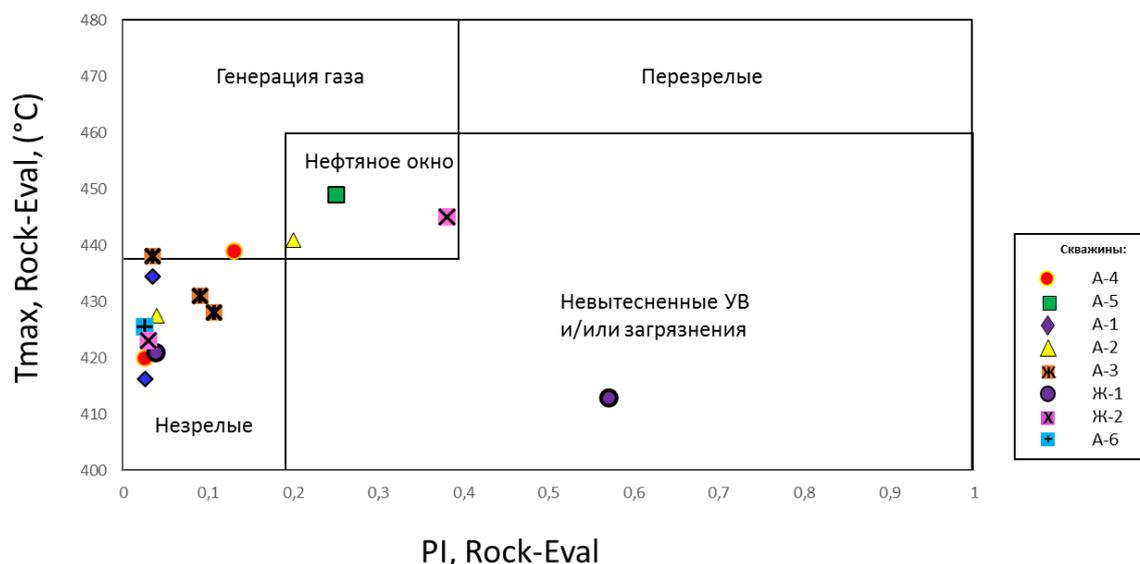


Рис. 27. Зависимость значения Tmax от PI показывающий степень катагенетической преобразованности нефтегазоматеринских пород нижней юры

Скважина Ж-2: Дощанские черные глинистые, и глинисто-кремнистые (2155,99м) и айболинские глинистые интервалы (2234,74м) скважины Ж-2 находятся в зоне нефтеобразования по относительно высоким значениям Tmax. Если говорить о генерационном потенциале меловых отложений, то здесь глубина залегания подошвы готерива, по результатам возрастных определений по фораминиферам и по споро-пыльце (1) не превышает 1,5 км, что говорит о недостаточном для генерации УВ прогреве меловых отложений. Более того, средние содержания ОВ в нижнемеловом комплексе не превышают 0,5%, что уже говорит об очень слабом генерационном потенциале.

Скважина А-5: Все 3 образца, отобранные из углисто-глинисто-кремнистых конгломератов (2443м), угольно-глинистых (2445м) и гравелитовых интервалов (2514м) 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. Значения геотермического градиента по мере возрастания глубины залегания и

отражательной способности витринита сильно варьируют, иногда вне всякой зависимости между собой.

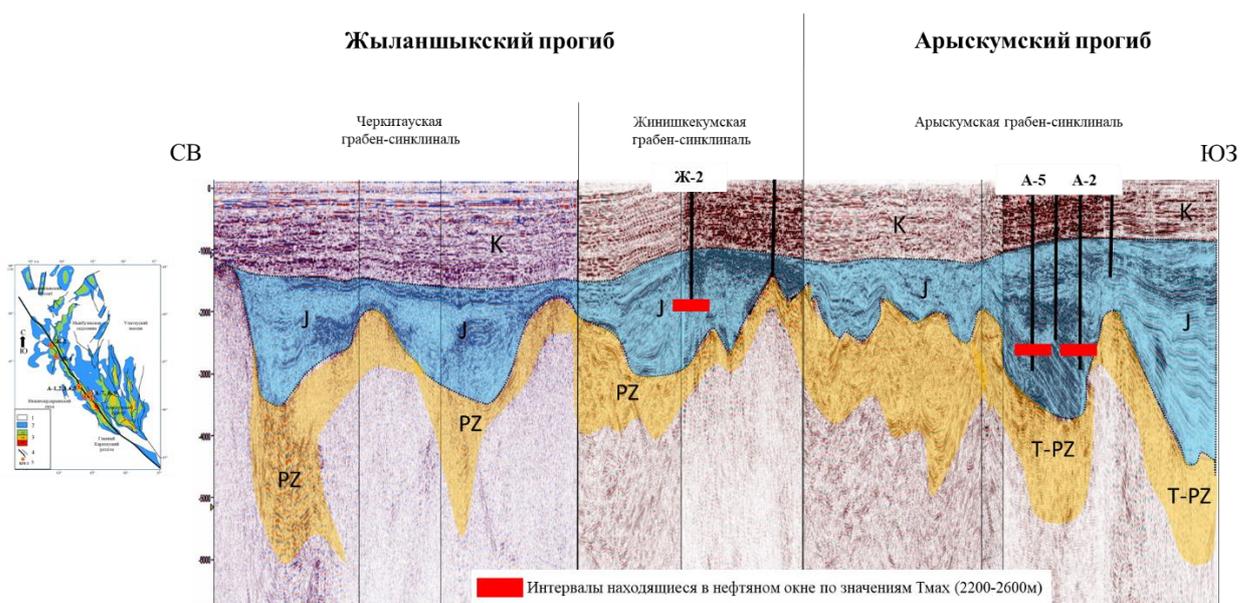


Рис. 28. Схема действующих интервалов нефтяного окна по значениям T_{max} наложенная на сейсмический региональный траверс соединяющий Арыскупский и Жыланшыкские прогибы по направлению СВ-ЮЗ.

Разница в глубинах начала главной зоны нефтегазообразования в Жыланшыкском и Арыскупском грабенах возможно связано с различной интенсивностью тектонической активности в пределах этих прогибов (Рис. 28). Отчетливая активизация тектонических движений, в том числе и разрывных, произошла в киммерийский и альпийские этапы складчатости (б). Особенно активно поднятия проявились в Жыланшыкском прогибе и вдоль Главного Каратауского разлома. Интенсивные поднятия вдоль Главного Каратауского разлома привели к образованию антиформ. По неокому и вышележащим отложениям Арыскупская и Жинишкекумская юрские грабен-синклинали превратились в антиклинали, а восточнее, на месте Арыскупской горст-антиклинали возник прогиб. Альпийская активизация тектонических движений (преимущественно восходящих) происходило в условиях субширотного сжатия. Только этим можно объяснить появление антиформ над ослабленными зонами разломов. Это подтверждается и по ряду грабен-синклиналей Жыланшыкского прогиба, где установлены разломы (сбросы) с восточным падением (Жинишкекумский, Кулагакский, Черкитауский),

секущие весь осадочный чехол. В приразломных частях грабен-синклиналей возникают при этом антиклинали с крутыми западными крыльями. Это указывает на западное направление тангенциального сжатия.

Киммерийская тектоническая эпоха, также несомненно, сказалась на выделении дополнительной энергии (Р и Т) и создания благоприятных условия для преобразования ОВ и генерации УВ с формированием в дальнейшем залежей углеводородов в вышележащих меловых отложениях. Например, на Жинишкекумской грабен-синклинали, геохимические данные полученные по результатам бурения двух поисковых скважин Ж-1 и Ж-2 говорят о следующем (Рис. 29):

1. Благодаря интенсивной тектонической активности (сдвиговая тектоника приводит к трению горных пород вдоль плоскости разломов, в результате которой возникает рост давления и температуры) было выделено дополнительная энергия, которая способствовала к созреванию ОВ на глубинах 2200м, что не характерно для других регионов;
2. Из-за разрушения основных юрских ловушек в результате той же интенсивной тектоники, сгенерированный флюид покидает юрскую толщу и в альпийский этап мигрирует в меловую толщу и заполняет там все потенциальные ловушки. Этому доказательством является вскрытая залежь тяжелой ($\rho=0,92\text{г/см}^3$) и парафинистой (более 40%) нефти скважиной Ж-2 на глубине 2145м в нижней юре, которая по результатам биомаркерного анализа определена как разрушенная залежь, потерявшая все легкие УВ компоненты в результате тектонической активности. Скважина Ж-1 наоборот вскрыла залежь легкой нефти в ловушке мелового возраста, которая прошла этап полного преобразования первичных свойств (перекристаллизации) в результате прохождения длительного пути миграции из нефтематеринских пород.
3. В связи с этим, можно объяснить не успешность многочисленных пробуренных разведочных скважин в юрские отложения, и обосновать большие перспективы меловых отложений, на которые необходимо переориентировать ГРП.

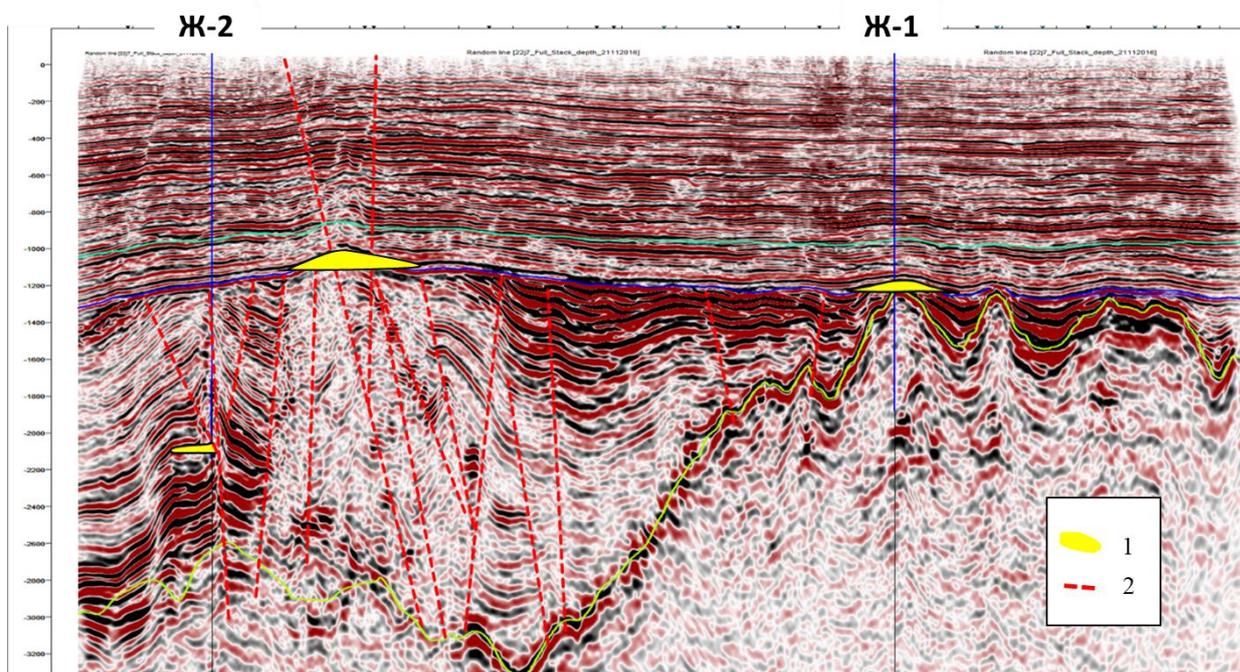


Рис. 29. Жинишкекумская грабен-синклиналь. Сейсмический временной разрез по месторождениям СЗ Жыланкыр, Жыланкыр и Южный Жинишкекум.

1 – залежи УВ; 2 – разломы.

Определение типа органического вещества и типа керогена

В данной работе характеристика керогена и исходного ОВ также осуществлялась за счет анализов образца и построения графиков зависимости Водородного индекса (Hydrogen Index – HI) и температуры максимальной генерации УВ (T-max). Низкие значения HI в керне легко объясняется отсутствием в породе заметной концентрации ОВ. Так на графике (Рис. 30) видно, что тип керогена обозначен как тип III (газогенерирующий).

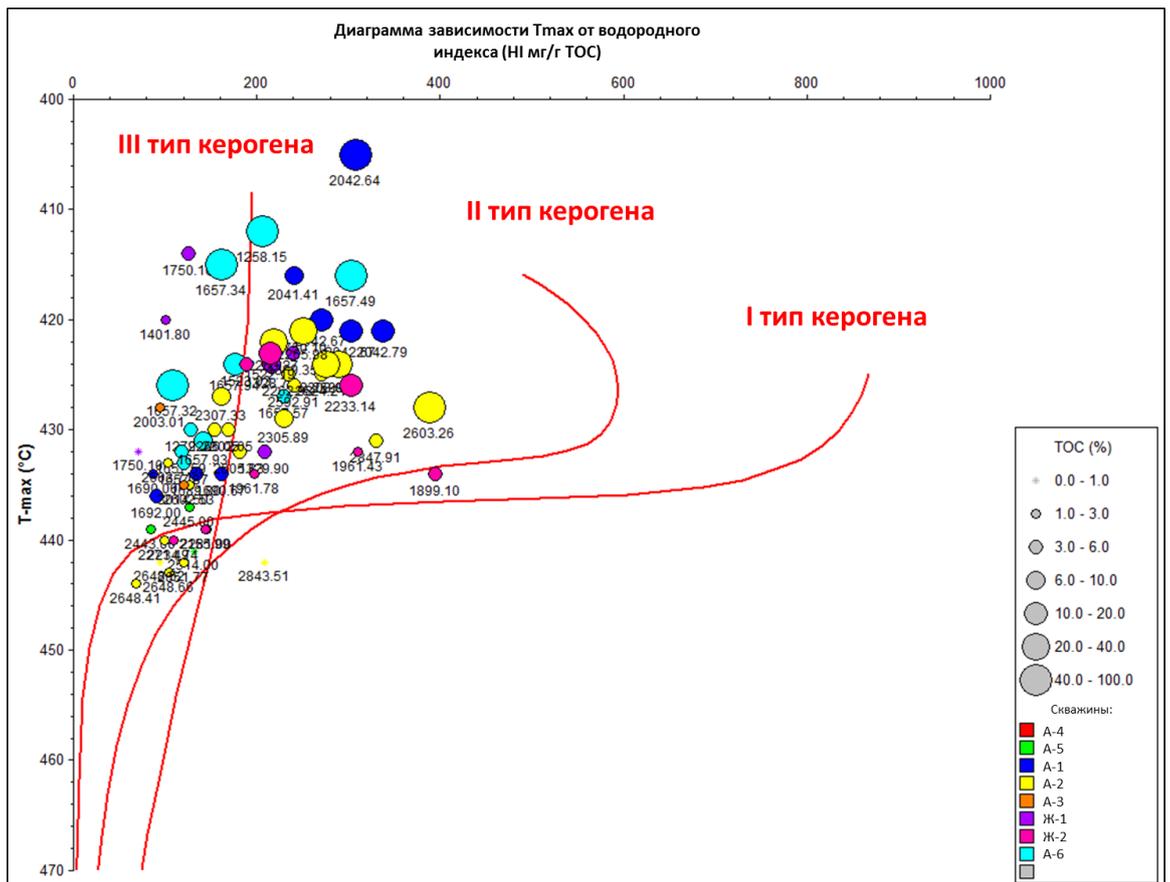


Рис. 30. График зависимости индекса Водорода от значения T_{max}

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

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

Объем входных данных для численного бассейнового моделирования определен требованиями программного обеспечения Petromod компании Шлюмберже, а также количеством и качеством имеющихся геолого-геофизических материалов по ЮТБ.

Для формирования структурно-тектонического каркаса бассейна использованы региональные структурные карты по основным опорным отражающим горизонтам (2):

II – кровля карачетауской свиты нижнего мела K_{1kk} ;

II^I – кровля верхнелаульской свиты верхнего неокома нижнего мела K_{1d_2} ;

II ar – кровля арыкумского горизонта нижнедаульской свиты нижнего неокома нижнего мела K_{1nc_1ar} ;

III^I - кровля кумкольской свиты верхней юры J_{3km_3} ;

IV – кровля карагансайской свиты средней юры J_{2kr} ;

IV^I - кровля дощанской свиты нерасчлененного нижнесреднеюрской толщи J_{1-2ds} ;

PZ - кровля палеозоя.

Структурные карты были оцифрованы с использованием программного обеспечения Easy trace и ArcGis с четкой привязкой к координатной сети (Рис 31). Таким образом осадочный разрез модели бассейна включает 5 осадочных комплексов (Таб. 3). Время начала и окончания периодов осадконакопления каждого из них принят с использованием международной стратиграфической шкалы (Geologic time scale 2004 by F.M.Gradstein, J.G. Ogg, A.G. Smith, et al. 2004 with Cambridge University).

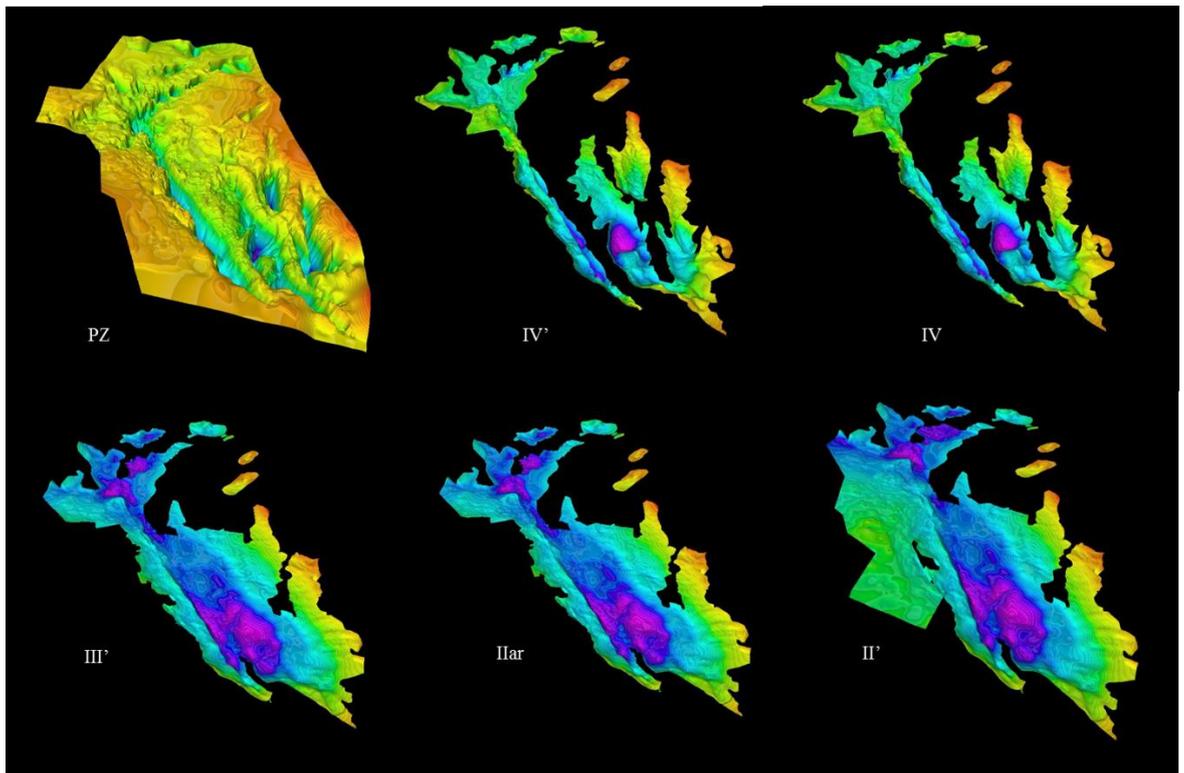


Рис. 31. Структурные карты, использованные в модели

II – кровля карачетауской свиты нижнего мела K1kk; III – кровля верхнедаульской свиты верхнего неокома нижнего мела K1d2; IIar – кровля арыкумского 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.

Для литологической характеристики каждого слоя в модели были созданы соответствующие литотипы на основании скважинных данных (Таб. 4).

Для каждого осадочного комплекса учитывались палеоглубины бассейна на основе материалов САТТ (J.R. Markello "The carbonate analogs through time», 2005). Оценка придонных палеотемператур ЮТБ выполнялась автоматически в применяемом ПО с учетом палеобатиметрии.

Для характеристики теплового потока в основании осадочного чехла изучаемого бассейна использовали опубликованные данные.

Таблица 3. Осадочные комплексы. Периоды осадконакопления

Название комплекса	Седиментация, млн.лет	
	начало	конец
P-Q	60	0
K1kk	100	65
K1d2	150	100
K1nc1ar	160	150

J ₃ km ₃	170	160
J ₂ kr	180	170
J ₁₋₂ ds	250	180
PZ	550	250

Таблица 4. Литологическая характеристика слоев модели

Название комплекса	Литологический состав
P-Q	Глины – 50 %, песчаники – 40%, аргиллиты – 10%, карбонаты – 0%
K _{1kk}	Глины – 40 %, песчаники – 50%, аргиллиты – 10%, карбонаты – 0%
K _{1d2}	Глины – 40 %, песчаники – 50%, аргиллиты – 10%, карбонаты – 0%
K _{1nc1ar}	Глины – 50 %, песчаники – 40%, аргиллиты – 10%, карбонаты – 0%
J ₃ km ₃	Глины – 40 %, песчаники – 50%, аргиллиты – 10%, карбонаты – 0%
J ₂ kr	Глины – 85 %, песчаники – 5%, аргиллиты – 7%, карбонаты – 0%
J ₁₋₂ ds	Глины – 30 %, песчаники – 60%, аргиллиты – 10%, карбонаты – 0%
PZ	Глины – 50 %, песчаники – 5%, аргиллиты – 10%, карбонаты – 35%

По результатам последних геохимических исследований (34) основной нефтегазоматеринской толщей определены глинистые отложения айболинской и сазымбайской свит нижней юры. Содержания органического углерода и водородного индекса определены в 1-3,8 % и 100-330. Остальные осадочные комплексы, залегающие выше айболинской свиты, еще не достигли нефтяного окна в связи недостаточной глубиной погружения.

В качестве резервуаров определены песчаники дощанской свиты средней юры, кумкольской свиты верхней юры и арыскупского горизонта нижнего мела. Также с учетом результатов подтверждения промышленной нефтегазоносности верхнедаульской свиты верхнего неокома нижнего мела, этот комплекс также рассмотрен в качестве потенциального коллектора, способной аккумулировать УВ.

Покрышками приняты регионально установленные глинистые отложения карагансайской свиты средней юры, акшабулакской свиты верхней юры, нижнедаульской свиты нижнего мела и подошва карачетауской свиты верхнего мела, приуроченная к стратиграфическому несогласию.

Размер ячейки моделирования составляет 1x1 км, длительность временного шага – 10 млн.лет. Для каждого из принятых типов керогена использовались соответствующие кинетические реакции Pepper&Corvi (1995),

а для калибровки модель Sweeney&Durnham (1990) – EASY%Ro (Т.Hantshel, A.Rauerauf, 2008). В качестве метода миграции УВ выбран «Hybrid». Порог проницаемости устанавливали равным 2,01 мД при 30% пористости. Разломы рассматривались как проводящие на протяжении всего времени моделирования. Температура поверхности дна рассчитана автоматически на софте с учетом дрейфа континентов сквозь различные климатические зоны с привязкой к современному географическому положению изучаемой территории.

Максимальные глубины погружения НГМТ достигают до 5-6 км в центральных частях Арыкумского и Акшабулакского грабен-синклиналей.

Начиная с верхней юры НГМТ вошла в нефтяное окно в наиболее погруженных частях грабен-синклиналей. Анализ результатов моделирования свидетельствует о существенной выработанности керогена ОВ нижнеюрской толщи.

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.

Таблица 5. График геологических событий в пределах ЮТБ

млн.лет	350	210	190	170	150	130	110	90	70	50	30	10
Геологические события	палеозой	мезозой								кайнозой		
	Д-С	юра				мел				палеоген		неоген
Фор-ие НГМТ												
Фор-ие коллекторов												
Фор-ие покрышек												
Фор-ие ловушек												
Генерация/аккумуляция УВ												

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 бассейнового моделирования очень хорошо коррелируются с результатами биомаркерного анализа, подтверждая основные выводы, сделанные в главе 2.1.

Моделирование процесса трансформации керогена и степени его истощенности (рис. 32) 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 Жыланшиковского 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.

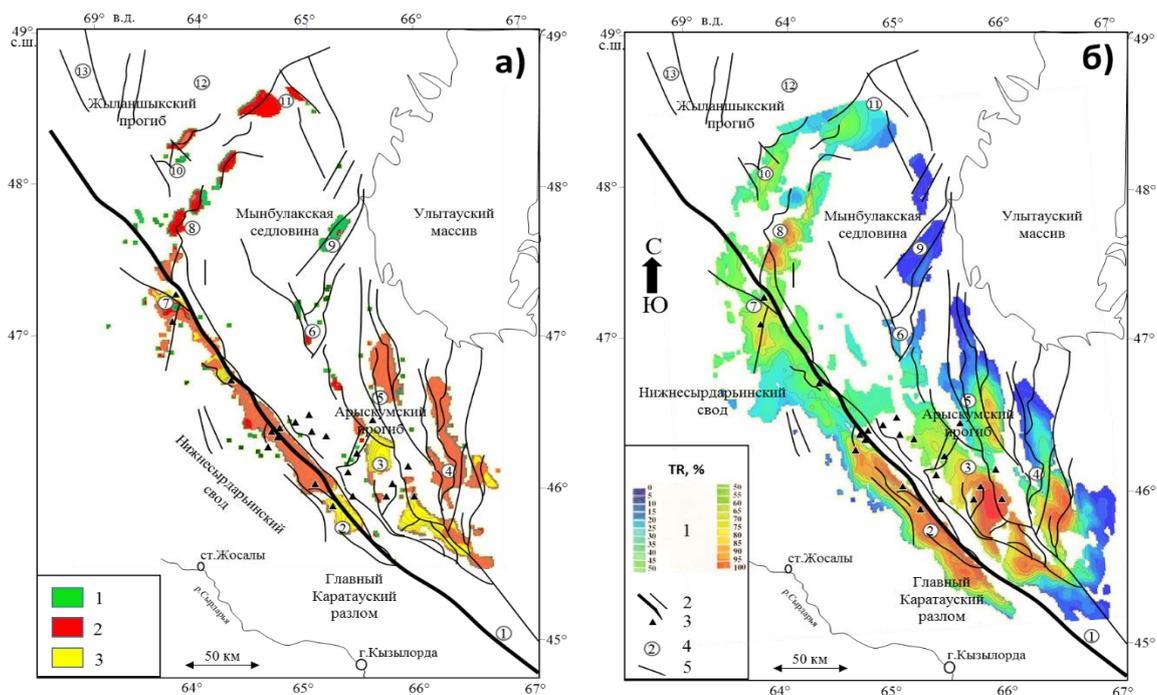


Рис. 32. а) схема зрелости нижнеюрской НГМТ в пределах грабен-синклиналей (1 – области распространения незрелой НГМТ; 2 – области преимущественно генерации нефти; 3 – области преимущественной генерации газа); б) изменение индекса TR нижнеюрской НГМТ (1 – шкала изменения индекса TR в %; 2 – разломы; 3 – 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 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. 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.

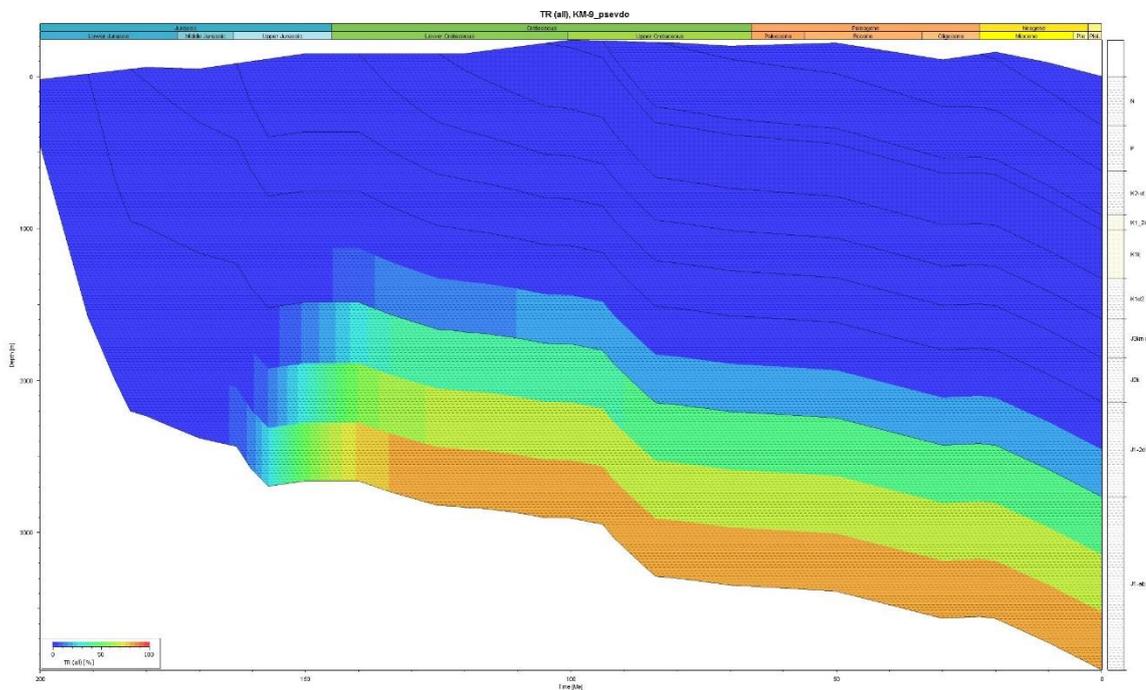


Рис. 33. Модель изменения индекса TR

Области наибольшей зрелости ОВ НГМТ соотносятся с областями наиболее высоких плотностей генерации УВ (Рис. 34).

Результаты 3Д бассейнового моделирования показывает, 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 в период между 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.

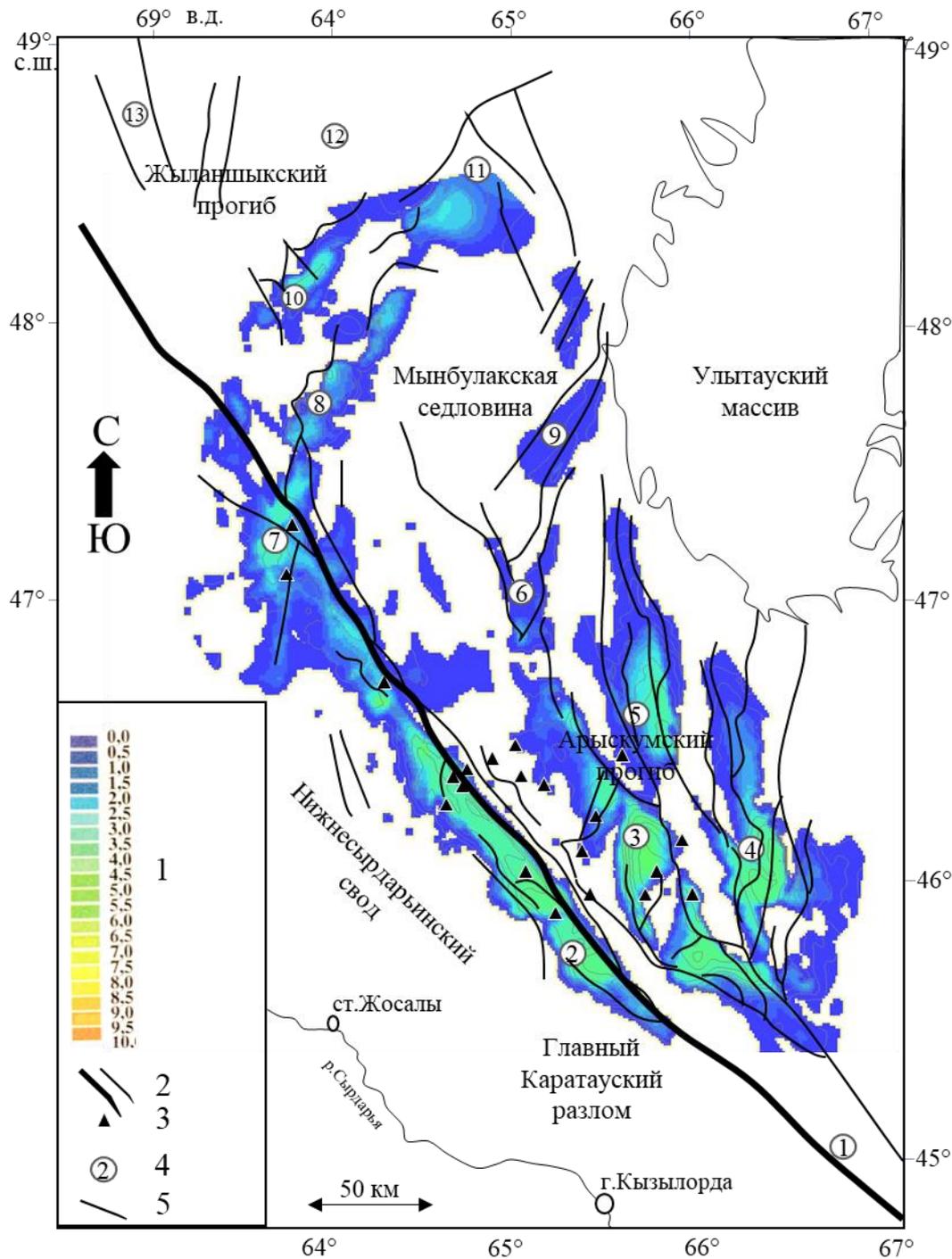


Рис. 34. Схема удельных плотностей генерации УВ нижнеюрской НГМТ (в МТ)

1 – шкала удельных плотностей генерации УВ в МТ; 2 – разломы; 3 – нефтяные месторождения; 4 грабен-синклинали; 5 – река Сырдарья;

В пределах изучаемого региона полученные к настоящему времени геолого-геофизические данные позволяют более или менее обоснованно проследить эволюцию осадочных бассейнов, начиная с начала юры.

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

В результате выполненного численного бассейнового моделирования были изучены генерационно-аккумуляционные УВ-системы Южно-Торгайского осадочного бассейна.

Глава 4. Термобарические условия осадочных комплексов Южно-Торгайского комплекса.

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 350°C. 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 °С приуроченных к глубинам залегания нижнеюрской НГМТ - 5-6 км в пределах Арыскупского прогиба (Рис. 35). 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.

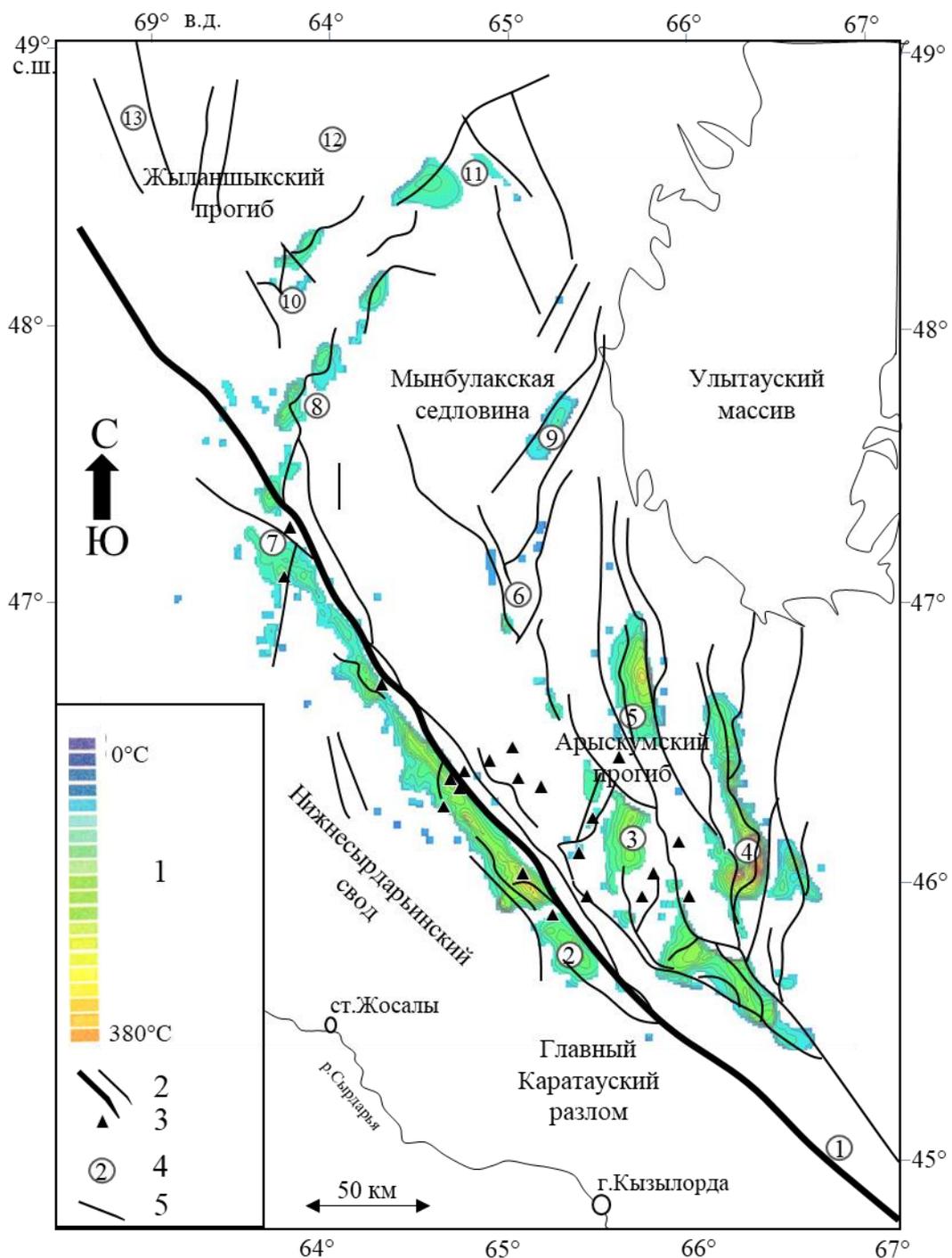


Рис. 35. Карта распределения температур

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

Скорректированные согласно прямым определениям уровня катагенеза ОВ реконструкции палеотемператур Бозингенской, Арысқумской и Акшабулакской грабен-синклинали выявили два принципиально отличных в отношении катагенической зональности типа структур.

Крупные прибортовые грабен-синклинали (Бозингенская, Арыскупская), по характеру эволюции инверсионного типа. В юрский период они испытали интенсивное компенсированное прогибание и характеризовались весьма напряженными палеотемпературными режимами с градиентом в 6-7°/100м. С конца юры по-видимому, в связи с начавшейся тектонической инверсией происходило резкое выстуживание юрских комплексов, возможно вызываемое интенсивными инфильтрационными промывами.

Акшабулакская грабен-синклиналь в сравнении с рассмотренными выше прибортовыми грабенами характеризовались относительно более мягким палеотемпературным режимом в юре и весьма медленным выстуживанием в последующие этапы эволюции. О последнем будто свидетельствует и высокое значение современного температурного градиента в её юрском разрезе. По технологическим оценкам пластовая температура в параметрической скважине, пробуренной на пл. Северный Акшабулак, на глубине 4000м составляет в порядке 200°С.

Указанные особенности эволюции температурного режима скорее всего обусловлены средним положением Акшабулакской зоны в тектонической структуре Арыскупского прогиба, что при наличии между ней и бортами прогиба многочисленных экранов всякого рода определяло на всем протяжении эволюции обстановку весьма затрудненного водообмена в её юрских комплексах.

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

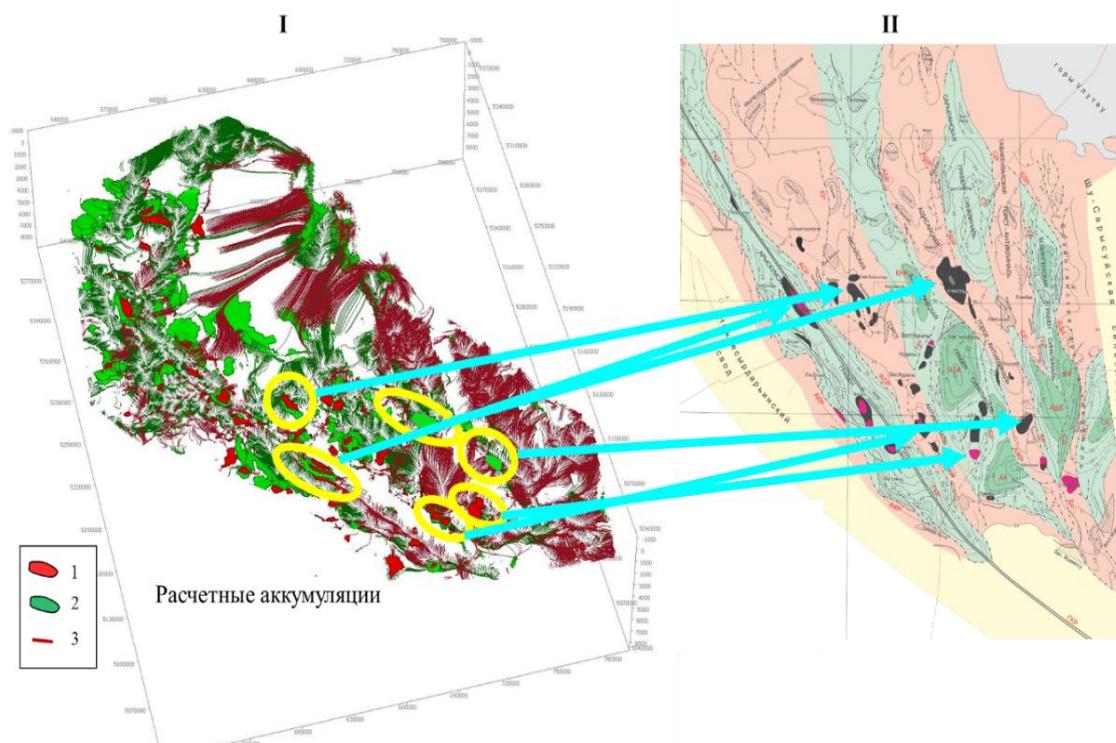


Рис. 36. Трехмерная схема аккумуляции УВ с указанием крупных месторождений нефти и газа

1 – площади аккумуляции газа; 2 – площади аккумуляции нефти; 3 – 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 Арысдум.

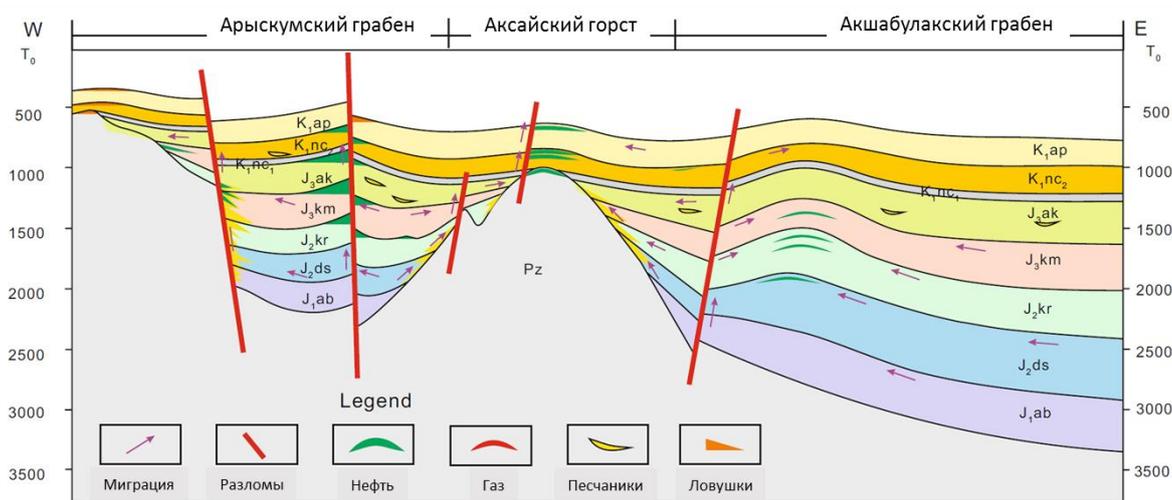


Рис. 37. Схема миграции и аккумуляции УВ в пределах Арысқумского прогиба

Структурный каркас смежных горстов и грабенов была сформирована под контролем сдвиговых движений Каратауского разлома в ранне-средней юре, и нынешнее положение было сформировано под контролем инверсионных сдвиговых движений в позднеюрском и позднемеловом периоде. После интенсивного сжатия во время инверсионного периода, ловушки антиклиналей с большой площадью и высокой амплитудой были образованы в области горстов, а также структурные носы и тектонически экранированные ловушки в виде полуантиклиналей были сформированы по обеим сторонам ГКР.

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 и экранированные разломами структурные носы вдоль зоны главного разлома, которые обеспечили эффективное резервуарное пространство для накопления углеводородов (рис. 34).

Нижнеюрские нефтематеринские породы Южного Тургай 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 поздне меловом периоде произошла вторичная миграция УВ в окончательно сформированные ловушки. Горсты образуют лучшие ловушки для накопления большего объема УВ, чем грабены. Горсты образовались в начале сдвиговых движений ГКР в период ранне-средней юры и коллекторские свойства были улучшены за счет длительного выветривания и эрозии. Более того, антиклинали на сводах горстов подходят для длительного накопления нефти. Это и объясняет почему горсты лучше для накопления нефти, чем грабены.

Четыре грабена Южно-Тургайского бассейна имеют большие различия в степени накопления нефти, где западные грабены лучше, чем восточные. Это связано с различием в степени инверсии структур в Южном Тургае. С самой высокой степенью инверсии, Арыкумский 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.

Прогнозные ресурсы УВ Южно-Торгайского бассейна рассчитаны объемно-генетическим методом. При использовании данного метода прогнозные ресурсы УВ определяются на основе количественного моделирования всего комплекса природных процессов, обуславливающих образование нефти и газа из органических веществ нефтегазоматеринских пород, эмиграцию УВ из материнских пород в резервуары, дальнейшую их миграцию в коллекторах и аккумуляцию в ловушках. Прогнозные ресурсы нефти и газа определяются с учетом количества генерированных и эмигрировавших из нефтегазоматеринских пород жидких и газообразных УВ за вычетом их потерь при миграции в коллекторах и аккумуляции в ловушках.

Расчеты плотностей генерации нефти ($q_{нген}$) оцениваются в т/км² как:

$$q_{нген} = C_{орг} \cdot r_{мп} \cdot h_{мп} \cdot K_{нген} \cdot 10^9 / C_{г} \cdot M_{ост}, \text{ где:}$$

$K_{нген}$ - коэффициент генерации нефти, % от исходной массы ОВ;

$C_{орг}$ - концентрация остаточного органического углерода в материнских породах, %;

$r_{мп}$ - плотность материнских пород т/м³;

$h_{мп}$ - толщина материнских пород, м;

$C_{г}$ - концентрации углерода в остаточном ОВ на данной стадии катагенеза, %;

$M_{ост}$ - остаточная масса ОВ, % от исходной массы.

Расчеты прогнозных ресурсов УВ проведены только по площадям грабен-синклиналей Южно-Торгайского бассейна, так как горст-антиклинали за всю историю его геологического развития не погружались на глубины "главной зоны нефтеобразования". Для различных грабен-синклиналей (рифтов) данного ОБ степень метаморфизма ОВ несколько отлична. Она отлична также для породных ассоциаций различных стратиграфических уровней юрской системы и колеблется от поздних градаций протокатагенеза (ПКз) до близких к поздним мезокатагенеза (МК4). Вместе с тем, соотношения алевро-аргиллитовых и песчано-конгломератовых пород в разрезах различных грабен-синклиналей в целом аналогичны.

В пределах Южно-Торгайского ОБ нефтегазоматеринские породы установлены в отложениях практически всех стратиграфических уровней. Однако, в процессе генерации нефти участвовали лишь породные ассоциации нижней-средней юры и нижней трети разреза кумкольской свиты верхней юры. При расчетах учитывались концентрации ОБ, степень метаморфизма ОБ, в зависимости от степени метаморфизма рассчитывалась продуктивность ОБ по генерации жидких и газообразных УВ, оценивалось количество генерированных, эмигрированных и аккумулярованных УВ на основе коэффициентов эмиграции и аккумуляции, а количество извлекаемых УВ - на основе коэффициента нефтеотдачи.

Прогнозные ресурсы как жидких, так и газообразных углеводородов рассчитаны отдельно для грабен-синклиналей Арыскупского и Жыланшиковского прогибов Южно-Торгайского ОБ по мезозойским отложениям по категории D1 и по квазиplateформенному комплексу по категории D2.

В пределах Арыскупского прогиба прогнозные ресурсы УВ были рассчитаны для Арыскупской, Акшабулакской, Бозингенской, Сарыланской, Жинишкекупской и Бесоба-Теренсайской грабен-синклиналей, а в Жыланшиковом прогибе - для Кулагакской, Сазымбайской, Жанакупуральной и Черкитаупской. Ряд других грабен-синклиналей Жыланшиковского прогиба значительно меньше по размерам вышеперечисленных и обладают малыми глубинами погружения (800-1400 м) и сокращенным стратиграфическим диапазоном юрских отложений. Вероятнее всего, осадочные толщи данных грабен-синклиналей (рифтов) не погружались на глубины термобарических условий "главной зоны нефтеобразования". В соответствии с этим расчет прогнозных ресурсов УВ по остальным грабен-синклиналям Жыланшиковского прогиба и аналогичным геоструктурам Мынбулакского поднятия не проводился.

При расчетах эмиграционных и аккумуляционных потерь учитывалась компактность расположения очагов генерации УВ и зон их аккумуляции, что позволило ориентироваться на более высокие значения соответствующих коэффициентов. Результаты расчетов прогнозных ресурсов УВ Южно-Торгайского бассейна приведены в таблице №6, 7.

Таблица 6. Потенциальные ресурсы углеводородов мезозойских отложений Южного Торгая

Грабен- синклинали	Возраст нефтегазо- материнской толщи (свиты)	Площадь тыс. км ²	Мощность, км	Объем км ³	Соотн. типов пород алевр. глина песчаник	Средневзвеш содер. ОВ в%	Градация катагенеза	Продуктивность		Кол. генерированного УВ		Коэф. эмигра- ции	Кол. эмигра- рованного УВ		Коэф. аккумуля- ции н/г	Потенциальные ресурсы УВ		
								жидкие УВ, кг/м ³	газообразные УВ, м ³ /м ³	жидких 10 ⁹ т	газо- образ- ные x 10 ¹² м ³		жидкие	газооб- разные		жидкие, млн.т	газооб- разные млрд. м ³	извле- аемые млн.т. при Кн.о. =0,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Арыкумский прогиб																		
Арыкумская	Карагансайская	4,3	0,2	0,86	$\frac{4}{1}$	5,4	ПК ₃	0,70	0,70	0,588	0,588	0,4	0,235	0,235	-	48,1	-	-
	Дошанская	4,0	0,5	2,0	$\frac{3}{1}$	4,4	МК ₁	1,01	1,12	1,919	2,128	0,5	0,96	1,178	-	202,1	-	-
	Айбалинская	3,3	0,7	2,3	$\frac{1}{1}$	1,4	МК ₂	1,37	0,78	2,877	1,638	0,6	1,726	1,713	-	377	-	-
	Сазымбайская	2,5	2,5	6,25	$\frac{3}{3}$	1,04	МК ₃₋₄	0,85	1,43	2,295	2,825	0,7	1,607	1,978	-	772,8	-	-
											7,679	7,179		4,208	3,737	$\frac{0,2}{0,025}$	1400	95
Акшабулакская	Кум кольская	2,6	0,1	0,26	$\frac{3}{1}$	1,77	ПК ₃ -МК ₁	0,25	0,35	0,9	0,126	0,4	0,036	0,05	-	5	-	-
	Карагансай- ская	2,6	0,3	0,78	$\frac{4}{1}$	4,83	МК ₁	1,45	1,36	1,566	1,469	0,5	0,783	0,734	-	113,4	-	-
	Дошанская	2,1	0,4	0,84	$\frac{3}{1}$	3,73	МК ₂	1,79	2,09	1,504	1,756	0,6	0,902	1,054	-	180	-	-
	Айбалинская	2,0	0,5	1,0	$\frac{1}{1}$	1,5	МК ₃	0,96	1,18	1,008	1,239	0,7	0,706	0,867	-	134,3	-	-
	Сазымбайская	1,8	2,6	4,68	$\frac{3}{2}$	1,0	МК ₄	0,82	1,08	2,070	2,725	0,75	1,550	2,045	-	562,3	-	-
										6,238	7,315		3,977	4,750	$\frac{0,2}{0,025}$	995	120,0	298,5
	Дошанская	2,2	0,4	0,83	$\frac{3}{1}$	6,51	ПК ₃ -МК ₁	0,91	1,28	0,201	0,561	0,4	0,32	0,225	-	64	-	-
	Айбалинская	2,1	1,65	1,05	$\frac{1}{1}$	1,7	МК ₁	0,51	0,48	0,536	0,505	0,5	0,263	0,252	-	54	-	-
	Сазымбайская	2,1	3,0	2,85	$\frac{3}{2}$	1,0	МК ₂₋₃	0,56	0,67	1,596	0,847	0,6	0,957	0,503	-	192	-	-
										3,184	2,183		1,645	1,094	$\frac{0,2}{0,025}$	310	27,0	93
Сарыланская	Кумкольская	2,3	0,1	0,23	$\frac{5}{1}$	2,51	ПК ₃	0,170	0,99	0,06	0,36	0,4	0,02	0,14	-	2,6	-	-
	Карагансайская	2,3	0,16	0,37	1	2,99	ПК ₃	0,170	0,99	0,1	0,57	0,4	0,04	0,23	-	5,1	-	-
	Дошанская	2,0	0,9	1,8	$\frac{3}{2}$	4,0	ПК ₃ -МК ₁	0,27	1,52	0,78	4,38	0,5	0,39	2,19	-	48,7	-	-
	Айбалинская	1,6	0,3	0,48	$\frac{7}{1}$	1,5	МК ₂	0,38	1,62	0,19	0,83	0,6	0,11	0,50	-	20,7	-	-
	Сазымбайская	1,2	1,0	1,2	$\frac{3}{2}$	1,0	МК ₃₋₄	0,43	2,37	0,34	1,90	0,7	0,240	1,330	-	72,0	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,47	8,040	-	0,800	4,39	$\frac{0,2}{0,025}$	156,1	110,0

продолжение таблицы 6.

Бесоба-Теренсайская	Исходные данные взяты по аналогии с Сарыланской грабен-синклиналью															120	75,0	56
Жинишкекумская	Дошанская	4,7	0,9	3,35	$\frac{3}{1}$	1,2	МК ₁	0,072	0,403	0,241	1,350	0,5	0,122	0,625	-	24	-	-
	Айбалинская	4,0	0,5	2,0	$\frac{2}{1}$	1,9	МК ₂	0,19	0,798	0,38	1,596	0,6	0,228	0,958	-	46	-	-
	Сазымбайская	4,0	1,4	4,1	$\frac{1}{2}$	1,7	МК ₃	0,272	1,095	1,115	4,490	0,7	0,781	3,143	-	156	-	-
										1,571	4,254		1,131	4,726	$\frac{0,2}{0,025}$	226	118,0	68
Всего по Арыскумскому прогибу:																3201	545	962,1
Жыланшикский прогиб																		
Кулагакская	Дошанская	0,5	0,85	0,43	$\frac{2}{1}$	1,2	МК ₁	0,072	0,403	0,029	0,161	0,4	0,012	0,064	-	2,7	-	-
	Айбалинская	0,4	0,42	0,17	$\frac{1}{1}$	1,9	МК ₂	0,19	0,798	0,023	0,096	0,5	0,011	0,048	-	2,5	-	-
	Сазымбайская	0,3	2,8	0,84	$\frac{1}{3}$	1,7	МК ₃	0,272	1,095	0,049	0,197	0,6	0,030	0,118	-	28,0	-	-
										0,077	0,454		0,053	0,23	$\frac{0,2}{0,025}$	34,2	5,8	10,3
Сазымбайская	Дошанская	3,0	1,2	3,6	$\frac{2}{1}$	2,21	ПК ₃ -МК ₁	0,048	0,288	0,041	0,245	0,4	0,016	0,098	-	5,8	-	-
	Айбалинская	2,5	0,5	1,25	$\frac{1}{1}$	1,94	МК ₁ - МК ₂	0,116	0,652	0,040	0,228	0,5	0,020	0,114	-	14,2	-	-
	Сазымбайская	2,0	0,7	1,4	$\frac{1}{3}$	1,70	МК ₂ - МК ₃	0,17	0,714	0,18	0,785	0,6	0,108	0,47	-	22	-	-
										0,338	1,612		0,144	0,682	$\frac{0,2}{0,025}$	49	17,0	14,7
Жанакуральская	Дошанская	1,8	0,7	1,26	$\frac{2}{1}$	1,2	ПК ₁	0,048	0,286	0,121	0,721	0,4	0,048	0,288	-	4,8	-	-
	Айбалинская	1,6	0,5	0,8	$\frac{1}{1}$	1,9	МК ₁	0,114	0,638	0,431	2,412	0,5	0,216	1,206	-	9,1	-	-
	Сазымбайская	1,4	2,3	4,1	$\frac{1}{2}$	1,7	МК ₂	0,170	0,714	0,87	3,656	0,6	0,522	2,193	-	83,6	-	-
										1,422	0,789		0,786	3,687	$\frac{0,2}{0,025}$	97,5	92	29,3
Всего по Жыланшикскому прогибу:																180,7	114,8	54,2
Итого по Южно-Торгайскому бассейну:																3298,5	659,8	989,6

Таблица 7.

**Таблица 7. Прогнозные ресурсы углеводородов мезозойских отложений Южного Торгая
(геологические/извлекаемые)**

Потенциальные ресурсы		Прогнозные ресурсы			
жидкие, в млн. т	газообразные, в млрд. м ³	жидкие, в млн. т		газообразные, в млрд. м ³	
		геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
3298,5	659,8	2663,7	799,1	597,8	418,0

Впервые нефтегазоносность провинции Южного Торгая доказана получением фонтана нефти и газа в первой поисковой скважине на месторождении Кумколь в 1984 году.

К настоящему времени в пределах Арыскупского прогиба открыто 44 месторождений, из них 32 приурочены к зонам нефтегазонакопления структурного типа, связанных с межграбеновыми поднятиями (горст-антиклинали), а 8 – к зонам нефтегазонакопления, связанных с региональными разрывными нарушениями (Главный Каратауский разлом), т.е. к грабен-синклиналям. Практически все разведанные запасы и большая часть прогнозных ресурсов нефти и газа в ней связаны в основном с отложениями юры (51%), мела (42%) и небольшая часть - с отложениями палеозоя (7%).

В структурно тектоническом плане наиболее значительным по запасам нефти и газа является Ащисайская горст-антиклиналь в котором сосредоточено около 40% от балансовых запасов, связанных с такими крупными месторождениями как Кумколь, Южный Кумколь и др. К Акшабулакской грабен-синклинали приурочено около 23% запасов нефти и газа таких известных месторождений как Акшабулак, Нуралы и др. Примерно равные запасы имеют Аксайская горст-антиклиналь (18%), связанная с месторождениями Кызылкия, Северо-Западный Кызылкия, Аксай и Арыскупская грабен-синклиналь (15%) с месторождениями Арыскуп, Коныс, Бектас и др. В Бозингенской грабен-синклинали установлена нефтегазоносность среднеюрских отложений. Открыты два месторождения Сарыбулак и Майкыз. Потенциал Бозингенской грабен-синклинали до конца не раскрыт.

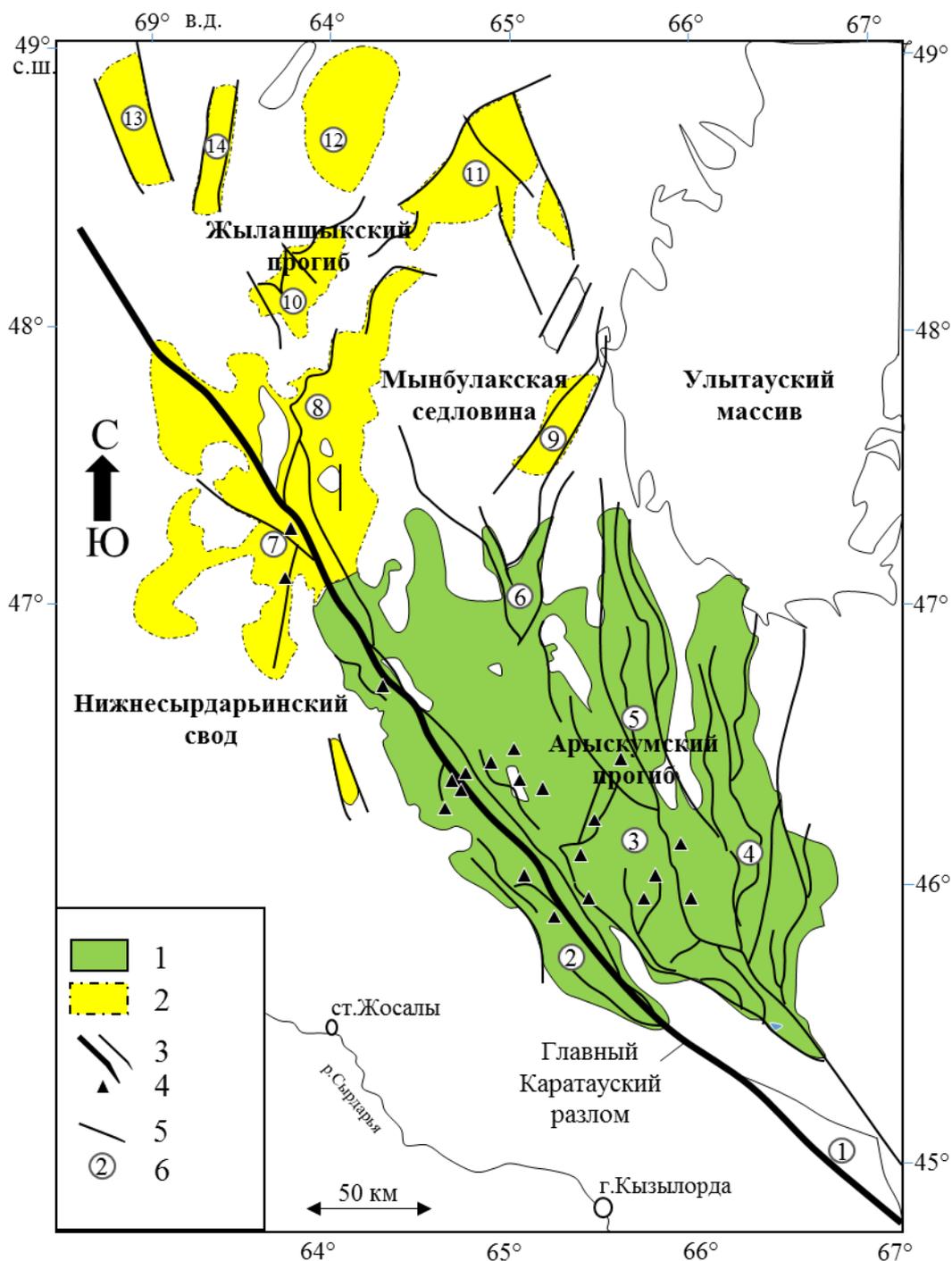


Рис. 38. Карта перспектив нефтегазоносности

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

Залежи нефти и газа связаны, в основном, с брахиантиклинальными складками платформенного типа. При этом выделяются четыре типа залежей: пластовые сводовые, пластовые стратиграфически и литологически экранированные, литологические и блокового типа. По проведенному анализу геолого-стратиграфических комплексов всех 35-ти месторождений было

установлено 129 нефтяных залежей, приуроченных к различным свитам: K1 nc2 – 6, K1 nc1ar – 37, J3ak – 14, J3 km – 41, J2 kr – 8, J2 ds – 11, J1 ab – 2, PZ – 10. При этом следует отметить, что отложения карагансайской свиты средней юры и айболинской свиты нижней юры, представленные аргиллитами и глинистыми алевролитами, являются соответственно региональным и локальным флюидоупорами. Однако в них встречаются отдельные линзы песчаников, к которым приурочены залежи нефти на трех месторождениях (Северный Нуралы - J2kr; Юго-восточный Дошан - J2 kr; Дошан - J1ab).

Домезозойские отложения не выделены в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса, так как не обладают собственным генерационным потенциалом, (в Южно-Торгайском бассейне до сих пор наличие собственного генерационного потенциала палеозоя не установлено, хотя в Северо-Торгайском прогибе генерационный потенциал верхнего палеозоя не вызывает сомнения) а залежи в них являются вторичными, образовавшимися в результате миграции углеводородов из мезозойских отложениях, залегающих гипсометрически ниже в центральных частях грабенов. Но несмотря на это, в результате целенаправленного изучения доказан механизм формирования залежей в домезозойских образованиях в верхней дезинтегрированной части фундамента протерозойского возраста и в верхнепалеозойском квазиплатформенном (переходном) комплексе, открытием месторождений Кумколь, Кызылкия, Северо-Западный Кызылкия, Кенлык, Карабулак, Западный Карабулак и др. Домезозойские отложения являются одним из главных перспективных объектов для интенсивного поиска залежей нефти и газа и наращивания добычи нефти и газа в будущем.

На сегодня в Арыкумском прогибе домезозойские отложения (квазиплатформенный комплекс и кристаллический фундамент) недостаточно изучены геолого-геофизическим, керновым материалам. По имеющейся информации можно разделить домезозойские отложения на два типа. На месторождениях Кумколь, Кызылкия, Кенлык, Караванчи, Бестобе залежи нефти приурочены к отложениям представленным метаморфизированными породами (сланцы, гнейсы, кварциты и порфириты) которых можно смело отнести к коре выветривания протерозойского или нижнепалеозойского фундамента. На месторождениях Карабулак, Западный Карабулак, Северо-Западный Кызылкия,

Южный Жинишкекум отложения палеозоя представлены известняками, относимыми к квазиplateформенному комплексу среднего-верхнего палеозоя.

Основные особенности геологического строения изучаемой площади, которые повлияли на развитие коллекторов и распределение нефтегазоносности в них, заключаются в следующем:

- Структурно-тектонический фактор, контролирующий пространственное размещение углеводородов: расположение контрактной площади в рифтовой зоне Южно-Торгайской впадины, что способствует процессам генерации углеводородов и на небольших глубинах;

- Наличие тектонических разломов и высокопористых пород-коллекторов в терригенных отложениях юры, неокома и апт-альба, способствующих миграции углеводородов;

- Наличие достаточно мощной толщи нижнеюрских отложений в грабен-синклиналях и возможного нефтегазогенерирующего квазиplateформенного комплекса, которые являются нефтегазоматеринскими породами, и положительных структур, образованных на флангах грабен-синклиналей, которые являются возможными ловушками УВ;

- Образование в юрских отложениях неантиклинальных ловушек в бортовых зонах грабен-синклиналей

- Наличие высокопористых пород-коллекторов в терригенных отложениях юры, неокома и апт-альба с региональными и локальными флюидоупорами (покрышками);

- Наличие достаточно мощного квазиplateформенного комплекса палеозойских отложений, развитие карбонатных отложений на северо-западном борту Нижнесырдарьинского свода, в породах которого могут быть развиты трещиновато-кавернозные коллекторы, содержащие углеводороды.

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

- Первая зона наиболее вероятного накопления УВ расположена в пределах всего восточного склона Нижнесырдарьинского свода, бортовые части всех горст-антиклиналей Арыскупского и Жыланшыкского прогибов по отложениям палеозоя и неокома, где локализуются потенциальные поднятия, а также в зоне выклинивания юрских и нижнемеловых отложений выделяются неантклиналильные ловушки стратиграфического типа. Структуры осложнены тектоническими нарушениями, которые могут сыграть роль подводящего канала, а генерационной зоной накопления углеводородов могут являться погруженные ниже 2200м нижеюрские (и палеозойские?) отложения соседних грабен-синклиналей.

- Ко второй зоне возможного накопления УВ относятся тектонически-экранированные ловушки к ГКР с юго-западной стороны в центральных частях всех грабен-синклиналей, выполненные юрскими и нижнемеловыми отложениями.

- К третьей зоне возможного накопления УВ относятся погребенные поднятия 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 четвертой зоне возможного накопления УВ относятся неантклиналильные 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-ограченные 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 толщах. Поиск и локализация такого типа ловушек является очень сложной задачей и требует постановки работ 3Д.

Структурная расчлененность рассматриваемой впадины, обусловленная активизацией долгоживущих разломов, способствовала формированию отдельных изолированных грабен-синклиналей, явившихся автономными очагами

нефтегазообразования. Существование на юрском этапе развития приподнятых блоков фундамента и крупных валлообразных поднятий, разделявших грабен-синклинали, предопределило стратиграфическое выклинивание и фациальное замещение юрских отложений по площади, создавая тем самым условия для образования соответствующих типов ловушек, которые на данной стадии изученности региона представляют собой стратегический разрез поисков.

Различные глубины залегания верхнеюрских отложений в Арыкумской, Акшабулакской, Бозингенской и Жинишкекумской грабен-синклиналях (от 800 до 3200м) являются свидетельством того, что значительный объем пород нефтегазоматеринских толщ, в частности, кумкольской свиты, остался не вовлеченным в процессе нефтегазообразования, что в свою очередь служит веским доказательством в пользу высоких потенциальных возможностей недр Южно-Торгайской впадины в целом.

Залежи нефти и газа связанные с отложением нижнего мела, не следует рассматривать в качестве сингенетичных. Этот аспект следует рассматривать с двух позиций: геолого-структурных и геохимических. Динамическая модель неокомской эпохи по скорости осадконакопления значительно отличается от юрской, особенно ранне- и среднеюрской.

В то же время модель развития карагансайской, кумкольской и акшабулакской свит по абсолютной скорости осадконакопления (55; 47,6 и 42,7 м/млн.лет соответственно) постепенно приближается к показателю характеризующему даульскую свиту в целом (38,6 м/млн.лет). Однако палеогеографические и ландшафно-климатические условия позднеюрской и неокомской эпох были прямо противоположными, четко отраженными на литолого-фациальном составе осадков и что особенно важно – на окраске накопленных пород.

Верхнеюрские отложения, как правило, обладают монотонной серой и темно-серой окраской, являющейся свидетельством восстановительной геохимической среды седиментационного бассейна, тогда как неокомским песчано-глинистым образованиям свойственен пестроцветный облик, характеризующий резко выраженную окислительную обстановку их формирования. Поэтому концентрация органического вещества и битумоидов в неокомских отложениях в целом незначительная и приближается к кларковой, исключая возможность участия их

в генерации углеводородов. Присутствие отдельных прослоев сероцветных глин с содержанием органического вещества до 0,5% и битумоидов (0,1% на породу) не меняет общего генерационного фона неокомских отложений в виду немногочисленности и маломощности этих прослоев и их генетичности содержащихся в них битумоидов. Присутствие битумов не контролируется литологическим составом вмещающих толщ, однако в песчаниках его содержание заметно увеличивается. Битумоиды в целом носят вторичный характер и связаны с миграцией углеводородов из нижележащих юрских отложений по зоне разломов, дроблений и литологическим "окнам", обусловленным фациальным замещением нефтегазоносных комплексов, а также стратиграфическим выклиниванием продуктивных горизонтов в зонах непосредственного контакта последних с породами фундамента. Основная причина невозможности участия неокомских отложений в генерации углеводородов заключается в том, что породы данного комплекса по своему объему незначительны, а анализ динамики их развития показывает, что за всю историю существования они не вовлекались в главную зону нефтеобразования. Лишь в центральной части Акшабулакской грабен-синклинали нижняя часть неокома оказалась погруженной на глубину 1700-2000м, отражающую начальный порог процессов нефтегазообразования. В то же время весьма приближенные расчеты показывают, что количество органического вещества, содержащегося в одиночных прослоях зеленовато-серых глин, явно недостаточно для генерации того объема углеводородов, которое содержится в продуктивных горизонтах неокома. Вторичный характер углеводородов горизонтов М-II и М-I подтверждается также идентичностью группового и физико-химического состава нефтей и газов юрских и неокомских отложений.

Вышележащая мощная толща глинисто-песчаных образований верхнего мела и палеоген-неогена выполняют роль непроницаемого экрана, запечатывающая нефтегазовые залежи от воздействия внешних факторов.

Нефтегазоносность юрско-мелового комплекса Южно-Торгайского бассейна по многим показателям носит уникальный характер. В пределах Восточного Казахстана аналогов Южно-Торгайской впадины на современной стадии его изученности не выявлено, что ставит перед геологами и геофизиками разработку и применение в поисково-разведочной практике новых методических приемов, связанных с

особенностями строения, развития и нефтегазоносности данного региона. Присутствие многочисленных выступов фундамента, контролировавших юрский седиментогенез, предопределяет формирование залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа, поиски которых должны осуществляться комплексно: сочетанием детальной сейсморазведки с бурением структурных скважин. Проведение подобных работ увенчалось успехом на месторождениях Восточный Уралы, Северо-Западный Кызылкия, Северный Уралы и др. где выявлены залежи нефти в литологически экранированных ловушках.

На примере Южно-Торгайского бассейна четко прослеживается справедливость и научная обоснованность осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа. Палеотектоническими построениями установлено, что максимальная нефтегазонасыщенность разреза приурочена к тем грабен-синклиналям, где отмечаются наибольшая концентрация органического вещества в нефтегазопроизводивших толщах и соответственно увеличенный объем этих пород, участвовавших в генерации углеводородов. Примером могут служить Арыскупская, Акшабулакская, Сарыланская и Бозингенская грабен-синклинали, характеризующиеся большими размерами занимаемой площади и мощностью как юрских, так и неокомских образований. Все известные месторождения сосредоточены здесь либо на склонах грабен-синклиналей (Дошан, Сулутабан), либо на межграбеновых выступах (Кумколь, Акшабулак, Бестобе и др.) осложненных брахиантиклиналями. Латеральная и вертикальная миграция УВ из осевых частей упомянутых грабен-синклиналей, способствовали заполнению антиклинальных и неантиклинальных ловушек и формированию нефтегазовых залежей. В северной части Южно-Торгайского бассейна, строение и развитие которой в общих чертах близки к южной части впадины, нефтегазовых залежей не выявлено. Геохимические исследования показали, что в юрских отложениях концентрация органического вещества, в сравнении с одновозрастными образованиями Южного Торгая, заметно ниже и по типу оно представлено в основном гумусовой разновидностью. Помимо этого, грабен-синклиналей в южной части Южно-Торгайской впадины значительно больше, чем в северной. Совокупное влияние этих факторов обусловило, по-видимому, невысокую перспективность последней, что подтверждается также и крайне незначительными прогнозными запасами углеводородов.

Названные выше грабен-синклинали разделены между собой межграбеновыми поднятиями, представляющими собой отдельные блоки фундамента, определяющими изолированный характер юрских грабенов и возможность последних к генерации углеводородов. Поскольку все брахиантиклинали расположены в пределах межграбеновых выступов, миграционный путь углеводородов был относительно коротким, что в свою очередь отразилось на сохранении их от потерь во время миграции. Этому способствовала хорошая изоляция юрских отложений мощными глинистыми образованиями мела и палеогена.

Анализ динамической модели Южно-Торгайской впадины и особенностей пространственного распределения юрских нефтегазоносных комплексов позволяют дифференцировать её территорию по степени её перспективности.

Учитывая локальный характер развития нижнесреднеюрских отложений, поисковые работы на данный комплекс пород следует сконцентрировать на бортах грабен-синклиналей, имея ввиду, что доминирующей системой пластовых флюидов является элизионный. В пределах Арыкумской зоны наиболее перспективными являются западный борт Бозингенской, западный и восточные борта Сарыланской и Акшабулакской грабен-синклиналей, западная часть, а также южная половина Арыкумской. При глубинах залегания ниже- и среднеюрских отложений от 3,0 до 4,0 км последние заслуживают практического интереса и в осевых частях упомянутых структур.

В Жыланшикской зоне перспективными представляются восточные пологие борта Сазымбайской и Кулагакской грабен-синклиналей. По сравнению с Жыланшикской системой прогибов собственно Арыкумская грабен-синклиналь обладает более высокими перспективами, обусловленными не только благоприятными структурными условиями, но и локальным развитием пород карагансайской свиты, отличающейся высокими изоляционными свойствами, распространение которой ограничивается территорией упомянутой структуры.

Перспективность верхнеюрских отложений определяется в первую очередь площадью её развития. Они установлены лишь преимущественно в Арыкумской системе грабен-синклиналей, где первоочередными объектами поисков являются брахиантиклинали, осложняющие межграбеновые поднятия, а

также отдельные относительно приподнятые тектонические блоки. Помимо этого, нефтегазоносность здесь может быть связана также с шовными структурами, осложняющими внутренние части грабен-синклиналей и участки выклинивания коллекторов в их пределах.

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.

Перспективность нижнемеловых отложений также определяется границами их распространения. Широким развитием они пользуются в пределах Арыкумской зоны грабен-синклиналей, а в Жыланшикской их присутствие не установлено. Поисковые работы на неокомский комплекс должны быть сосредоточены в пределах локальных структур, расположенных на межграбеновых поднятиях, а также в зонах стратиграфического и литологического выклинивания коллекторов на восточном и западном бортах Арыкумской грабен-синклиналей и южной периферии Мынбулакского поднятия.

В пределах Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна выявлены 44 месторождений нефти и газа, приуроченных к кровельной части палеозоя, нижнесреднее и верхнеюрским и нижнемеловым отложениям мезокайнозойского комплекса. Количество залежей в них 140 единиц различного типа и преимущественно рассечены разломами, литологически и стратиграфически выклинивается (таблица 9).

Таблица 9

Арыкумский прогиб
Перспективные структуры

1.	Арыкумская грабен синклиналь (6)	Южный Дошан, Жамантау, Китпай, Зап.Арыкум
2.	Жинишкекумская грабен-синклиналь (21 и более)	Сев-Зап.Жамантай, Дынкара, Арыстан, Дарханбай, Сортобе, Дадикбай, Западная, Байтылда, Каракушун, Южный, Западный Байтылда, Приразломная, Жидели, Тенгельбай, Шалкар, Жубан, Жаршагыл, Кайнарбулак, Бектебай, Вост.Бектебай, Карамай.

3.	Аксайская горст-антиклиналь (10)	Вост.Бестобе, Акпай, Бухарбай, Безымянная, Сайгачья, Актобак, Мыхай, Теникен, Мыхай Восточный, Мыхай Северный.
4.	Акшабулакская грабен-синклиналь (3)	Жамансу, Кенжебай, Зап.Акшабулак
5.	Бесоба-Терексайская грабен-синклиналь (5)	Теренсай Южный, Кокбулак Южный, Теренсай Западный, Богдок, Кульсай Северный.
6.	Ащисайская горст-антиклиналь (8)	Ащисайская, Зап.Ащисай, Такырсай, Такырсай-2, Восточный Теренсай, Богдок Восточный, Кульсай, Миюр Северный
7.	Сарыланская грабен-синклиналь (12)	Донгелек, Сандыксай, Сев.Сандыксай, Жангыз, Ащибулак, Аккудук, Сарыжота, Ойшубар, Северный Сарыжота, Тасамбай, Обальская, Восточный Миюр
8.	Табакбулакская горст-антиклиналь (2)	Кыртуз, Северная
9.	Бозингенская грабен-синклиналь	Еспе, Безымянная, Зозды, Тогыскен, Сарытобе, Долинная, Жамбусын, Карамантуз, Балгынтобе, Есельбай Западная, Урмахан, Тайимбай

Жыланшиковский прогиб
Перспективные структуры

1.	Черкитауская грабен-синклиналь (7)	Восточно-Черкитауская, Северный Карамола, Южный Карамола, Яралка, Черкитау, Актау, Шукурколь
2.	Кулагакская грабен-синклиналь (12)	Тебене, Западный Тебене, Мощай, Кулагак, Атанбас, Мурун, Восточная, Западный Кулагак, Баймурат Восточный, Космола, Аксумола, Баймурат
3.	Баймуратская грабен-синклиналь (3)	Тентексор, Аксор, Жаманаккуль
4.	Жанакуральская грабен-синклиналь (1)	Жанакуральская
5.	Сазымбайская грабен-синклиналь (3)	Сазымбайская, Западно-Сазымбайская, Вост.Сазымбайская
ВСЕГО:26		
Мынбулакское поднятие		
	Дулугалинская (1)	

Основное количество месторождений территориально расположены в центральной и юго-восточной части региона, где осадочный комплекс имеет значительную мощность доходящих до 4-5 и более километров.

Если учесть, что регион расчленен на грабен-синклинали и горст-антиклинали, то нетрудно заметить приуроченность наибольшего количества месторождений к горст-антиклинали: в пределах Аксайской – 11 месторождений, в пределах Ащисайской - 7 месторождений и по запасам наиболее крупные приурочены к ним (Кумколь) и другие.

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 Жинишкекумская - 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.

Жиланшиковский прогиб изучен недостаточно и давно, в период господства мнений о бесперспективности вообще Торгайского прогиба после ряда неудачных поисковых и параметрических скважин были прекращены.

Эти исследования показали, что Жиланшиковский прогиб также состоит из горст-антиклиналей и грабен-синклиналей являющимся продолжением Арыскупского рифтового пояса и несомненно 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.

Изложенный 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.

Исходя из выше изложенного первоочередными задачами дальнейших поисково-разведочных работ являются проведение региональных сейсморазведочных работ и бурение параметрических скважин для изучения низов мезозойского комплекса ниже Сазымбайской свиты нижней юры и вещественного состава отложения верхнего-среднего палеозоя.

Сейсмические исследования МОГТ-2D с более высокой разрешенностью и плотностью сети 10 км x 20 км рекомендуется на трех участках Южно-Торгайского бассейна. Общий объем 6292.5 пог км.

Участок I охватывает западную и южную части Арыскупской грабен- синклинали. Объем работ состоит из 35 профилей с общим объемом 2495 п.км.

Участок II охватывает территорию невыясненной перспективой нефтегазоносности Табакбулакский горст антиклинали и северную часть Бозингенской грабен синклинали. Объем работ состоит из 22 профилей с общим объемом 1197.5 п.км.

Участок III охватывает большую территорию Жыланшиковского прогиба. Объем работ состоит из 12 профилей с общей протяженностью 2600 п.км.

Эти профили должны выполняться комплексом методов:

- сейсмические исследования МОГТ-2D с высокой кратностью и глубиной 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 структурные носы, 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 на Жыланшыкском прогибе и 2600м на Арыкумском прогибе.

Резервуаров - песчаники дощанской свиты средней юры, кумкольской свиты верхней юры и арыкумского 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 выделяются десятки латерально обособленных, автономных очагов генерации УВ в нижнеюрских отложениях. Пространственное распределение очагов генерации УВ обусловлен 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 теплопереноса 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 поздне меловом периоде произошла вторичная миграция и аккумуляция УВ и сформированные залежи в антиклиналях - в областях горстов, структурных носов 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 Арыкумским прогибом и Мынбулакской седловиной.

Список использованной литературы

1. Абдуллин А.А., Цирельсон Б.С., Быкадоров В.А. и др. Тектоника области сочленения структур Урала, Тянь-Шаня и Центрального Казахстана. Алма-Ата: Наука, 1976.
2. Акчулаков У.А., Бигараев А.Б. Отчет по комплексному изучению осадочных бассейнов РК за 2009-2011 гг, Южно-Тургайский бассейн, Астана, 2012.
3. Алексеев Д.В., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Сапожников Р.Б. Кинематический анализ юрских грабенов Южного Торгая и роль мезозойского этапа в истории Каратау-Таласо-Ферганского сдвига (Южный Казахстан и Тянь-Шань), Москва 2017г.
4. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Алматы, 2002.
5. Бекмагамбетов Б.И., Рылов Ю.И., Якубовский В.И. Перспективы нефтеносности верхнего девона-нижнего карбона Тургайского прогиба. Геология и охрана недр. 2002, №1, с. 9-15.
6. Бисенгалиев Д.Л. Влияние сдвиговой тектоники на нефтегазоносность Южно-Тургайского бассейна. «Расширение базы углеводородов в Казахстане», КONG – Алматы, 2019г.
7. Бисенгалиев Д.Л., Темирхасов А.М. Строение и перспективы меловых отложений западной части Южно-Тургайского бассейна по новым сейсморазведочным данным// Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. – 2015. - №4(412);
8. Bykadorov V.A., Fedorenko O.A., Volosh Y.A. et al. Ordovician-permian palaeogeography of Central Eurasia: development of palaeozoic petroleum-bearing basins. Journal of Petroleum Geology. 2003, Vol. 26 (3). P. 325-350.
9. Быкадоров В.А., Федоренко О.А., Ужкенов Б.С. Палеогеографические аспекты формирования палеозойских нефтегазоносных бассейнов Казахстана и смежных районов. Геология и охрана недр. 2004, №1, с.4-12.
10. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001, 68с.
11. Геологическая карта Казахской ССР, масштаб 1:500 000. Серия Тургайско-Мугоджарская. Объяснительная записка. Алма-Ата, 1981.
12. Геологическая карта Казахской ССР, масштаб 1:500 000. Серия Центрально-Казахстанская. Объяснительная записка. Алма-Ата, 1981.

13. Геологическая карта СССР. Лист М-41-XXVIII. Масштаб 1:200 000. Автор Сухов А.М., М., Недра, 1980.
14. Геология и полезные ископаемые юго-востока Тургайского прогиба и Северного Улытау// Абдулин А.А., Цирельсон Б.С., Волож Ю.А. и др., том1, Алма-Ата: Наука, 1984. 231с.
15. Геология СССР. Том XXXIV. Тургайский прогиб. М.: Недра, 1971. 536 с.
16. Gawthorpe R. L. and Leeder M. R., Sedimentary models for extensional tilt-block/half-graben basins, London 1987.
17. Григорьев А.В. Отчет о результатах проведения сейсмических исследований МОГТ-2Д на территории участка (Блок-А) ТОО «Кристалл Менеджмент». Республика Казахстан, 2015.
18. Жеро О.Г. Тектоника доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозоя и триас-юрских отложений, Новосибирск 1984г.
19. Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Геология нефтегазоносных областей Казахстана (Геология и нефтегазоносность Южно-Тургайской впадины), ИИА «АЙКОС», 1998г.
20. Захаров А.М. Структурно-формационная зональность фундамента западной части Тургайского прогиба// Изв. АН Казахской ССР, Сер. Геол. 1977, №1, с. 13-21.
21. Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Гусейнов Д.А., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Серикова У.С. Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением, НЕДРА, Москва – 2015г.
22. Керимов В.Ю. Поиски и разведка залежей нефти и газа в стратиграфических и литологических ловушках. – М:Недра, 1987.
23. Керимов В.Ю., Мухтарова Х.З., Мустаев Р.Н. Дизъюнктивные нарушения и их роль в формировании и нарушениях залежей нефти и газа //Нефть, газ и бизнес. – 2011. - №6.
- 22.В.Ю. Керимов, М.Г. Леонов, А.В. Осипов, Р.Н. Мустаев, Ву Нам Хай. Углеводороды в фундаменте шельфа южно-китайского моря (вьетнам) и структурно-тектоническая модель их формирования. ГЕОТЕКТОНИКА, 2019, № 1, с. 44—61
24. Кульбатырова Б.А., Темиргасов А.М., Геологическое строение западной части Южно-Тургайского бассейна по результатам седиментологического и сейсмостратиграфического анализа// Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. – 2015. - №4(412);
25. Кульбатырова Б.А. Результаты геологоразведочных работ по поиску залежей углеводородов на малых глубинах в западной части Южно-Тургайского бассейна// Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. Алматы 2019г.

26. Кулубеков Б.А. – Строение поверхности палеозойского фундамента южной части Торгайского прогиба и Северо-Восточного Приаралья. Изв. АН КазССР, Сер. Геол. №2, 1965 г.
27. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность. Под ред. Воложа Ю.А. и Парасыны В.С. М.: Научный мир. 2013. 261с.
28. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. Cambridge university press 1998.
29. Nicholas Christie-Blick, Kevin T. Biddle, Deformation and Basin formation along strike-slip faults, NY 1985
30. Нуkenов М.К., Болат Е., Строение и перспективы нефтегазоносности Нижнесырдарьинского свода в зоне сочленения с Южно-Торгайским бассейном // Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. – 2015. - №4(412);
31. Petromod Fundamentals, Schlumberger Information Solutions, 2014.
32. Shi Juye, Sedimentation study identifies exploration targets in South Turgai Basin, Kazakhstan, Beijing 2017
33. Shuey, R. T. (April 1985). «A simplification of the Zoeppritz equations». Geophysics 50 (9): 609–614
34. Парагульгов Г.Х., Парагульгов Х.Х., Фазылов Е.М., Шаболина Л.В. Торгайско-Сырдарьинский регион - эволюция глубинного строения и проблемы минерагении // Известия НАН РК. №2. 2013. С. 8-18.
35. Сейтхазиев Е.Ш., Барлыбаева Л.М., Отчет по геохимическим исследованиям образцов кернa и нефти 11 скважин, пробуренных на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент», Атырау 2018.
36. Тектоника области сочленения структур Урала, Тянь-Шаня и Центрального Казахстана // Абдулин А.А., Цирельсон Б.С., Быкадоров В.А. Арефьев В.Н., Компанейцев В.П., Насонов В.А., Стрaшевский Н.Л. Алма-Ата: Наука 1976. 238 с.
37. Yin Wei, Fan Zifei, Zheng Junzhang and oth., Characteristics of strike-slip inversion structures of the Karatau fault and their petroleum geological significances in the South Turgai Basin, Kazakhstan, Beijing 2012.