

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«КАРАГАНДИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ АБЫЛКАСА САГИНОВА»

УДК

На правах рукописи

ДЕМЕУОВА АКМАРАЛ БАХИТБЕКОВНА

**Геологические и геохимические условия формирования
зон генерации и нефтегазонакопления Арыскупского прогиба
Южно-Торгайского осадочного бассейна**

Образовательная программа 8D07201 – «Геология и разведка
месторождений полезных ископаемых»

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:
Маусымбаева А.Д. - доктор PhD,
ассоциированный профессор

Мадишева Р.К.- доктор PhD,
ассоциированный профессор

Успенский Б.В.-доктор геолого -
минералогических наук, профессор
(Казань, Россия)

Республика Казахстан
Караганда
2026

СОДЕРЖАНИЕ

	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	3
	ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	4
	ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
	ВВЕДЕНИЕ.....	6
1	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ.....	11
1.1	Развитие представлений на геологическое строение региона.....	12
	Выводы по главе 1	16
2	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА.....	18
2.1	Литолого-стратиграфическая характеристика.....	18
2.2	Тектонические особенности строения.....	26
2.2.1	Допалеозойский этап развития.....	29
2.2.2	Верхнепалеозойский этап развития.....	31
2.2.3	Мезозойский этап развития.....	33
	Выводы по главе 2.....	35
3	ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА	37
3.1	Нефтегазоносные структуры и типы залежей нефти и газа.....	37
3.2	Характеристика и формирование зон нефтегазоаккумуляции.....	42
3.3	Гидрогеология и геохимическая зональность.....	49
	Выводы по главе 3.....	55
4	ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ	58
4.1	Основные результаты лабораторных исследований.....	58
4.2	Характеристика элементов углеводородных систем.....	62
4.2.1	Зоны генерации и аккумуляции углеводородов.....	65
4.2.2	Оценка вероятности и характер региональной и площадной миграции углеводородов.....	69
4.3	Модель формирования месторождений Арыкумского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна	70
	Выводы по главе 4.....	72
5	ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА	74
5.1	Обоснование новых перспективных зон и объектов.....	75
	Выводы по главе 5.....	79
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	81
	ЛИТЕРАТУРА.....	84
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	90
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	91
	ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	92
	ИЛЛЮСТРАТИВНЫЙ МАТЕРИАЛ.....	93

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:

1. Закон Республики Казахстан «О науке» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.).

2. Правила присуждения степеней, утвержденные приказом Министра образования и науки Республики Казахстан от 28.09.2019 № 512.

3. Стратегический план развития Республики Казахстан до 2025 года, утвержденный Указом Президента Республики Казахстан от 15 февраля 2018 года № 636.

4. Концепция развития геологической отрасли Республики Казахстан на 2023–2027 годы. Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 декабря 2022 года № 1127.

5. Правила проведения государственной экспертизы недр и Положение о государственной комиссии по экспертизе недр, утверждённые приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 16 мая 2018 года № 335.

6. Межгосударственный стандарт ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

7. Инструкция по оформлению диссертации доктора философии PhD. И.029- 04-01-03.2.1-2023. Редакция №1 от 18.04.2023.

8. ГОСТ 8.417–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин (с поправкой).

9. ГОСТ 7.9–95 (ИСО 214-76) Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация. Общие требования.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГКР	- Главный Каратауский разлом
ГЗН	- главная зона нефтеобразования
ГРР	- геологоразведочные работы
ГХ-МС	- газовая хромато-масс-спектрометрия
ЗНГН	- зона нефтегазонакопления
КПК	- квазиплатформенный комплекс
ЛСК	- литолого-стратиграфический комплекс
МОГТ	- метод общей глубинной точки
НГЗ	- нефтегазоносные зоны
НГМП	- нефтегазоматеринская порода
НГК	- нефтегазоносный комплекс
ПНГЗ	- перспективная нефтегазоносная зона
ДОВ	- дисперсное органическое вещество
РСА	- рентгеноструктурный анализ
СФК	- структурно-формационный комплекс
ТОС	- общее содержание органического углерода, $C_{орг}$, % (Total Organic Carbon, %)
УВ	- углеводороды
УВС	- углеводородное сырье
ЮТОБ	- Южно-Торгайский осадочный бассейн

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Осадочный бассейн – регионально выраженная впадина, возникшая вследствие значительного погружения земной коры, заполненная породами значительной толщины.

Геологическая формация – совокупность горных пород со сходными условиями образования.

Нефтегазоматеринская порода – совокупность осадочных пород, способная генерировать углеводороды при благоприятных геохимических и термодинамических условиях.

Углеводородная система – нефтегазогенерирующая природная система, которая характеризуется нефтегазоматеринскими породами (свитами), очагом генерации, зонами нефтегазонакопления (аккумуляции) и каналами миграции.

Ловушка нефти и газа – часть природного резервуара, способная удерживать скопления углеводородов, вследствие её экранирования относительно непроницаемыми породами.

Первичная миграция (генерация и эмиграция) УВ – процесс преобразования твердого органического вещества нефтегазоматеринской породы в жидкие или газообразные УВ. Первичная миграция происходит на границе нефтегазоматеринской породы и породы-коллектора.

Вторичная миграция – процесс перемещения УВ по проницаемым пластам или разломам.

Кероген – нерастворимое (в органических растворителях) органическое вещество, сохранившееся в осадочных породах, которое состоит из различных мацералов, образовавшихся из компонентов растений, животных организмов и бактерий.

Биомаркеры – молекулярные ископаемые, несущие информацию об исходном органическом материале, физико-геохимических условиях его осадконакопления, термической зрелости нефтематеринской породы (сырой нефти) и степени их биодеградации.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Важным акцентом в послании Президента Республики Казахстан является придание значимости высокой оценке запасов углеводородного сырья, которые являются стратегической основой экономического роста и энергетической безопасности государства [35]. Указано, что рациональное освоение ресурсной базы требует привлечения современных технологий, повышения эффективности добычи, углубления геологоразведки и укрепления научно-технического потенциала.

В этом контексте особое значение приобретают исследования, направленные на уточнение нефтегазогенерирующего потенциала осадочных бассейнов, совершенствование методов оценки материнских пород и прогнозирование новых зон нефтегазонакопления (далее – ЗНГН). Поэтому изучение и обоснование перспектив нефтегазоносности Арыскупского прогиба, анализ генерационных зон и условий формирования залежей углеводородов (далее – УВ), представляется актуальным и востребованным для развития национальной нефтегазовой отрасли.

Арыскупский прогиб входит в состав Южно-Торгайского осадочного бассейна (далее – ЮТОБ), являющегося основным нефтегазоносным регионом на юге и юго-востоке Казахстана. В пределах Арыскупского прогиба в настоящее время открыто более 50 месторождений УВ [1]. Снижение объемов геологоразведочных работ в последние годы, главным образом, из-за отсутствия финансирования и подготовленных перспективных площадей обусловило неблагоприятную статистику обнаружения новых месторождений и низкий коэффициент восполнения минерально-сырьевой базы по углеводородам. Соответственно, в настоящее время имеет место ощутимое снижение уровня добычи нефти и газа по региону ЮТОБ.

В этой связи научное обоснование новых возможностей в расширении углеводородного потенциала, как в региональном отношении, так и по глубине залегания перспективных отложений становится первостепенной задачей перед отраслевыми министерствами и недропользователями. Вместе с этим актуальной является комплексная задача, связанная с наращиванием минерально-сырьевого комплекса и проведением поисковых работ, а также изучением геохимической обстановки накопления и формирования скоплений УВ.

С учетом этого определена главная направленность данной диссертационной работы как изучение зон генерации и аккумуляции залежей УВ, особенностей формирования нефтегазоматеринских пород, имеющее большое значение для прогноза и оценки углеводородного потенциала, обнаружения новых месторождений.

Вместе с этим, недостаточно изученными остаются вопросы детального изучения элементов углеводородных систем, в т.ч.: генерационных возможностей и геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород, что также определяет актуальность и значимость данной диссертации.

Площадь исследований в административном отношении расположена в Кызылординской, Актюбинской и Кустанайской области.

Состояние изученности вопроса. Для характеристики состояния изученности данного вопроса (направления изучения) важно отметить ниже следующие ключевые аспекты

1) Оценка нефтегазогенерирующего потенциала в разрезе региона, исследование зон генерации УВ в отношении отложений терригенного и глинистого состава, обоснование нефтегазоматеринских пород особенно важно для прогноза новых месторождений и дальнейшего наращивания ресурсного потенциала.

2) Для оптимизации поисково-разведочных работ необходимо более детальное углубленное изучение геохимической среды накопления осадков, характеристики органического вещества и условий его преобразования в жидкие углеводороды. Более качественной и объективной подготовки требует обоснование оценка перспектив нефтегазоносности, что позволяет снизить известные геологические риски.

3) Дальнейшее поступательное развитие геологоразведочной и нефтегазовой отрасли прямо связано с выявлением новых перспективных структур и месторождений. Поэтому, реализация направлений по данной диссертации, полагаю, явится одним из факторов для привлечения инвестиций в нефтегазовый сектор и экономику региона.

4) Проведение геохимических исследований и изучение процессов образования нефти и газа всесторонне способствует теоретическим основам фундаментальной науки в определении глобальных закономерностей формирования промышленных скоплений УВ. В формировании УВ ключевую роль выполняют глинистые отложения юрского возраста, благодаря высоким сорбционным и генерационным возможностям.

Цель работы заключается в оценке и обосновании благоприятных геохимических предпосылок и глубинных условий формирования зон генерации и аккумуляции УВ в Арыскупском прогибе ЮТОБ, выделении наиболее благоприятных участков для постановки поисковых работ.

Для достижения поставленной цели исследования были решены **следующие геологические задачи:**

- уточнена литолого-стратиграфическая характеристика разреза и внутреннее строение Арыскупского прогиба с учетом новых геолого-геофизических данных;

- рассмотрена геохимическая характеристика и условия формирования отложений различных литолого-стратиграфических разрезов (далее – ЛСР);

- выполнен анализ региональных и глубинных закономерностей изменения состава нефти и газа по данным хромато–масс-спектрометрии и газожидкостной хроматографии;

- обоснована характеристика главных элементов углеводородной системы и вероятного углеводородного потенциала;

- уточнение перспектив нефтегазоносности и обоснование эффективных направлений поисково-разведочных работ.

Научная новизна.

1) Получены новые данные определяющие закономерности генерации УВ в глинистых отложениях средней и верхней юры в разрезе Арыскупского прогиба на основе комплексного геолого-геохимического анализа и обоснована нефтегазгеохимическая модель региона.

2) Определены геохимические характеристики и выявлены генетические типы органического вещества, степени катагенетической зрелости и углеводородного потенциала различных ЛСР.

3) Обоснован прогноз зон нефтегазонакопления в мезозойских отложениях на основе интерпретации данных хромато-масс-спектрометрии и газожидкостной хроматографии.

4) На основе выявленного геохимического критерия проведена оценка перспектив нефтегазонасности с учетом структурно-тектонического развития и литолого-фациальных особенностей строения региона.

В работе защищаются следующие научные положения.

1) Значительные толщины мезозойских отложений, представленные терригенно-глинистыми отложениями средней и верхней юры в условиях грабенно-синклиналей, обеспечивают ключевую роль в образовании ловушек УВ на контакте с горстами-антиклиналями, и формировании регионального юрско-мелового пояса нефтегазонакопления.

2) Геодинамические и геохимические условия развития Арыскупского прогиба определили тип органического вещества, степень его катагенетической зрелости и углеводородный потенциал литолого-стратиграфических разрезов. Решающее значение имели условия осадконакопления, тектоническая активность и формирование путей миграции углеводородов.

3) На основе данных хромато-масс-спектрометрии и газожидкостной хроматографии обоснован прогноз зон нефтегазонакопления в мезозойских отложениях Арыскупского прогиба. Разработанная глубинная гидродинамическая модель строения на базе грабенно-синклиналей подтверждает наличие благоприятных геохимических условий для генерации и аккумуляции углеводородов.

4) В соответствии с геохимическим критерием оценки перспектив нефтегазонасности региона, структурно-тектоническим развитием и литолого-фациальными особенностями, полученные результаты подтверждают ключевую роль отложения нижней и средней юры в генерации и аккумуляции углеводородов и позволяют расширить диапазон перспективной резервуарной части разреза.

Практическая значимость. На основе полученных результатов совершенствуется методика изучения и оценки характера тектонического развития, прогноза перспективных локальных объектов для постановки поисковых работ, расширяются представления на модели строения залежей нефти и газа ЮТОБ.

Практическая значимость диссертации определяется также новыми возможностями в части повышения качества прогноза новых залежей нефти и газа, дополнительными данными для объективной оценки элементов углеводородных систем, уточнения концепции наземного обустройства месторождений и полноценной их разработки.

Фактический материал. Для выполнения диссертационной работы использованы материалы ранее проведенных геолого-геофизических исследований и результаты анализа проб мезозойских и домезозойских нефтей в разрезе Аксайской и Ащисайской горста-антиклинали, Акшабулакской и Бозингенской грабена-синклинали Арыскупского прогиба ЮТОБ.

Пробы нефти (5) отобраны со скважин № 111 Восточный Кумколь (1000-1005 м, горизонт Ю-IV), № 5014 Южный Кумколь (1005-1200 м, горизонт Ю-III), № 549 Коныс (1255-1261 м, горизонт Ю-0-I), № 72 Аксай (1569-1572 м, горизонт М-I), № 107 Арысское (1362-1369 м, горизонт Ю-III). По данным пробам в период 2023-2024 гг. с участием автора проведены пиролитические и биомаркерные исследования, позволившие определить и уточнить геохимическую характеристику и генерационный потенциал отложений и элементы углеводородных систем ЮТОБ.

Привлечены результаты исследований, которые проведены в последние годы (2020-2024 гг.) ТОО «Атырауский филиал КМГ Инжиниринг» (Сарсенбеков Н., Утеев Р.Н. и др.).

Апробация работы.

Научные положения автора базируются на новых данных, полученных по результатам лабораторных исследований проб нефти, анализа новых геолого-геофизических и геохимических данных, обобщения накопленных данных, уточнения региональных и площадных характеристик месторождений и перспективных локальных структур.

Результаты лабораторных исследований и научных наблюдений автора докладывались на отраслевых научно-практических конференциях «Осадочные системы: стратиграфия, геохронология, палеоклимат, углеводородные ресурсы» (Казань, РФ), XV и XVI Сагиновские чтения (Караганда) и др.

Методика исследования и обоснование достоверности результатов основаны на комплексном применении геохимических и аналитических методов, обеспечивающих надёжную оценку нефтегазогенерирующего потенциала юрских отложений.

Основным методом исследования является пиролитический анализ, выполненный на анализаторе типа Source Rock Analyzer (SRA), позволяющий определить содержание свободных (S1) и генерационных (S2) углеводородов, а также температуру максимального разложения органического вещества (Tmax). Использование стандартизированного оборудования и апробированной методики обеспечивает высокую воспроизводимость и точность получаемых данных.

Для уточнения молекулярного состава органического вещества применялась газожидкостная хроматография, позволяющая определить распределение n-алканов и изопреноидов. Согласованность результатов хроматографического и пиролитического анализа подтверждает корректность полученных данных и повышает степень их достоверности.

Интерпретация результатов проводилась на основе общепринятых геохимических критериев.

Дополнительным подтверждением достоверности результатов является их согласованность с ранее опубликованными данными по Арыкумскому прогибу и сопоставимым нефтегазоносным бассейнам, а также репрезентативность исследуемого кернового материала.

Таким образом, использование комплекса взаимодополняющих методов, корректность подготовки образцов и обоснованность интерпретации обеспечивают высокую степень достоверности полученных результатов.

Личный вклад соискателя заключается в непосредственном участии на всех этапах выполнения диссертационного исследования. Соискателем самостоятельно осуществлён отбор кернового материала для проведения геохимических анализов, а также проведена систематизация и интерпретация полученных результатов.

В процессе работы были проведены консультации со специалистами нефтегазовой отрасли, что позволило сформировать целостное представление о геологическом строении и геохимических особенностях исследуемого региона.

На основе выполненных исследований соискателем подготовлены и опубликованы научные статьи, отражающие основные результаты работы, а также представлены доклады на научно-практических конференциях различного уровня.

При выполнении диссертационного исследования соискателем использовались современные программные средства, включая Microsoft Word, Microsoft Excel, AutoCAD 2019 и Microsoft PowerPoint, применяемые для обработки данных, построения графических материалов и представления результатов исследования.

Публикации. Автором по теме диссертационной работы опубликовано 9 научных статей, в т.ч.: 6 работы в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ККСОН МОН РК и 3 работы в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования.

Благодарности.

Автор выражает благодарность научным руководителям доктору PhD Мадишевой Р.К., доктору PhD Маусымбаевой А.Д. и доктору геолого-минералогических наук, профессору Успенскому Б.В. за совместную работу и всестороннее содействие в процессе подготовки диссертационной работы. Автор выражает признательность всему профессорско-преподавательскому

составу кафедры «ГРМПИ» НАО «Карагандинский технический университет им. Абылкаса Сагинова» за участие в рассмотрении и оценке результатов диссертационной работы.

Также, автор признателен доктору PhD Исатаевой Ф.М., доктору геолого-минералогических наук профессору Портнову В.С. и доктору геолого-минералогических наук Ажгалиеву Д.К. за предоставленные ценные научные консультации и творческое сотрудничество.

Структура и объем диссертации:

Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения, изложена на 99 страницах машинописного текста. Текстовая часть работы иллюстрирована 27 рисунками и 14 таблицами. Список литературы включает 105 наименований.

1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Регион ЮТОБ является крупной отрицательной структурой первого порядка, площадью более 80 тысяч км², занимает западную и восточную часть Туранской плиты эпипалеозойской Евразийская плита. ЮТОБ в региональном отношении относится к зоне сочленения Уральской складчатой системы, Казахского щита и отрогов Тянь-Шаня (рисунок 1.1).

Площадь ЮТОБ входит в состав юго-восточных бассейнов Казахстана, вместе с Северо-Тургайским, Сырдарьинским и Шу-Сарысуским бассейном образует Тургайско-Сырдарьинский тектонический пояс. ЮТОБ является одним из наиболее изученных регионов на востоке и юго-востоке Казахстана (рисунок 1.2).

Изучение территории проводится, начиная с 40-50-ых гг. прошлого века. Наряду с геологическими изысканиями, также проводились буровые и тематические работы. В сравнении с центральными районами относительно слабее изучена северная часть ЮТОБ в составе Жиланшиковского прогиба и Мынбулакской седловины [4].

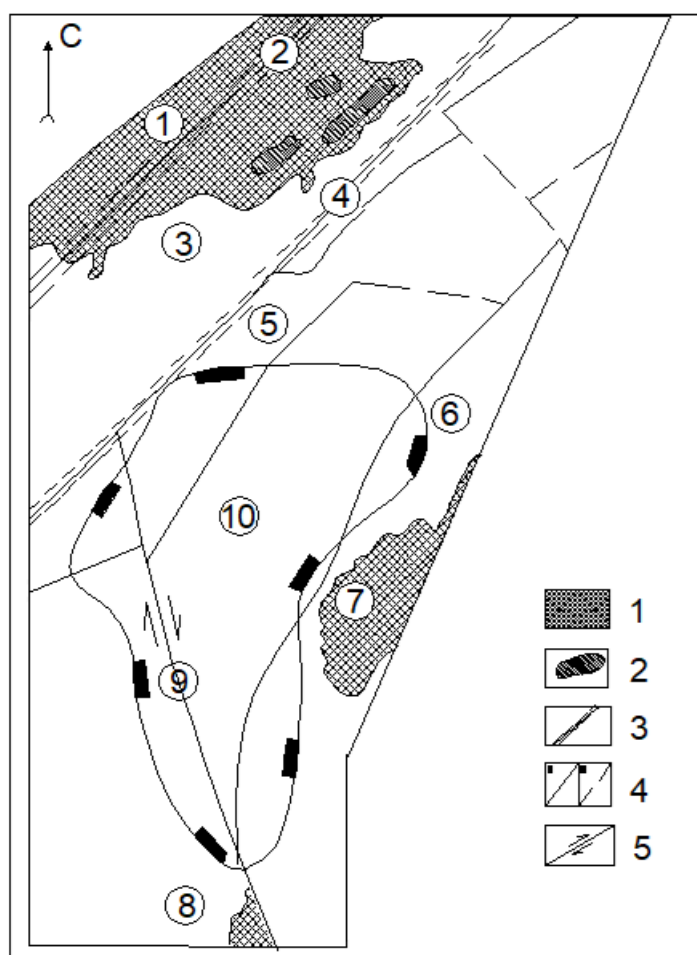


Рисунок 1.1. – Плитотектоническая модель Тургайской депрессии
(по данным Корчагина В.И., Карпова В.И., Пузановой И.В., 1996. [28])

1 - обнажения докембрийских пород; 2 - офиолитовые комплексы; 3 - швы столкновения; 4 - разломы: а - основные, б - прочие; 5 - сдвиги; основные плито-тектонические структуры региона (цифры в кружках): 1 - Восточно-Европейский континент, 2 - Ливановский разлом, 3 - Валерьяновская зона, 4 - Апановский разлом, 5 - Боровская зона, 6 - Байконурский синклиорий, 7 - Улутауский антиклинорий, 8 - антиклинорий Большого Каратау, 9 - Каратау-Талассо-Ферганский сдвиг, 10 - Южно-Тургайский рифт

Планомерное государственное региональное геолого-геофизическое изучение территории ЮТОБ на госбюджетные средства проводилось до периода 60-70-ых гг. прошлого века. В настоящее время поиском, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа в регионе занимается более 15 недропользователей.

1.1 Развитие представлений на геологическое строение региона

В истории геологического изучения Арыскупского прогиба выделяется несколько этапов: от первых региональных съемок до современных глубоких исследований и открытия крупных месторождений. Данный регион продолжает оставаться перспективным и основным объектом в составе ЮТОБ для проведения поисково-разведочных работ.

Вопросами изучения ЮТОБ в разные годы занимались Даукеев С.Ж., Акчулаков У.А., Волож Ю.А., Жолтаев Г.Ж., Куандыков Б.М., Абдулин А.А., Парагульгов Х.Х., Парагульков Т.Х., Коробкин В.В., Бакиров А.А., Сейтказиев Е.Ж., Филиппьев Г.П., Альпаев А.А., Макажанов К.Х., Привалов А.А., Турков О.С., Жилкайдаров С., Бувалкин А.К., Нажметдинов А.Ш., Сапожников Р.Б., Нигматова С.А., Бигараев А.Б. и др.

В 1982 г. Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией по проекту, утвержденному ПГО «Актюбнефтегазгеология», начато профильное структурное бурение по ранее отработанным профилям КМПВ.

По заданию МингеоКазССР Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией (ПГО «Казгеофизика») и Институтом геологических наук АН КазССР разработана Программа региональных геологоразведочных и научно-исследовательских работ на нефть и газ в ЮТОБ.

Подготовка структуры Кумколь под глубокое бурение была осуществлена Турланской геофизической экспедицией в 1983 г. Поисково-разведочные работы на месторождении Кумколь проведены Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией (пос. Тогуз) ПГО «Южказгеология» [2].

В 1983 г. для исполнения данной Программы начата проходка поисковой скважины I-II Арыскуп, региональное сейсмопрофилеирование МОГТ, пробурена поисковая скважина 2-II Арыскуп и продолжено структурное бурение в Арыскупском нефтегазоносном районе. В этом же году структура Кумколь подготовлена по данным сейсморазведочных работ (МОГТ) и начато поисковое бурение.

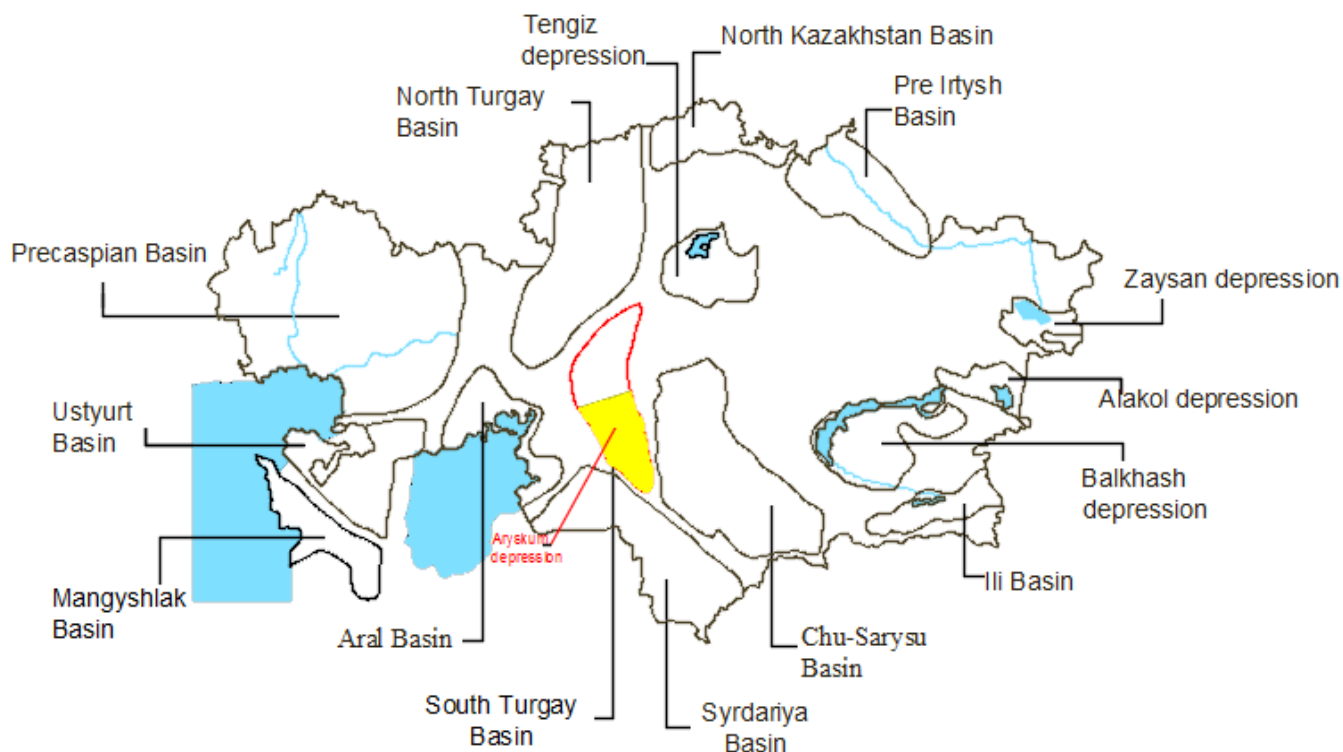


Рисунок 1.2 - Схема размещения осадочных бассейнов Казахстана [34]

В 1984 г. в результате поисковых работ Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией в процессе бурения разведочной скважины № 1 на площади Кумколь буровой бригадой Камалутдинова Я. был впервые получен фонтан нефти из меловых отложений (горизонты М-I и М-II).

После открытия месторождения Кумколь, в последующие годы в результате проведения поисково-разведочных работ в ЮТОБ обнаружены месторождения Арыскул (1985), Кызылкия (1986), Акшабулак и Нуралы (1987), Доцан (1987), Караванчи (1987), Майбулак (1988), Бектас (1988), Аксай (1988), Кенлык (1989), Ащисай (1990), Коныс (1990 г.) и Арыское (1993). Открытие и ускоренное освоение Кумкольской нефти сыграло решающую роль в увеличении разведанных запасов нефти ЮТОБ. В связи с открытием вышеназванных месторождений в Кызылординской области вновь созданы многие нефтедобывающие предприятия, такие как ТОО «Казгермунай», ТОО «Куатамлонмунай», АО «Саутс Ойл», ТОО «АйданМунай», НК «КОР», ТОО «КумкольТрансСервис» и др[4].

До начала 70-х гг. перспективы нефтегазоносности ЮТОБ связывались с верхнепалеозойскими отложениями, что основывалось на результатах гравиметрической и магнитной съемки 1958-1964 гг. После проведения редкой сети региональных сейсмических профилей КМПВ (Арыскулский прогиб) и МОВ (Жиланшикский прогиб), а также выявления триасово-юрских грабеносинклиналей (1968-1972 гг.) к перспективной части разреза отнесены также мезозойские отложения.

1) Геолого-сейсмические исследования.

По результатам этих работ Мингео СССР приняты решения по проведению региональных разведочных работ на нефть и газ (1975 г.). Уточнена была карта перспектив нефтегазоносности Каз.ССР (1976 г.) и в конце 70-х гг. начаты масштабные поисково-разведочные работы.

Были проведены дополнительные сейсмические исследования и бурение первых глубоких скважин. В этот период были выявлены первые перспективные структуры, связанные с юрскими и меловыми отложениями.

Геологи начали более детально изучать строение осадочного чехла, что позволило открыть первые небольшие месторождения углеводородов. Эти открытия подтвердили наличие нефти и газа, но также выявили необходимость более детального изучения региона и разработки новых методов разведки.

Начиная с 70-ых гг. в регионе ЮТОБ проводятся в современной модификации сейсморазведка, магниторазведка и гравиразведка. В ряде случаев проводилась редкая сеть электроразведочных работ. По результатам этих исследований определены глубины залегания фундамента, стратиграфическая полнота и характеристика разреза. Уточнены особенности региональной тектоники и основные структурные элементы II и III порядка.

В этих работах принимали участие организации МинГео СССР и КазССР (Турлангеофизика, КазНИГРИ, Гурьевская и Илийская ГФЭ, др.). По результатам этих работ обоснована высокая оценка перспектив нефтегазоносности ЮТОБ.

В 80-ых гг. прошлого века высокая результативность при изучении ЮТОБ получена по итогам оценки внутреннего строения мезозойских отложений. На основе этого была утверждена «Программа комплексных региональных геолого-геофизических и научно-исследовательских работ на нефть и газ в Южном Торгае» (ИГН им. К.И. Сатпаева и др.).

В результате реализации данной программы апробированы новые виды и методики исследования (региональное сейсмопрофилирование, структурное и параметрическое бурение). В различной степени дана оценка перспективности юрско-мелового (мезозой) и доюрского комплекса отложений. В 1982-1987 гг. по результатам изучения получены новые данные по стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений. Данные, полученные по итогам этих исследований, легли в основу литолого-стратиграфической и палеогеографической модели строения региона.

В 90-х гг. с развитием технологий сейсморазведки и бурения, исследования Арыскупского прогиба активизировались. Были проведены дополнительные глубокие сейсмические исследования и бурение новых разведочных скважин. В этот период открыт ряд месторождений, в т.ч. крупное месторождение Акшабулак [3]. Однако, следует признать, что все работы на контрактных территориях операторами проводятся, преимущественно, в индивидуальном порядке, т.к. отсутствуют и не

проводятся согласованные совместные планы по реализации планомерных исследований в регионе ЮТОБ.

На сегодня порядка 80 % территории ЮТОБ покрыто сейсморазведкой 2Д-МОГТ различной плотности и кратности. На открытых месторождениях проведена сейсморазведка 3Д-МОГТ, пробурены более 2000 скважин включая эксплуатационные скважины. В период 90-х гг. первыми совместными предприятиями в регионе проведены сейсмические исследования 2Д-МОГТ на площади вокруг месторождения Кумколь, Кызылкия, Арысдум, Майбулак, Коныс, Бектас («Харрикейн Кумколь Мунай», «Куат Амлон Мунай», «КазГерМунай»).

По результатам этих работ уточнен структурный план по мезозойским горизонтам на периферии поднятия Кумколь, выделены и детализировано строение отдельных локальных структур Кумколь Восточный, Кумколь Южный и Кумколь Западный. На месторождениях группы КАМ (Кызылкия, Арысдум, Майбулак) проведена сейсморазведка 3Д-МОГТ.

Начиная с данного этапа, Арысдумский прогиб стал рассматриваться в качестве наиболее перспективных территорий в Южном Казахстане для планирования дальнейших поисковых работ и освоения месторождений. Развитие технологий позволило детализировать структуру залежей, улучшить методы извлечения УВ и начать промышленную добычу.

Современные исследования сосредоточены на детальном изучении геологической структуры Арысдумского прогиба, включая использование 3Д-сейсморазведки, увеличение глубины проектных скважин и детальный химический анализ пород-коллекторов. Осуществляется разработка ранее открытых месторождений и продолжается поиск новых залежей нефти и газа. Значительное внимание уделяется изучению юрских и меловых глинистых пород, которые играют ключевую роль как источники углеводородов.

В последние годы детализация внутреннего строения, уточнение региональной тектонической структуры и перспектив нефтегазоносности ЮТОБ рассмотрены в крупном отраслевом проекте «Комплексное изучение осадочных бассейнов РК» за период 2009-2013 гг. Авторы: Акчулаков У.А., Шагиров Б.Б., Коврижных П.Н., Урдабаев А.Т. и др.

Поисково-детальная сейсморазведка и буровые работы выявили дифференцированное строение внутренних частей Жиланшикского и Арысдумского прогибов, выраженное в чередовании приподнятых и опущенных участков, соответствующих горстам-антиклиналям и грабенам-синклиналям. В дальнейшем геолого-геофизическими исследованиями установлено блоковое строение в контурах грабенов-синклиналей, что также следует учитывать при оценке геологического развития и характера осадконакопления.

В результате бурения структурных и параметрических скважин, применения сейсморазведочных методов 2Д-МОГТ высокой кратности уточнены глубины залегания фундамента и палеозойского комплекса в

краевых частях бассейна. Структура волнового поля дополнилась выделением и стратификацией новых сейсмических отражающих границ.

2) Гравиметрические исследования.

За время изучения на площади ЮТОБ выполнены гравиметрические съёмки масштаба 1:200 000 в период 1952-1986 гг. Среди них можно отметить работы, выполненные Казахстанской аэрогеолого-геофизической экспедицией ЮКТГУ, а затем ПГО «Южказгеология» и ПГО «Казгеофизика» (МГ Каз.ССР) в масштабе 1:200 000.

Также, в период 1983-1988 гг. выполнены ревизионно-оценочные работы (Аэрогеолого-геофизическая экспедиция ПГО «Казгеофизика» ГПО «Казгеология»).

3) Аэромагнитные исследования.

Первые аэромагнитные съёмки в Центральном Казахстане начаты в 1941 г. Казахским геологическим управлением с Z-аэромагнитометром А.А. Логачёва АМ-9Л в масштабе 1:500 000.

В 1945-1953 гг. съёмки были продолжены в масштабах 1:1 000 000 – 1:100 000 Аэрогеологической экспедицией, Главным и Узбекским геологическими управлениями, Средне-Азиатским Всесоюзным аэрогеологическим и Уральским геофизическими трестами, Главным управлением геофизической службы. Съёмками была покрыта площадь около 750 тыс. км², получены сведения об общей структуре магнитного поля, открыты ряд железорудных месторождений.

В 1954 г. силами НИИГР МНП СССР (Соловьев О.Н. и др.) была выполнена съёмка масштаба 1:1 000 000 обширной территории к северо-востоку от Аральского моря. Работы выполнялись аппаратурой АЭМ-49 на высоте 700-900 м с аэровизуальной привязкой маршрутов. Достигнутая точность - $\pm 20-50$ гамм.

Выводы по главе 1

Планомерное и последовательное проведение поисковых работ, включая современные методы сейсморазведки и поэтапное бурение разведочных и параметрических скважин, позволило существенно уточнить представления о региональной структуре Южно-Торгайского осадочного бассейна. В результате анализа и интерпретации сейсмических данных, а также сопоставления полученных буровых материалов были выявлены новые перспективные интервалы в разрезе осадочного чехла, ранее считавшиеся слабо изученными или неперспективными.

Повышение степени геолого-геофизической изученности бассейна происходило постепенно и носило ярко выраженный этапный характер: от первичной региональной сейсморазведки 2D и бурения отдельных параметрических скважин до применения детальных 3D-съёмок и направленного бурения горизонтальных стволов. На каждом этапе прирост данных снижал неопределенность относительно глубинного строения

бассейна, степени расчленённости стратиграфического разреза, распространения коллекторов и флюидоупоров.

Особо значимые результаты по изучению внутреннего строения и оценке нефтегазоносности ЮТОБ были получены в период активизации поисково-разведочных работ в 1990–2015 гг. Именно в этот интервал накоплен основной объем фактического материала: геофизические исследования, буровое опробование пластов, данные ГИС, керн и результаты лабораторных исследований пород и пластовых флюидов.

Комплекс поисково-разведочных мероприятий привел к открытию основной части известных на сегодняшний день месторождений нефти и газа, среди которых Кумколь, Акшабулак, Арыскуп и ряд других, что существенно изменило оценку ресурсного потенциала региона. На основе накопленных данных были уточнены представления о геологическом строении Арыскупского прогиба, прежде всего о его внутренней структурной композиции, тектонической сегментации и условиях формирования ловушек углеводородов. Прогиб характеризуется достаточно высокой плотностью распределения запасов углеводородов на единицу площади, что выделяет его среди других структурных элементов ЮТОБ.

Таким образом, последовательное развитие геологоразведочных работ обеспечило формирование надежной доказательной базы, позволившей обосновать создание нового перспективного нефтегазоносного региона в пределах ЮТОБ. Постоянный рост качества, детальности и информативности получаемых материалов сопровождался внедрением новых технологий сейсморазведки, в частности 3Д-МОГТ, а также совершенствованием буровых операций, методов контроля траектории стволов скважин и повышением эффективности отбора фактического скважинного материала и геолого-геофизической информации в целом.

Данные условия в совокупности стали ключевыми факторами в повышении степени изученности разреза и повышения качества прогноза нефтегазоносности как на отдельных площадях, так и в разрезе региональных тектонических элементов ЮТОБ.

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

ЮТОБ характеризуется сложным и продолжительным периодом тектонического развития. История геологического развития характеризуется накоплением разнородных по составу осадочных толщ и, как показывают исследования последних лет весьма благоприятными условиями для накопления и сохранения залежей углеводородов.

Территория исследования приурочена к центральной части Казахстана. Литолого-стратиграфический разрез ЮТОБ включает отложения фундамента, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. (рисунок 2.1)

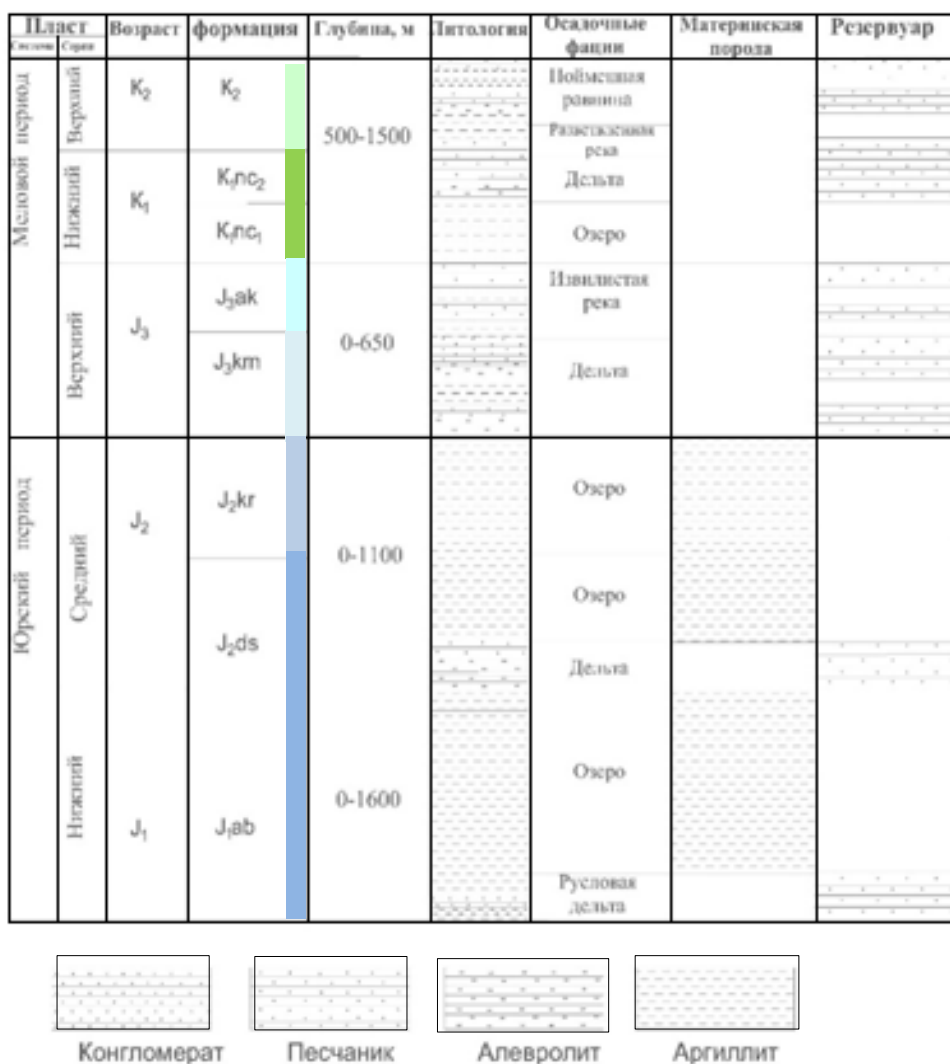


Рисунок 2.1 - Резервуарная часть разреза Арыскумского прогиба [48]

Кристаллический фундамент.

Образования кристаллического фундамента (основание разреза) на современной стадии изученности характеризуются протерозойским возрастом. Протерозойский комплекс наиболее детально изучен к востоку от ЮТОБ в разрезе северной части хр. Улытау (Улытауский антиклинорий,

Карсакпайский синклиорий). Породы представлены кристаллическими сланцами и гнейсами амфиболитовой и эпидот-амфиболитовой фации метаморфизма, а также породами зеленосланцевой фации (порфириты, железистые кварциты, кварц-серицитовые и серицито-кварцевые сланцы).

В разрезе ЮТОБ вскрыты породы докембрийского комплекса на южном обрамлении Жиланшиковского прогиба скважинами 2-п Сазымбайская, № 1 Узунчик, 11-с, 16-с, 19-с.

В скважинах 11-с и 19-с под мезозойско-кайнозойским покровом вскрыты хлорито-серицитовые сланцы зеленовато-серого цвета, трещиноватые (карсакпайская и коксуйская серия). В скважине 16-с вскрыты мусковитовые гнейсы, соответствующие высокой степени метаморфизма [39].

Палеозойская группа (PZ)

Палеозойские отложения залегают на значительных глубинах и играют важную роль в общей геологической структуре бассейна. Однако степень геологической изученности (бурение) характеризуется невысокой, оценка нефтегазоносного потенциала остается неоднозначной. Отложения палеозоя включают карбонатные и терригенные комплексы верхнепалеозойского возраста, залегающие на кристаллическом фундаменте. В основном это известняки, доломиты, песчаники и алевролиты [11].

В центральной и южной части ЮТОБ на домезозойскую поверхность, помимо нижнепалеозойских (ордовикских) отложений, также выходят метаморфические породы протерозойского возраста, составляющие консолидированный фундамент [5]. На докембрийских и ордовикских отложениях местами с глубоким эрозионным несогласием залегают слабо дислоцированные терригенные красноцветные породы девона или терригенно-карбонатные комплексы фаменско-нижнекаменноугольного возраста. Большая часть девонских и каменноугольных отложений была разрушена в ходе длительных эрозионных процессов, происходивших в пермский, триасовый и юрский периоды.

Палеозойские отложения ЮТОБ по данным бурения и сейсморазведки характеризуются значительной дислоцированностью и отсутствием региональных покровов.



Рисунок 2.2 - Литолого-стратиграфический разрез Арыкумской грабена-синклинали [18]

Небольшие по размерам скопления УВ приурочены к зонам развития коры выветривания и повышенной трещиноватости пород (доюрские отложения). В некоторых случаях может иметь место горизонтальный переток УВ залежей юрских и нижнемеловых отложений в пористые образования допалеозойского фундамента. В данном отношении выделяются т.н. зоны примыкания мезозойских нефтегазоносных пластов к выступам кристаллического фундамента, как это имеет место на ряде участков в южной части ЮТОБ [29].

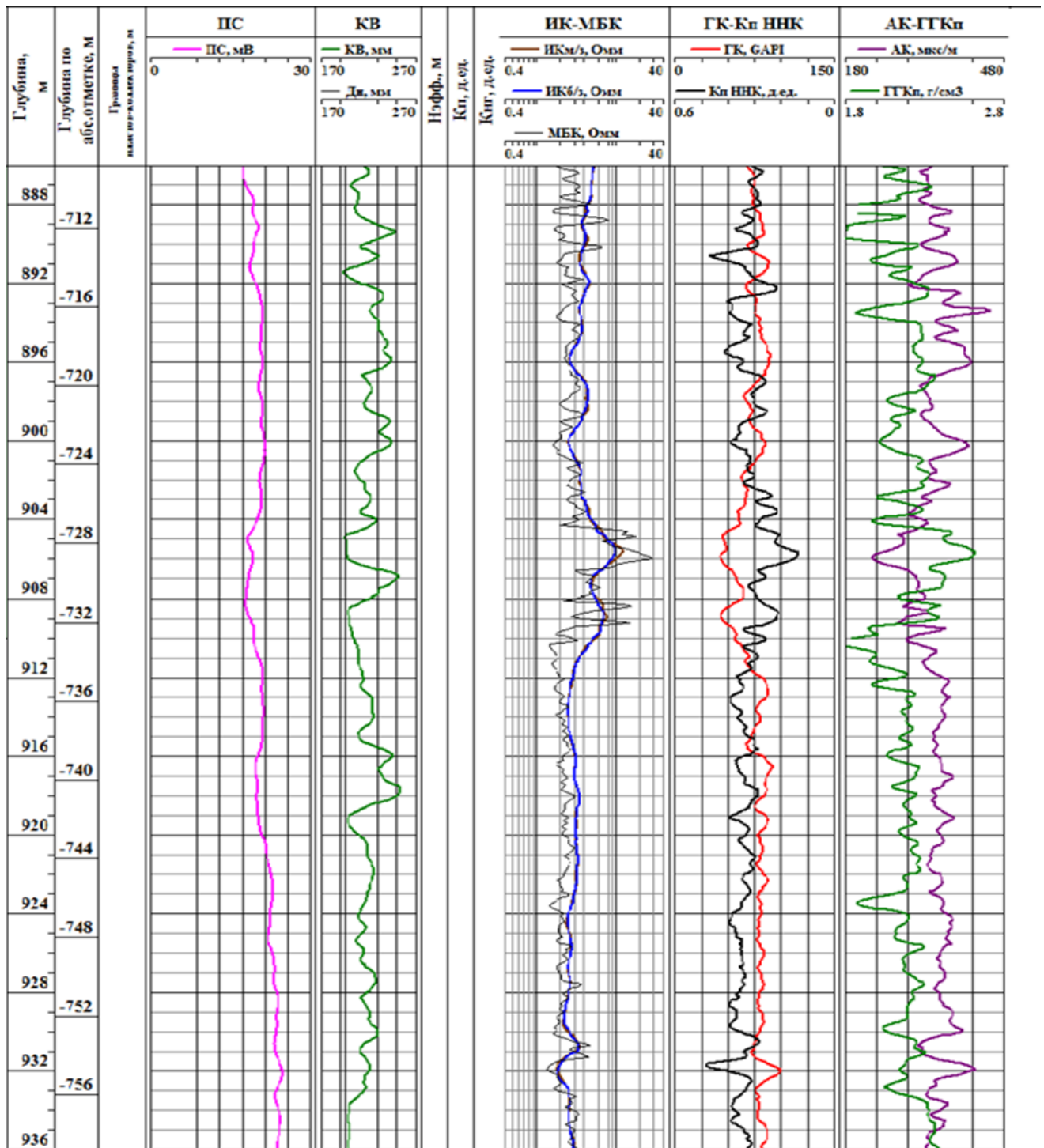


Рисунок 2.3 – Геофизическая характеристика мезозойских отложений Южно-Торгайского бассейна по данным ГИС

Отложения доюрского возраста находят отражение в сейсмическом волновом поле 2Д-МОГТ. Глубина залегания характерных комплексов на сейсмических профилях варьируется от 3-4 км до 8-9 км, что согласуется с глубинами залегания консолидированного основания (рисунок 2.3). В разрезе палеозойских отложений ЮТОБ выделяется 3 структурных этажа: нижний (фундамент), средний (КПК) и верхний (платформенный чехол).

Платформенный этаж.

Мезозойская группа.

Юрская система.

Верхний структурный этаж, включающий весь комплекс мезозойско-кайнозойских отложений, распадается на два яруса: нижний рифтовый (тафрогенный) и верхний - эпирифтовый (ортоплатформенный) [20, 22].

Юрские отложения расположены в грабенах-синклиналях прогиба и отличаются друг от друга по составу, мощности и представлены нижним, средним и верхним отделами, которые развиты повсеместно. В разрезе юрских отложений выделяется три ритмокомплекса сероцветных терригенных отложений (рисунок 2.2):

Нижний и средний отделы

Результаты бурения показали, что отложения нижнего ритмокомплекса в пределах сазымбайской (J_{1sb}) и айбалинской (J_{1ab}) свит представлены аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов и каменного угля. Аргиллиты изменяются по цвету от серых оттенков до чёрных цветов. Породы имеют блочную и субблочную структуру, иногда слоистые, от среднеуплотнённых до твёрдых пород, содержат песчаные включения, ломкие, с низкой водопоглощаемостью и слабой пластичностью. Мощность свит достигает 800 м (рисунок 2.2). Алевролиты светло-серые и серые, хорошо отсортированные, с глинистым цементом и средней степенью сцементированности. Каменные угли имеют чёрный и тёмно-коричневый оттенок, оставляют следы краски и следы горения на руках в виде чешуек [29стр. 19].

Средний ритмокомплекс включает нерасчленённые породы дощанской (J_{1-2ds}) и карагансайской (J_{2kr}) свит (рисунок 2.3). Литологически породы представлены песчаниками с прослоями аргиллитов, а также слоями гравелитов и сланцев. Песчаники полимиктовые, светло-серые, серые до чёрных, от средне- до крупнозернистых, с примесью обломков гравийной размерности, сортировка зерен средняя. Аргиллиты тёмно-серые, серые, зеленовато-серые и коричнево-красные, тонкослоистые, расколотые на отдельные тонкие плитки. Сланцы темно-серые, чёрные, ломкие, слоистые, содержат большое количество кварца [32]. Гравелиты светло-серые, серые, полупрозрачные, плохо сцементированные. К нижней и средней юре относятся продуктивные Ю-IV и Ю-V горизонты. Толщина нижней и средней юры изменяется от 126 м до 745 м.

Верхний отдел

Возраст кумкольской свиты определен как оксфорд-келловейский, а акшабулакской как титон-киммериджский, по спорово-пыльцевым комплексам.

Оксфорд - келловейский ярусы

Кумкольская свита (J_{3kt})

Отложения представлены переслаиванием песчаников и аргиллитов. Аргиллиты зеленовато-серые, серые, мягкие, изредка известковистые. Песчаники зеленовато-серые, серые, средне сцементированные, мелко-, средне- и крупнозернистые. Содержится большое количество зерен полевого

шпата и кварца, зерна кварца прозрачные и полупрозрачные. В разрезе свиты получили развитие Ю-I, Ю-II, Ю-III горизонты. Толщина отложений свиты изменяется от 87 м до 282 м [18].

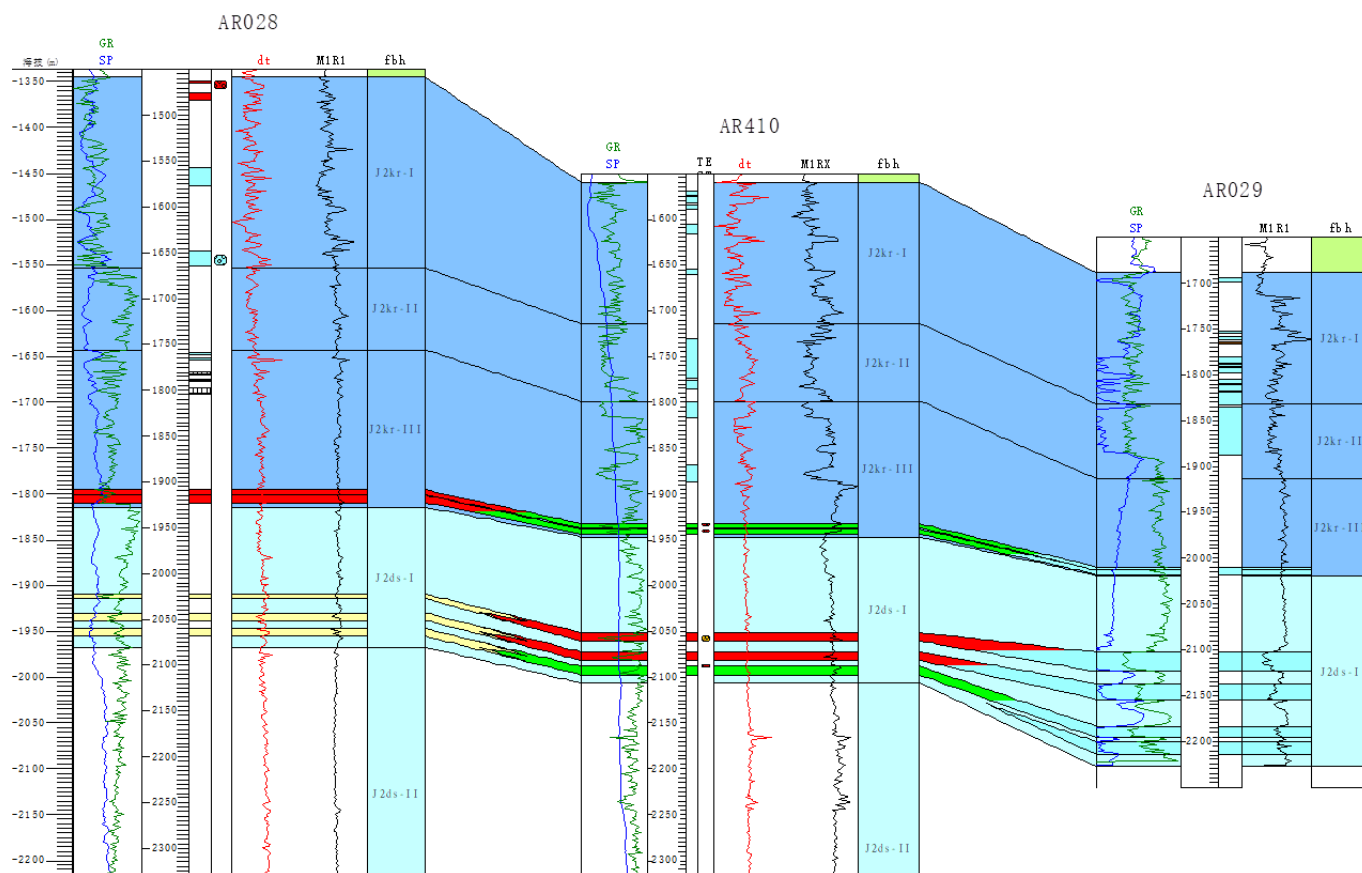


Рисунок 2.4 – Сейсмические модели и характер заполнения отложений дощанской и карагансайской свиты по скважинам площади Арысқум (по данным АО «ПетроКазахстан» и АО НК «КазМунайГаз», 2015-2016 гг.)

*Титон-кимериджский ярусы
Акшабулакская свита (J_{3ak})*

Отложения представлены песчаниками, аргиллитами, алевролитами. Песчаники зеленовато-серые, серо-белые, прозрачно-полупрозрачные, сцементированность средняя, мелко и среднезернистые, содержат небольшое количество кварца, полевых шпатов, средней сортированности. Аргиллиты красно-коричневые, светло-коричневые, пятнистые, от мягких пород до средне-твёрдых, частично известковые. Алевролиты серо-зеленые, средне сцементированные. Толщина акшабулакской свиты колеблется от 268 м до 475 м.

Меловая система (K) Арысқумского прогиба представлена нижним и верхним отделами.

Отложения нижнемелового возраста (K₁) представлены даульской, карачетауской, кызылкинской свитами, возраст которых определен, соответственно, как неокомский надъярус (K_{1nc}), аптский-среднеальбский

ярус (K_{1a-al2}), верхнеальбско-сеноманский ярус ($K_{1-2al3-s}$), верхнемеловый отдел (K_2) представлен отложениями турон-сенона (K_{2t-sn}). Неокомская толща здесь сложена серыми и красновато-коричневыми песчаниками.

Даульская свита (K_{1ncdl}) нижнего мела с региональным стратиграфическим несогласием перекрывает юрские, либо домезозойские образования и сложена пачкой красноцветных с голубовато-серыми пятнами алевритистых, известковистых глин, песчаников, гравелитов и мелкогалечных конгломератов.

По литологическому составу пород в разрезе даульской свиты выделяются нижнедаульская и верхнедаульская подсвиты. В свою очередь нижнедаульская подсвита делится на два горизонта: 1) арыкумский горизонт на основании, вмещающий залежи нефти и газа в прогибе и 2) верхний горизонт [26].

Арыкумский горизонт (K_{1nc1ar}) нижнедаульской подсвиты (K_{1nc1}) литологически представлен частым переслаиванием песчано-алевролитовых пород различной мощности, аргиллитов и глин во внутренних частях прогиба, гравелитов и конгломератов на бортах прогиба. Толщина арыкумского горизонта составляет от 30 м до 67 м [18 стр.182-183].

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты ($K_{1nc1dl1}$) сложен аргиллитами серо-коричневыми и темно-коричневыми, средней твёрдости, слабоизвестковыми и алевролитами зелено – серыми, темно-серыми, плотными, на глинистом цементе, изредка песчанистыми. Толщина отложений колеблется от 60 м до 116 м.

Верхнедаульская подсвита ($K_{1nc2dl2}$) залегает на нижнедаульской подсвите с посредственным переходом или непосредственно на домеловых образованиях и сложена аргиллитами коричневыми, светло-коричневыми, слабо-известковыми, песчаниками пёстрыми, серо-зелеными, коричнево-желтыми, красно-коричневыми, хорошо сцементированными, от мелко- до среднезернистых, плохо сортированными, алевролитами серыми, зелено-серыми, плотными, песчанистыми. Толщина подсвиты выдержана по прогибу и варьирует в пределах 138 м до 183 м.

Карачетауская свита (K_{1kr}) (*Аптский+среднеальбский ярусы*) с размывом и мелкогалечными конгломератами в основании расположена на отложениях даульской свиты и литологически состоит из аргиллитов, песчаников, алевролитов. Аргиллиты коричнево-красные, зелено-серые, частично песчанистые. Алевролиты светло-серые, зелено-серые, плотные, изредка песчанистые. Песчаники серые и светло-серые, светло-желтые, средне сцементированные, средне- и крупнозернистые, среднесортированные, с прослоями гравия пестрого, темно-серого, коричнево-желтого и серо-зеленого.

Кызылкиинская свита (K_{1-kz}) (*Верхнеальбский+сеноманский ярусы*) в ЮТОБ распространена равномерно и с размывом залегает на отложениях карачетауской свиты. Отложения кызылкиинской свиты сложены песчаниками пестрыми, серыми и коричнево-желтыми, плохо сцементированными, средне сортированными, аргиллитами светло-серыми,

зеленовато-серыми, от мягких до средне твердых, алевролитами светло-серыми, зеленовато-серыми и желто-серыми, плотными. Кызылкиинские глины красновато-коричневые, коричневые с сиреневым и охристым оттенком, пятнистые, алевролитистые, участками обогащенные углефицированным растительным детритом. Толщина варьирует от 78 м до 171 м.

Балапанская свита с размывом залегает на кызылкиинской свите и сложена двумя пачками: песчаной нижней и глинистой верхней. Пески, песчаники, алевролиты, местами гравелистые. Глины серые, прослоями пестроцветные, алевролитистые с включениями обугленных растительных остатков.

Кангазганская свита залегает с размывом на подстилающих более древних породах. Граница по балапанской свите проходит по подошве красноцветных песков и песчаников. Верхняя часть разреза сложена преимущественно глинистыми образованиями, в нижней части преобладают песчаные отложения с маломощными прослоями конгломератов.

Сантонский ярус перекрывает кангазганскую свиту с глубоким стратиграфическим несогласием. Разрез больше всего состоит из песчаных пород. Пески, песчаники, мелко-среднезернистые, плохо отсортированные, кварц-полевошпатовые, на глинистом цементе, косослоистые. Серо-зеленоватые морские породы приурочены к верхней части разреза.

Кампанский ярус представлен глинами, алевролитами с прослоями песчаников.

Маастрихтский ярус расположен на породах кампана с размывом и трансгрессивным несогласием, мощность около 100 м. Песчаники кварцевые, кварц-полевошпатовые, на известковистом или карбонатном цементе. Для отложений характерно значительное увеличение органического детрита, высокая карбонатность, наличие крупных раковин моллюсков, фрагментов аммонитов, цельно-раковинных гастропод и фораминифер, полости которых часто заполнены пиритом.

Турон–сенон верхнего мела представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин. Песчаники пестрые, светло-серые и белые, крупнозернистые, средне отсортированные, мелко и среднезернистые пески и песчаники полимиктового состава. Глины тёмно-серые, серовато-белые, частично известковистые. Аргиллиты красно-коричневые, светло-коричневые, желтовато-серые и зелено-серые. Алевролиты зеленовато-серые, плотные, частично песчанистые. Толщина отложений колеблется от 161 м до 204 м.

Палеоген-неоген-четвертичная система.

Отложения палеогена представлены светло-коричневыми, изредка зеленовато-серыми аргиллитами. Неогеновые отложения представлены преимущественно песчаниками светло-серыми, зелено-серыми, изредка слюдистыми. Четвертичные отложения представлены серыми, среднезернистыми, частично крупнозернистыми песками. Вскрытая толщина достигает 150 м до 160 м.

Эти свиты вместе составляют стратиграфический и литологический каркас мезозойского разреза региона, который важен для понимания его нефтегазоносности и формирования ловушек углеводородов в ЮТОБ [29].

Кайнозой представлен молассовыми комплексами, образованными преимущественно континентальными осадками, включая конгломераты, песчаники, глины и алевролиты. Эти отложения характеризуются высокой мощностью и разнообразием фаций, что связано с активной тектоникой региона в этот период.

ЮТОБ характеризуется разнообразием литологических типов пород, которые формировались под воздействием как континентальных, так и морских осадочных процессов. В палеозойских и триасовых отложениях преобладают терригенные породы (песчаники и глины), часто с грубым зерном, что указывает на активное эрозионное воздействие. Юрские отложения, напротив, включают больше мелкозернистых осадков, которые указывают на более стабильные условия осадконакопления с возможными периодами затопления морем.

Важным аспектом является наличие пористых и проницаемых песчаников, которые могут выступать в роли хороших коллекторов нефти и газа. Глинистые слои служат надежными покрышками, что предотвращает миграцию углеводородов и способствует накоплению углеводородных залежей в структурах.

2.2. Тектонические особенности строения

Тектоническое развитие ЮТОБ тесно связано с глобальными геодинамическими процессами, происходившими в Центральной Евразии на протяжении нескольких геологических периодов, начиная с раннего палеозоя до кайнозойской эры (таблица 2.1).

Положение ЮТОБ соответствует юго-западной части Центрально-Казахстанской плиты, к югу, западу и востоку от Северо-Торгайского, Шу-Сарысуского и Аральского бассейна, соответственно [14, 19, 27]. Общая площадь ЮТОБ составляет порядка 90 тыс.км²(рисунок 2.4).

На формирование ЮТОБ как области погружения оказывало влияние активное развитие Главного Каратауского разлома (далее – ГКР). Время возникновения данной разломной зоны, предположительно, ранний протерозой. С закрытием Южно-Тяньшаньского палеоокеана вдоль Каратауского разлома в конце позднего палеозоя происходил мощный правосторонний сдвиг [12, 13, 19, 33]. В развитии ГКР выделяется два этапа активности (ранняя и средняя юра, поздняя юра – поздний мел). Этапы активности маркируются образованием рифтовых зон (этап I) и тектонической инверсией (этап II).

Таблица 2.1 – Этапы тектонической эволюции и развития осадочного заполнения Арыскупского прогиба (составлено автором на основе изложенных материалов)

Геологический период	Время (млн.лет назад)	Тектонические процессы	Осадочные процессы	Геологическое значение для нефти и газа
Поздний палеозой (пермь)	300-250	Завершение герцинской складчатости, образование фундамента	Начало платформенного осадконакопления	Закладка структуры формирования основания
Ранняя юра	250-170	Закладка рифтовой системы, активизация разломов	Осадки в грабенах, лагунные и озерные глины	Начало генерации УВ, формирование материнских пород
Средняя – поздняя юра	170-145	Активная рифтовая стадия, блоковая тектоника	Богатые органикой глинистые толщи, мощное накопление	Формирование нефтематеринских пород
Ранний – поздний мел	145-66	Умеренная тектоническая активность, стабилизация	Песчано-алевритовые отложения, карбонаты, покрывки	Формирование коллекторов и ловушек
Палеоген-неоген	66-2,5	Реактивация разломов, слабые инверсии	Аллювиальные и озерные осадки, развитие фаций	Образование вторичных, миграция УВ
Четвертичный (современность)	<2,5	Вертикальные движения, стабилизация	Современные рыхлые отложения	Эрозия, локальные герметизирующие покрывки

Основные характеристики тектонических особенностей Арыскупского прогиба можно обобщить следующим образом (рисунок 2.5).

1) Прогиб имеет вытянутую, узкополосную форму с северо-западным направлением простирания и чередованием выступов и депрессий. Осадконакопление ниже- и среднеюрских толщ происходило в пределах грабенов, тогда как верхнеюрские отложения перекрывают сводовые участки.

2) В пределах региона развиты разнообразные структуры: грабены, формирующиеся двумя сбросами, полуграбены – одним, а также прогибы, ограниченные системой разломов. Основные тектонические движения и сбросовые деформации приходятся на ранний и среднеюрский этап, тогда как в позднеюрское время деформационная активность ослабевает, формируются более обобщённые внутриконтинентальные депрессии, характерные для Центральной Азии.

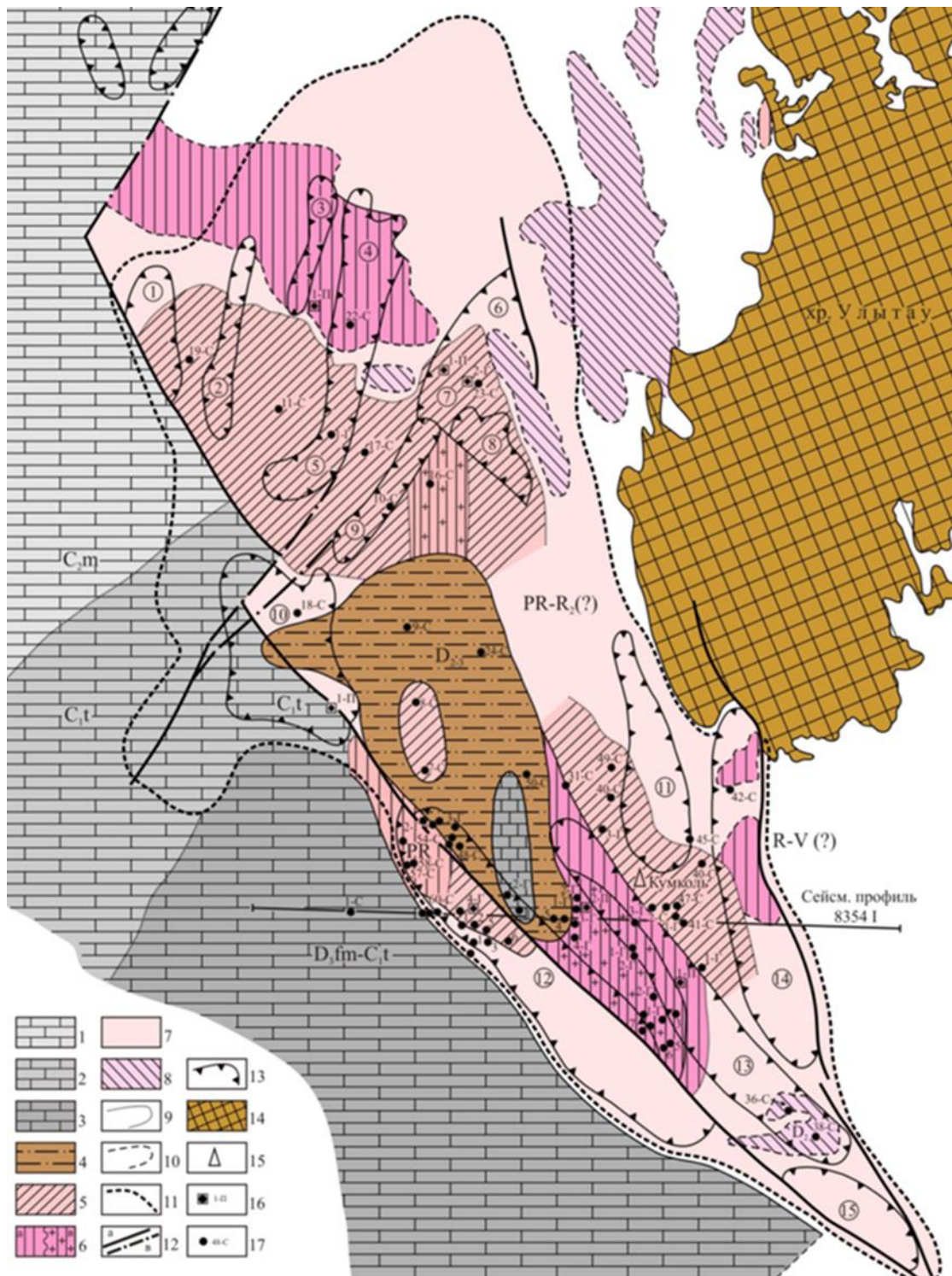


Рисунок 2.5 – Схема регионального тектонического строения домезозойских образований ЮТОБ [37]

Комплексы пород: 1 – карбонатные образования C_{2t} ; 2 – карбонатные образования C_{1t} ; 3 – карбонатные образования $D_{3fm-C_{1t}}$; 4 – терригенные образования D_{2-3} ; 5 – майтубинская серия; 6 – бектурганская серия (а – амфиболит-лептитовый комплекс, в – гранито-гнейсовый и амфиболит-лептитовый комплексы); 7 – метаморфические нерасчлененные породы $PR-R_2(?)$; 8 – метаморфические нерасчлененные породы основного и ультраосновного состава.

Границы распространения комплексов: 9 – по геологическим данным; 10 – по геофизическим данным; 11 – границы Южно-Торгайского бассейна; 12 – разломы (а-установленные, в-предполагаемые); 13 – юрские грабены-синклинали (цифры в кружках): 1-Ащикольская, 2-Баймуратская, 3-Жаман-Аккольская, 4-Жанакуральская, 5-Кулагакская, 6-Сарыкская, 7-Боцакольская, 8-Кайдагульская, 9-Шеркитауская, 10-Жинишкекумская, 11-Сарыланская, 12-Арыскумская, 13-Акшабулакская, 14-Бозингенская, 15-Даутская; 14 – выходы на поверхность домезозойских отложений; 15 – месторождение Кумколь; 16 – параметрические скважины; 17 – структурные и глубокие скважины.

3) Для прогиба характерна высокая трещиноватость и развитая сеть нормальных сбросов, ориентированных преимущественно в северо-западном направлении, реже — северо-северо-восточном. Амплитуды сбросов значительны, а углы падения нередко крутые, вплоть до вертикальных. В позднеюрскую и последующую эпохи активность сбросов снижается, часть из них испытывает обратную (инверсионную) активизацию, превращаясь во взбросы или структуры горизонтального смещения.

4) По геологическим разрезам прослеживаются чередующиеся участки поднятий и прогибов, что свидетельствует о сочетании растягивающих и сжимающих напряжений в процессе формирования впадины. Анализ структурной геометрии показывает, что ЮТОБ, включая Арыскумский прогиб, относится к рифтовому типу со структурной инверсией. Её развитие происходило под воздействием повторяющихся фаз растяжения и сжатия, в результате чего сформировался сводово-приподнятый полуграбен с элементами положительной и обратной инверсии растянутого фундамента [3, 36, 42].

2.2.1. Допалеозойский этап развития

Метаморфический фундамент бассейна расчленен на три блока: Жыланшикский, Мынбулакский и Арыскумский.

ЮТОБ подразделяется на три структурных этажа: нижний (фундамент), средний (промежуточный) и верхний (платформенный). Нижний этаж сложен метаморфическими породами докембрийского возраста. Платформенный этаж, в свою очередь, представлен нижним (тафрогенный) и верхним (платформенный) ярусом. В разрезе данного этажа в качестве самостоятельных зон генерации УВ рассматриваются Арыскумская, Акшабулакская, Сарыланская и Бозингенская грабены-синклинали. Смежные с ними Аксайская, Ащисайская и Табакбулакская горсты-антиклинали представляют собой участки разреза, в которых по имеющимся материалам сосредотачиваются ловушки нефти и газа (рисунок 2.5) [7, 41, 43].

Фундамент приподнят к северу и наиболее опущен в центральной части ЮТОБ и в зоне ГКР, на востоке отложения фундамента обнажаются в районе хр. Улытау. Оси антиклинальных структур соответствуют простиранию горстов-антиклиналей и грабенов-синклиналей, тем самым подтверждая унаследованный (причинный) характер их образования (рисунок 2.6).

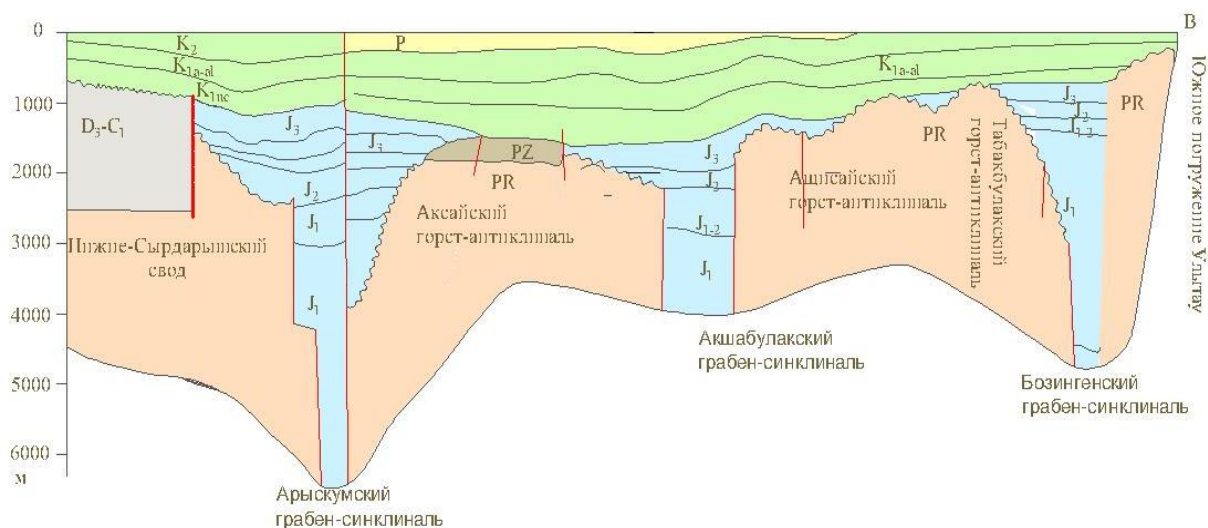


Рисунок 2.6 -Геологический разрез Арысумского прогиба Южно-Торгайского бассейна [30]

Фундамент бассейна сложен разнообразными глубокометаморфизованными докембрийскими породами аналогичными бектурганской и майтобинской сериям Улытау. Структурные особенности его, также как и квазиplateформенного комплекса, изучены недостаточно и не дают возможности дифференцировать структуру этой части разреза с той же детальностью, что и платформенный чехол [17].

В пределах ЮТОБ широко развиты глубинные разломы значительной протяженности северо-западного меридионального направления, по которым бассейн разделен на горсты-антиклинали и грабены-синклинали с амплитудой от 500 м до 2000 м из-за общего регионального подъема с юго-востока на северо-запад. В северных частях региона меловые отложения залегают на палеозойских отложениях. В пределах грабенов-синклиналей юрские отложения представлены полным разрезом (3 отдела), толщина составляет 4000 м и более. Данные отложения рассматриваются, как основные толщи-генераторы УВ, достигшие необходимых предельных значений по термобарическим условиям превращения органики в нефть и газ.

Контуры Арысумского прогиба достаточно четко фиксируются по положению в плане горстов-антиклиналей и опущенных блоков фундамента (грабенов-синклиналей). Размеры региональных элементов в длину и ширину составляют 100-250 км и 15-50 км, соответственно. Структуры имеют северо-западное простирание на западной части ЮТОБ и северное направление в восточной части бассейна [39, 47]

Все выявленные месторождения приурочены Арысумскому прогибу, тектоническая характеристика которого подробно освещена в работах Абдуллина А.А., Даукеева С.Ж., Куандыкова Б.М., Жолтаева Г.Ж., Нажметдинова А.Ш., Пузановой И.В., Сапожникова Р.Б., Воцалевского Э.С., Булекбаева З.Е. и др.

Значительное расчленение палеорельефа поверхности фундамента, выраженное в формировании отрицательных структурных элементов, и

литолого-фациальные особенности комплексов осадков свидетельствуют о внутриконтинентальной рифтогенной природе и тектоническом режиме региональных структур (грабены и горсты).

В разрезе ЮТОБ температурный градиент осадочных отложений составляет 1°C на $19,2\text{м}$, что свидетельствует о наличии благоприятных условий для существования каналов для тепломассопереноса. Высокий температурный градиент также рассматривается одним из факторов, благоприятствующий в образовании залежей нефти и газа в ЮТОБ [12, 50].

2.2.2. Верхнепалеозойский этап развития

По утверждению Волож Ю.А. и др. палеозойские отложения залегают на значительных глубинах и выполняют важную роль в формировании нынешнего облика и общей геологической структуры бассейна. Одним из вопросов продолжает оставаться неоднозначная оценка перспектив нефтегазоносности и ресурсный потенциал отложений палеозоя (КПК). Литологически породы представлены карбонатными и терригенными образованиями (известняки, доломиты, песчаники и алевролиты).

В раннем – среднем палеозое (каледонская и герцинская эпоха складчатости), предположительно, происходила дифференциация бассейна на отдельные крупные блоки. Формировалась новая толща выше допалеозойского фундамента. Завершение герцинской тектонической активности в позднем палеозое привело к стабилизации общей платформы, что создавало условия и предпосылки для дальнейшего осадконакопления. Стадия образования КПК далее сопровождалась платформенными условиями развития. Накапливались отложения мезозойско-кайнозойского комплекса.

В центральной и южной части ЮТОБ на домезозойской поверхности, помимо нижнепалеозойских (ордовикских) отложений, встречаются метаморфические породы протерозойского возраста. На докембрийских и ордовикских образованиях местами с выраженным эрозионным несогласием залегают слабо дислоцированные терригенные красноцветные породы девонского возраста. Также, присутствуют терригенно-карбонатные комплексы фаменского и нижнекаменноугольного возраста. Существенная часть девонских и карбоновых толщ была уничтожена в результате длительных эрозионных процессов, происходивших в пермский, триасовый и юрский периоды.

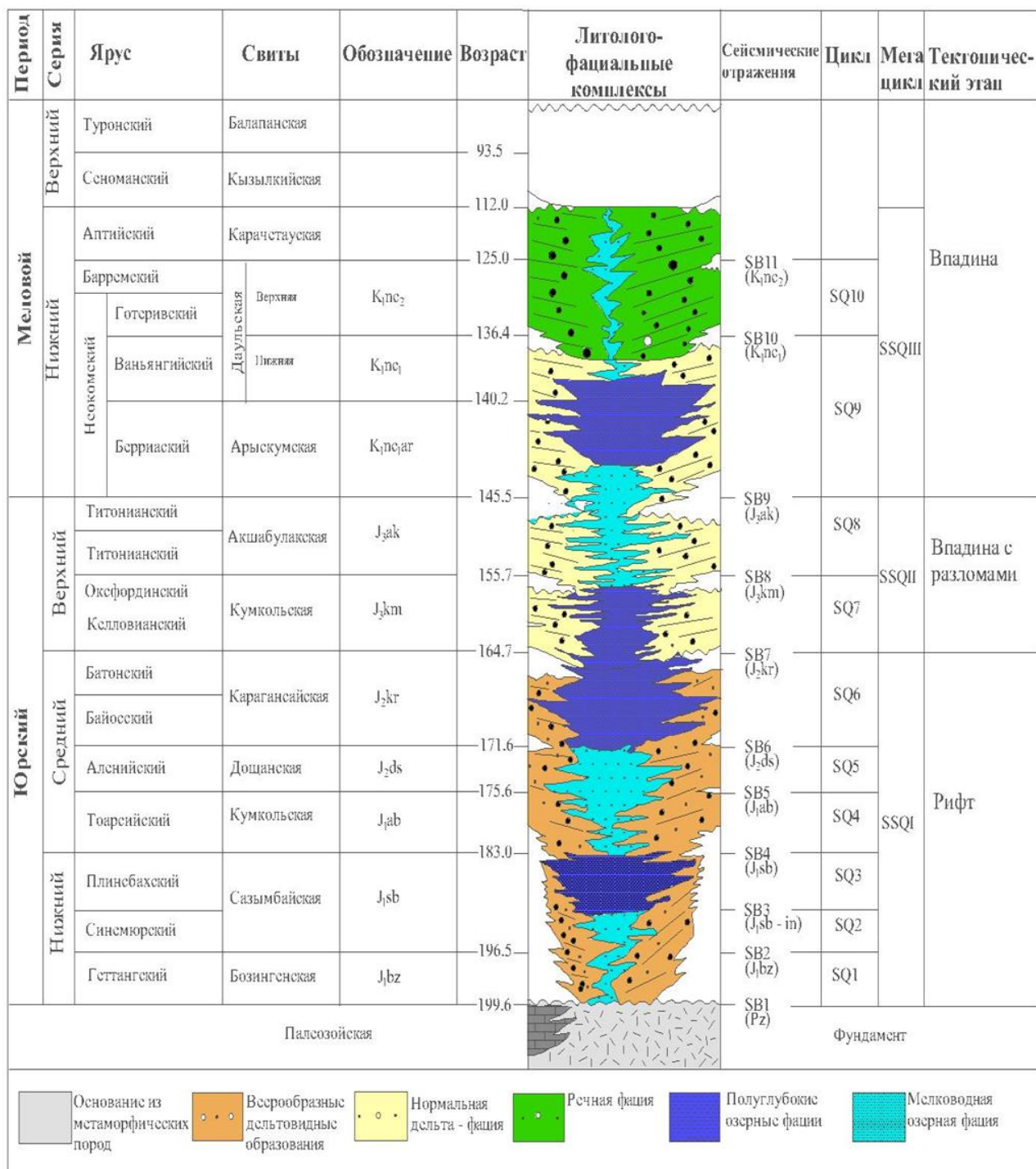


Рисунок 2.7 - Основные этапы формирования и литолого-стратиграфические комплексы Южно-Торгайского осадочного бассейна [46]

Из-за высокой степени дислоцированности и отсутствия надежных покрышек палеозойские отложения ЮТОБ рассматриваются как малоперспективные в нефтегазоносном отношении. Небольшие скопления углеводородов могут формироваться лишь в зонах выветривания и трещиноватости доюрских пород, если они находятся в контакте с нефтегазоносными пластами юрского или нижнемелового возраста, что подтверждается исследованиями, выполненными на ряде участков в южной части впадины [21].

В разрезе Сарыланской грабена-синклинали породы фундамента и верхнего палеозоя скважинами не вскрыты. Аналогично, автором выделяется арыкумский тип разреза, который отличается широкими пределами изменения толщин отложений. Кайнозойские отложения характеризуется отсутствием палеогена и резким сокращением неогеново-четвертичных отложений. Акшабулакский тип разреза указывает на особенности строения осадочного чехла в пределах одноимённой грабена-синклинали. Здесь допалеозойский фундамент в центральной части залегает на глубинах до 5 км и представлен буровато-коричневыми и зеленовато-серыми кварц-серицитовыми и кварц-хлорит-серицитовыми метаморфическими сланцами. Больше развитие получили процессы трещиноватости и породы коры выветривания [9, 10].

Доюрский период (триас-юра) ознаменовался началом заложения ЮТОБ (Арыкумский прогиб) как самостоятельного структурного элемента. В поздней юре началась значительная седиментация, связанная с мелководными морскими и прибрежно-морскими условиями, что привело к накоплению мощных слоёв глинистых и алевролитовых пород, а также каменного угля, имеющих нефтегазогенерирующий потенциал.

2.2.3. Мезозойский этап развития

По данным Даукеева С.Ж., мезозойский комплекс исследуемого региона представлен породами рифтового и ортоплатформенного комплекса. Нижняя часть рифтового мезозойского разреза представлена юрским комплексом заполнения (нижняя и средняя юра). Так, нижнеюрская и среднеюрская толща представлена породами сазымбайской, айболинской, дощанской и карагансайской свиты. Стадии завершения рифтового этапа соответствуют кумкольская и акшабулакская свита верхнеюрского возраста.

Надо отметить, что рифтовая и пострифтовая (платформенные условия) стадии развития (структурные этажи) характеризуются различием в составляющих их элементов.

В литологическом отношении весь разрез характеризуется чередованием песчаных, алевролитовых и глинистых пластов и пачек, с редкими прослоями углей и горючих сланцев (дощанская свита), углистых сланцев (карагансайская свита) (рисунок 2.8) и отдельными карбонатными прослоями в кумкольской свите (рисунок 2.7). Породы имеют преимущественно сероцветную окраску до темного и черного оттенков. В разрезе выделяются песчаные и алевролитовые породы-коллекторы, обладающие удовлетворительными и хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС). Чередование литологии разреза характеризуется также глинистыми отложениями, как видно, выполняющие роль покрышек.

Меловые отложения представлены породами даульской (неоком), карачетауской (аптско-альбские отложения), кзылкиинской (верхний альб, сеноман) и балапанской (турон) свиты.

Таблица 2.2 – Стратиграфическое расчленение разрезов опорных скважин и аномальные толщины юрского рифтового заполнения (по данным Бигараева А.Б.; 2023 г.)

Стратиграфический комплекс, свита	П-1 Бозинген	П-1 Бектас	П-2 Акшабулак Сев.
	подошва, м	подошва, м	подошва, м
Палеоген		150	140
Верхний мел, турон-сенон	235	478	380
Верхний мел, сеноман	330	638	492
Нижний мел, апт-альб	520	874	1087
Нижний мел, неоком	711	1169	1630
Верхняя юра	1655	2016	2690
Средняя юра	2440	2778	2927
Нижняя юра	3722 (забой)	4036 (забой)	4774 (забой)
Всего толщина юрского заполнения (м)	3011	2867	3144

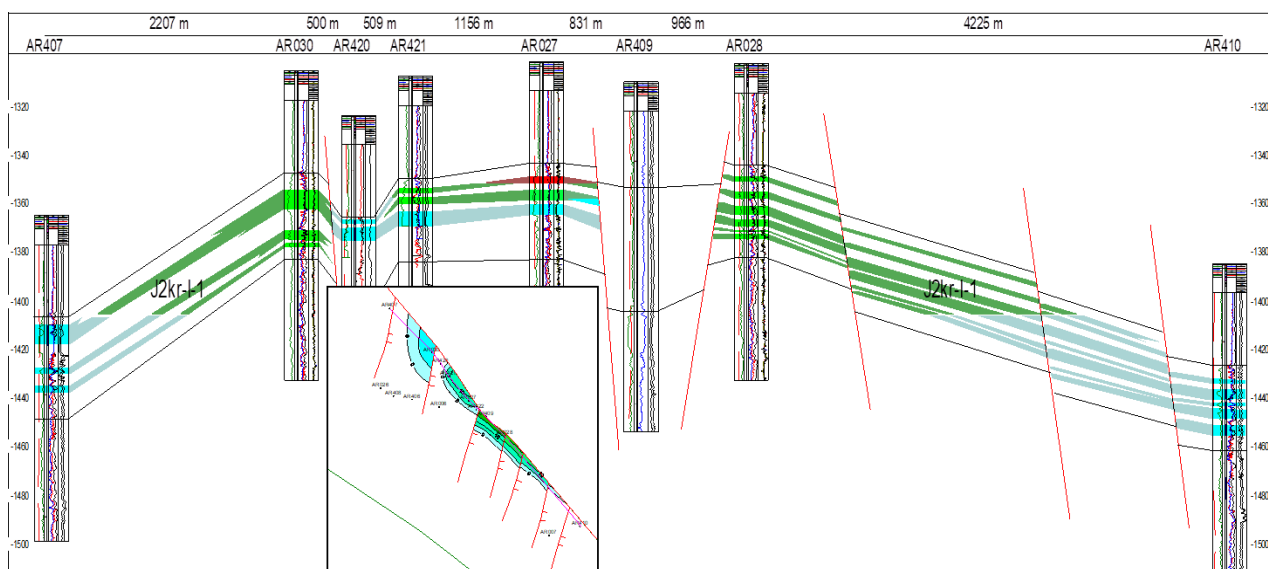


Рисунок 2.8 – Характеристика продуктивных горизонтов карагансайской свиты в разрезе площади Арыскум по данным ГИС (по данным АО «ПетроКазахстан» и АО НК «КазМунайГаз», 2015-2016 гг.)

1 – разломы; насыщение: 2 – пластовая вода и водонасыщенность разреза, 3 – нефть и нефтенасыщенность, 4 – газ и газонасыщенность

В нижней части даульской свиты залегает продуктивный арыскумский горизонт (М-I, М-II), представленный светло-коричневыми песчаниками и алевrolитами, а её верхняя часть сложена глинами, выполняющими роль

региональной покрывки (таблица 2.2). Карачетауская свита характеризуется преобладанием серых песков, песчаников, гравелитов и алевролитовых глин. Кызылкиинская свита представлена красновато-коричневыми глинистыми алевролитами и монтмориллонитовыми глинами с прослоями песков и песчаников. Балапанская свита включает зеленовато-серые и желтоватые глины, алевролиты и песчаники с прослоями известняков в верхней части разреза.

Таким образом, каждая тектоническая зона может характеризоваться отдельным типом разреза.

В меловой период (K_{1-2}) бассейн осадконакопления испытывал трансгрессивно-регрессивные фазы, во время которых происходило интенсивное накопление песчаников и глинистых пород. На данном этапе образовались горизонты пород-коллекторов. В позднем мелу произошло структурное перестроение, связанное с поднятиями и разломами, что создало условия для формирования ловушек и зон концентрации УВ.

Кайнозойская толща представлена морскими палеогеновыми и континентальными плиоценово-четвертичными образованиями, сложенными чередующимися песчаниками, алевролитами, мергелями, глинами, галечниками и суглинками.

В палеогене Арыскупский прогиб находился в условиях значительных континентальных осадконакоплений. Глинистые и карбонатные отложения формировались в крупных озёрных и лагунных условиях, что способствовало накоплению органического вещества. В этом периоде также отмечаются процессы разломной тектоники, способствовавшие миграции УВ и их аккумуляции в ловушках.

В плиоценово-четвертичное время господствовала континентальная обстановка накопления, шло активное выветривание ранее сформированных осадков. Данный этап характеризуется относительной тектонической стабильностью, что позволило сохранить сформированные ранее ловушки и залежи углеводородов [23].

Выводы по главе 2.

1) Эволюция геологического развития ЮТОБ, включая Арыскупский прогиб, отражает последовательную смену тектонических режимов от складчатых палеозойских структур к квазиplatformенным и рифтовым образованиям мезозоя и кайнозоя. Формирование герцинского этапа развития создало основу для последующего осадконакопления, а юрско-меловые и палеогеновые этапы ознаменовались активной седиментацией и становлением НГМП и коллекторских пачек. Многократные тектонические перестройки, сопровождавшиеся разломообразованием и локальными поднятиями, обусловили формирование структурных и стратиграфических ловушек, обеспечивших аккумуляцию углеводородов. В целом, сочетание благоприятных палеогеографических, литологических и тектонических

условий способствовало становлению современного нефтегазоносного облика региона.

2) Литолого-стратиграфический состав разреза отражает длительную и неоднократную смену тектонических и палеогеографических условий осадконакопления. Мезозойские и кайнозойские отложения образуют мощный платформенный чехол. Наиболее, перспективными в отношении генерации и аккумуляции УВ являются юрские и нижнемеловые толщи, представленные чередованием глинистых, алевролитовых и песчаниковых пород, создающих благоприятные условия для формирования НГМП, а также горизонты пород-коллекторов и пород-покрышек. Таким образом, сочетание литологического разнообразия, стратиграфической расчленённости и тектонической активности региона определяет его высокий нефтегазовый потенциал и сложную пространственную организацию залежей.

3) Тектоническое строение ЮТОБ, включая Арыкумский прогиб, сформировалось в результате сложных и многократных геодинамических процессов, охватывающих палеозой, мезозой и кайнозой. Его фундамент представлен метаморфическими и кристаллическими породами докембрийского и палеозойского возраста, расчленёнными на систему грабенов и горстов, в пределах которых развиты зоны активной рифтогенеза и генерации УВ.

4) Кайнозойские отложения перекрывают ниже залегающие комплексы, сохраняя их структурную целостность и герметичность. В совокупности, тектонические нарушения разреза, наличие глубинных разломов, рифтовых региональных структур, локальных поднятий обеспечивают оптимальные условия для активной миграции, аккумуляции и сохранения (локализации) УВ, что обуславливает высокий нефтегазоносный потенциал ЮТОБ.

3. ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА

3.1 Нефтегазоносные структуры и типы залежей нефти и газа

Арыкумский прогиб в настоящее время является основной зоной концентрации продуктивных структур и месторождений и в составе ЮТОБ. Площадь Арыкумского прогиба составляет порядка 30 тыс. км², что составляет 30 % от общей площади ЮТОБ (90 тыс. км²). Все известные месторождения нефти и газа сосредоточены в центральной части прогиба на площади 14 тыс км², что составляет всего 15 % от общей площади ЮТОБ.

В тектоническом отношении Арыкумский прогиб представляет собой сложную систему, состоящую из глубоких грабенов-синклиналей и горстов-антиклиналей.

В разрезе ЮТОБ по результатам поисково-разведочных работ выявлена региональная нефтегазоносность мезозойского комплекса отложений (центральная часть Арыкумского прогиба). Резервуарная часть разреза представлена юрскими и нижнемеловыми отложениями, где чередование глинистых, алевролитовых и песчаных пород обеспечило активное развитие пород-коллекторов и пород-флюидоупоров.

Осадочный чехол рассматриваемой территории характеризуется значительными вариациями мощностей отдельных стратиграфических комплексов. Средне- и нижнеюрские отложения распространены преимущественно в пределах грабенов, тогда как верхнеюрские нередко отсутствуют на выступах и локальных поднятиях. Общая мощность юрских отложений изменяется от 0 до 5000 м. Меловая толща, перекрывающая юрские комплексы с общим драпированием, имеет мощность порядка 700–2000 м. Третичные образования развиты ограниченно, их мощность не превышает 200 м [25, 38]

Крупнейшее в регионе месторождение Кумколь характеризуется многопластовым характером, содержит 6 продуктивных горизонтов, в т.ч.: 2 – в нижнем мелу и 4 – в отложениях юры. Глубины залегания продуктивных горизонтов составляют 1050-1850 м [].

Залежи по фазовому состоянию являются нефтяными (нижний мел) и газонефтяными (юрские отложения). Залежи пластово-сводового типа, местами характеризуются тектоническим и литологическим экранированием. Продуктивный разрез сложен терригенными породами (песчаники и алевролиты). Открытая пористость коллекторов составляет 19,3-23,7%, проницаемость 0,172-1,113 мкм², коэффициент нефтенасыщенности изменяется в пределах 0,57-0,72 [].

Нефтегазоносные структуры Арыкумского прогиба характеризуются значительным разнообразием по морфологии и генезису, что обусловлено сложной тектонической эволюцией территории [59, 60]. Основная часть выявленных залежей приурочена к антиклинальным поднятиям, сформированным над выступами фундамента и в областях сочленения

грабенов-синклиналей и горстов-антиклиналей. Также, продуктивные структуры приурочиваются к зонам тектонических нарушений, где создавались благоприятные условия для формирования структурных условий и ловушек.

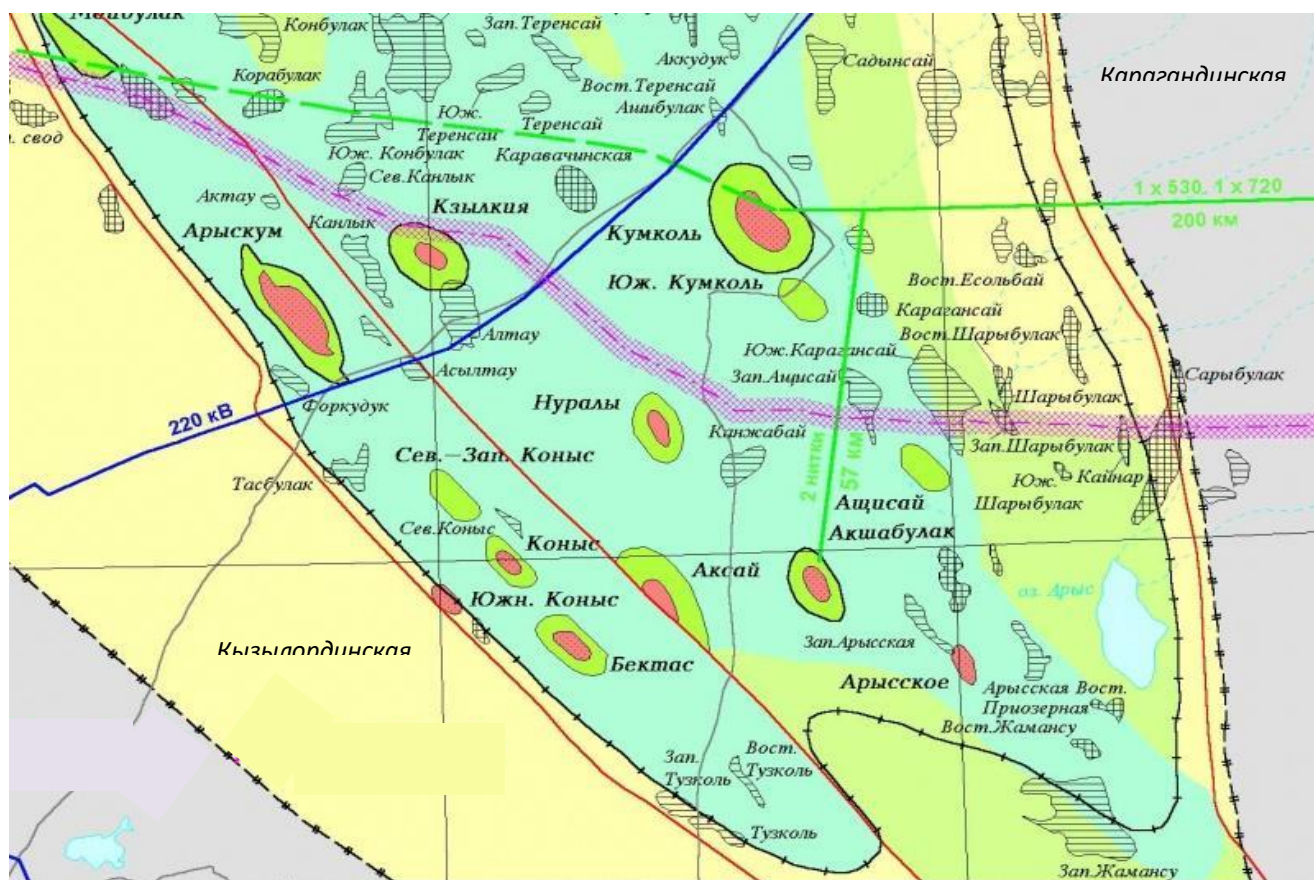


Рисунок 3.1 – Схема основных месторождений нефти и газа Южно-Торгайского осадочного бассейна [55].

Месторождения: 1 – нефтегазовые и газонефтяные, 2 – газовые, 3 – нефтяные, 4 – перспективные объекты и выявленные структуры

Наряду с юрско-меловыми отложениями в регионе отмечена нефтегазоносность доюрских отложений (палеозойская толща) (таблица 3.1.).

Кроме классических по типу пластово-сводовых залежей, в пределах прогиба широко распространены ловушки комбинированного типа, формирование которых контролируется как структурными факторами (разломы, инверсионные поднятия), так и литологическими особенностями разреза. Литологическое экранирование связано с фациальной изменчивостью песчаных тел, их выклиниванием, замещением алевритами и глинами, а также развитием линзовидных и русловых песчаников, характерных для континентальных и прибрежно-озёрных условий осадконакопления.

Практический опыт работ показал повышенный интерес к объектам неструктурного типа, которые получили развитие в палеозойской толще.

В другом случае скопления нефти и газа могут быть приурочены к верхней части выступов фундамента. В генетическом отношении данные участки представляют собой «выветрелые» и дезинтегрированные зоны, осложняющие верхнюю часть выступов фундамента. В результате образуется «кора выветривания», характеризующаяся разуплотненной структурой и процессами вторичных изменения горных пород (выщелачивание, перекристаллизация, доломитизация и др.) [].

Выше по разрезу в отложениях КПК также могут возникать участки с развитием зон трещиноватости и дробления пород, что впоследствии сопровождается образованием ловушек неструктурного типа. Одними из наиболее перспективных участков для образования неантиклинальных ловушек также рассматриваются зоны, приуроченные к полосам сочленения горстов-антиклиналей и грабенов-синклиналей. Особенно, в зонах их разделяющих разломов. Предполагается, что перспективы открытия новых залежей могут связываться с бортовыми частями грабенов-синклиналей и глубоких «котловин» (Кумколь, Акшабулак, Майбулак, Кызылкия и др.).

Верхнепалеозойский комплекс отложений, таким образом, обосновывается как одно из приоритетных направлений поисковых работ. В ловушках данного типа открыты значительные по размерам залежи и месторождения (Кенлик, Кызылкия Северо-Западный, Кенлик Северный, Карабулак, Кокбулак, Дошан, Караванчи и др.). Резервуары нефти и газа в верхнем палеозое приурочены к зонам приподнятого залегания/ выступам, характеризуются часто преимущественно карбонатным составом (Кенлик, Кызылкия Северо-Западный и др.). Результаты работ и новые данные указывают на контрастную выраженность ловушек за счет большой амплитуды (Акчулаков У.А., 2007 г.; Бигараев А.Б., 2008 г.). По данным площадей Кенлик и Кызылкия ловушки в мощных карбонатах имеют на сейсмических материалах характер сооружений и построек.

Тектонические нарушения выполняют одну из основных ролей в формировании нефтегазоносных структур. С одной стороны, разломы способствовали формированию ловушек тектонического типа и обеспечивали экранирование залежей, с другой стороны являлись каналами вертикальной и латеральной миграции УВ. Особенно это характерно при формировании сбросов и зон повышенной трещиноватости пород, которые относятся краннеюрской и среднеюрской эпохи [61].

Отмечается многопластовый характер строения залежей в разрезе практически всех крупных месторождений прогиба. Данный характер строения резервуарной части месторождений отражает поэтапное формирование и проявление нефтегазоносных систем, вовлечение резервуаров в процессы аккумуляции УВ. Данный фактор свидетельствует о длительности и многостадийности процессов нефтегазообразования, что является следствием изменений в активности тектонического режима, условий осадконакопления и термобарических показателей разреза осадочного чехла.

В целом, сочетание благоприятных структурных условий, развитых терригенных коллекторов с высокими значениями ФЭС пород и наличия надёжных экранирующих толщ обусловило формирование в Арысском прогибе широкого спектра типов и видов залежей. Такое широкое морфологическое разнообразие залежей и ловушек подтверждает рифтовый генезис Арысского прогиба и региональных структур (горсты и грабены) нижнего порядка в его составе.

Таблица 3.1 – Данные по нефтегазоносности палеозойских отложений Южно-Торгайского осадочного бассейна (по данным Ажгалиева Д.К., 2018)

№	Площадь	Скв	Инт., м	Дебит, м ³ /сут	Нэф.нас., м	Этаж (высота), м	Пор-ь, %
<i>Палеозой (КПК)</i>							
1.	Нуралы Северный	Г-1	2192-2266	7-10	9-12	74	
2.	Кенлик	Г-4	1465-1550	25-28 (3 мм) 60-65 (9 мм)			5-10
		Г-1		Приток УВ			
		Г-16		220 (12мм)			
3.	Кызылкия Северный	43	1334-1576	Фонтан нефти	10	200	20-25
4.	Блиновское	Г-1	1227-1240	5,0-7,45			
5.	Арысское	Г-1		Приток нефти и газа			
6.	Дошан	Г-4		Приток нефти и газа			
7.	Кызылкия	69	1584-1608	3 (конденсат)			
		71	1673-1725	5,5			
		68	1658-1698	6,5			
8.	Карабулак					130-487	
<i>Фундамент (коренные дезинтегрированные породы и кора выветривания)</i>							
9.	Кумколь			Признаки			
10.	Караванчи			Приток УВ			
11.	Аксай			Признаки			

Таким образом, выявленные нефтегазоносные структуры и типы залежей в пределах Арысского прогиба отражают результат сложного взаимодействия факторов формирования тектонической структуры бассейна, разнообразия литолого-фациальных условий накопления осадков, площадного распространения коллекторских пачек. При этом, наличие благоприятных структурных условий не является определяющим условием для формирования промышленных скоплений углеводородов. Итоговое распределение залежей УВ следует рассматривать результатом взаимодействия всех элементов нефтегазоносной (углеводородной) системы, в т.ч.: очаг (зона) генерации, области аккумуляции и каналы региональной и площадной миграции. Другим, не менее важным вопросом в разрезе Арысского прогиба является последующий анализ и изучение закономерностей формирования зон нефтегазоаккумуляции (ЗНГА).

3.2. Характеристика и формирование зон нефтегазонакопления

Зоны нефтегазонакопления в Арыскупском прогибе формируются там, где природные условия последовательно обеспечили образование, перемещение и сохранение углеводородов.

ЗНГН развиваются в условиях, где юрские глинистые толщи, богатые органическим веществом, достигли нужной степени катагенеза и стали генерировать нефть и газ. Для этого имеются локальные антиклинальные структуры и поднятия, способные аккумулировать мигрирующие УВ; чередование проницаемых (песчаников) и непроницаемых (глин) пород образует надёжные ловушки; существуют эффективные пути миграции, по которым нефть и газ переходят от материнских пород к коллекторам [45, 48].

Формирование ЗНГН является результатом влияния, взаимодействия и развития основных элементов углеводородной системы (зоны генерации и аккумуляции УВ, образование ловушек нефти и газа, активизации каналов миграции). Результаты геохимического исследования каменного материала, показаны в таблице 3.2, кумкольской свиты верхней юры (J₃km) и арыскупской свиты нижнего мела (K₁nc₁ar), свидетельствуют о том, что концентрация общего органического углерода (ТОС) варьирует в пределах 0.47-1.41 %.

Таблица 3.2. Геохимия отложений Арыскупского прогиба по результатам пиролиза

№	Formation	Depth	TOC	S1	S2	S1+S2	S3	Tmax	HI	OI	S2/S3	S1/TOC *100	PI
1	K ₁ nc ₁ ar	1682.9	0.52	0.97	1.6	2,57	1.03	413.02	298	198.1	2	187	0.385
2	K ₁ nc ₁ ar	1686.4	0.53	0.57	2.2	2,77	0.75	437.49	417	141.5	3	108	0.205
3	K ₁ nc ₁ ar	1687.43	1.12	2.05	3.1	5,15	0.25	445.16	277	22.3	12	183	0.398
4	J ₃ km	1880.45	0.67	0.3	2.6	2,9	0.11	434.19	388	16.4	24	45	0.103
5	J ₃ km	1883.85	0.47	0.24	1.1	1,34	0.41	440.33	238	87.2	3	51	0.176
6	J ₃ km	1887.67	0.57	0.37	2.3	2,67	0.35	432.6	407	61.4	7	65	0.138
7	J ₃ km	1896.54	0.68	0.49	2.8	3,29	0.32	330.67	412	47.1	9	72	0.149
8	J ₃ km	1897.19	0.71	0.22	2	2,22	0.47	437.8	283	66.2	4	31	0.099
9	J ₃ km	1897.36	1.41	1.65	9	10,65	0.99	434.11	640	70.2	9	117	0.155

Так как, корректность результатов зависит от количества органического вещества в исследуемой породе, образцы, обладающие низкими значениями ТОС (<0.5) отбраковывались для правильной интерпретации данных пиролиза (рисунк 3.3).

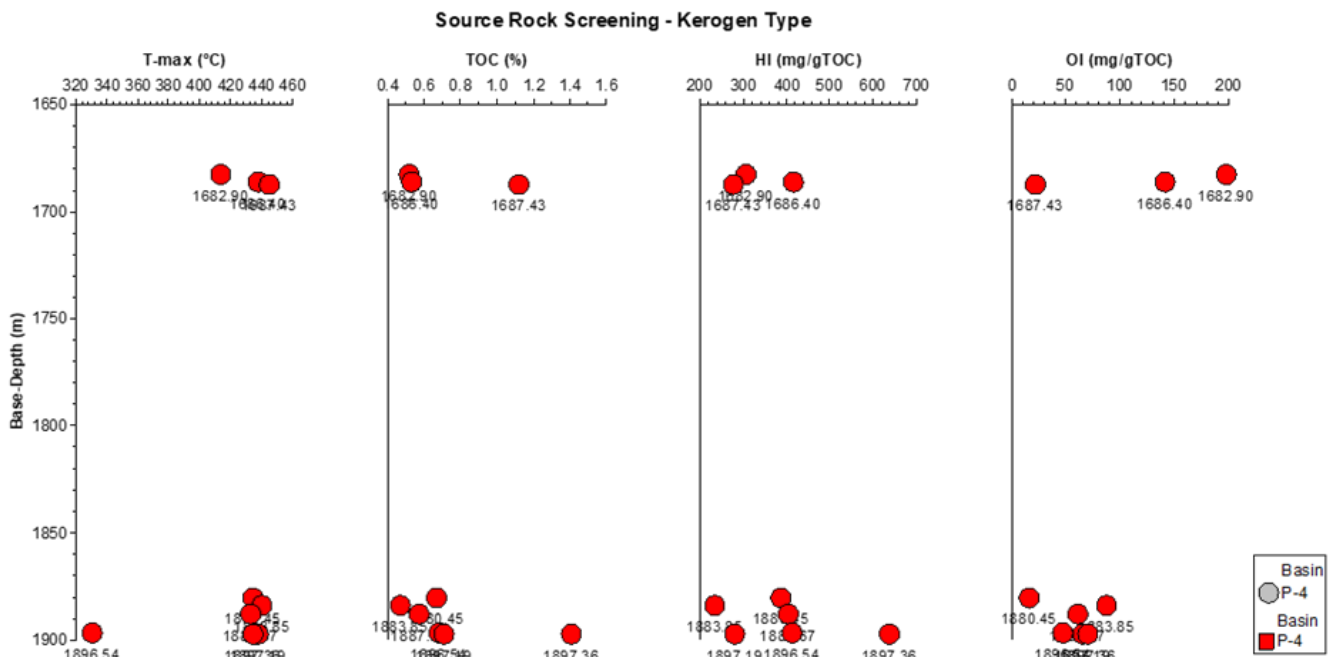


Рисунок 3.3 - Геохимический разрез исходных пород образцов кернового материала

В соответствии с классификацией НГМП исследованные образцы керна по концентрации ТОС соответствуют уровню потенциальных пород-коллекторов и зрелого состояния [47].

Таблица 3.2 – Полученные данные геохимических исследований.

№ пробы	Интервал, (м)	Горизонт	Масса Алифатической фракции ALI (гр)	Масса Ароматической фракции ARO (гр)	Соотношение ALI/ARO	C29стеран /C30гопан	Пристан /Фитан	C35/C31+...35	Пристан/C17	Фитан/C18
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
H-22	1725-1730	М-II-4	0,081	0,013	6,23	0,31	1,73	0,03	0,31	0,19
H-500	1882-1888	Ю-0	0,044	0,017	2,59	0,27	1,53	0,04	0,46	0,33
H-46	1831-1838	Ю-II	0,064	0,008	8,00	0,83	1,94	0,03	0,32	0,17
H-78	1775-1778 1778-1783	Ю-0-2	0,016	0,005	3,2	0,87	1,82	0,03	0,31	0,18
H-400	2217-2231 2236-2245	Ю-VI	0,122	0,018	6,78	0,98	2,27	0	0,24	0,11
H-9	1813-1825	М-II-2	0,067	0,013	5,15	0,74	1,76	0,03	0,33	0,2

Сумма $S_1 + S_2$ (мг УВ/г породы), представляющий собой генетический потенциал породы, позволяет классифицировать исследованные образцы как нефтематеринские породы с умеренным (удовлетворительным) потенциалом, за исключением образца кумкольской свиты с глубины 1883.85 м, который по сумме S_1+S_2 менее 2 мг/г по всей вероятности не относится к НГМП. Согласно диапазону значений S_1+S_2 от 1,31 до 1,78 данный образец можно отнести к газогенерирующему [44, 47].

В рамках геохимического обоснования условий формирования и реализации зон нефтегазонакопления большое значение имеет комплексный анализ фракционного и молекулярно-биомаркерного состава нефтей и нефтематеринских пород.

Метод анализа насыщенных фракций позволяет установить: возраст и тип нефтегазоматеринской породы, степень зрелости органического вещества, условия осадконакопления (например, морские или континентальные условия), окислительную и восстановительную обстановку среды при седиментации (что влияет на сохранение органики). Ароматические углеводороды – это соединения, содержащие бензольное кольцо (шесть углеродных атомов с тремя двойными связями). Определение компонентов ароматической фракции помогает оценить: степень зрелости органического вещества, степень биodeградации нефти.

На практике метод твердофазной экстракции используется для выделения алифатических и ароматических углеводородов из нефти, после чего можно определить их массовое содержание и соотношение [51, 57]. Соотношение массы насыщенных углеводородов к ароматическим УВ (ALI/ARO) является важным индикатором зрелости и биodeградации нефти. В данном случае, если соотношение ALI/ARO больше единицы (>1) для всех образцов, это означает, что: 1) нефть не подвергалась биodeградации — она сохраняет исходные свойства и не была подвержена микробному разложению и 2) нефть не является перезрелой, что говорит о подходящей зрелости для углеводородообразования (таблица 3.2).

Соотношение пристана к фитану (Pr/Ph) служит палеогеохимическим индикатором окислительно-восстановительной (редокс) обстановки в период седиментогенеза. Величины этого соотношения, превышающие единицу, характерны для обстановок с повышенным содержанием кислорода (аэробных), которые благоприятствуют формированию пристана. Напротив, значения $Pr/Ph < 1$ регистрируют восстановительные (анаэробные) условия, типичные для замкнутых бассейнов, где преобладают процессы, ведущие к накоплению фитана (рисунок 3.4).

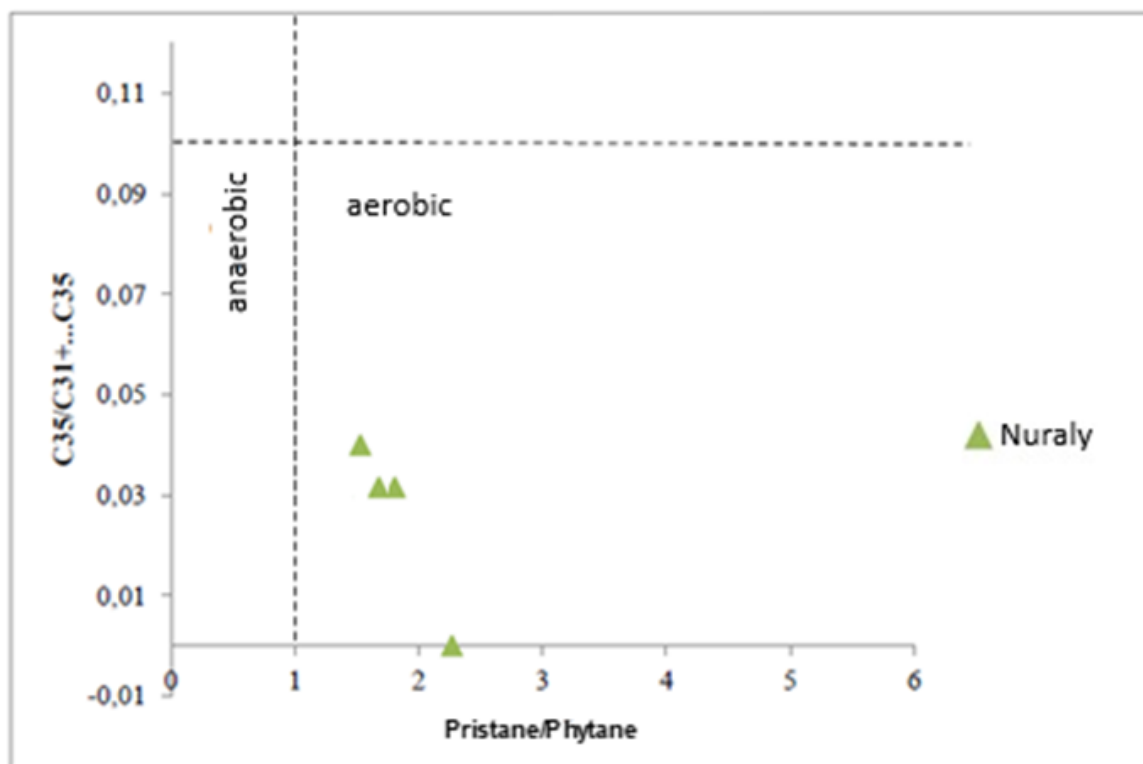


Рисунок 3.4 - График взаимосвязи пристан/фитан и соотношения C35[34]

Значения соотношения пристан/ фитан более 1,5 показывает слабоокислительную (аэробную) среду и обстановку осадконакопления (см. рисунок 3.4.). Вместе с этим, относительное содержание и соотношение стерана C29 к гопану C30 предполагают дельтаво-терригенное исходное органическое вещество. По полученным данным можно сказать, что среда седиментации нефтегазоматеринской породы соответствует озерно-терригенной и возможно, дельтовая обстановке накопления.

Результаты комплексного геохимического анализа насыщенных и ароматических фракций нефти свидетельствует о формировании ЗНГН в разрезе Арыскупского прогиба ЮТОБ в условиях с благоприятным сочетанием наличием генерационных, миграционных и аккумуляционных способностей (факторов). Полученные значения соотношения алифатических и ароматических УВ в отношении всех исследованных образцов (проб) указывают на отсутствие признаков биodeградации и соответствующую степень зрелости органического вещества. Это свидетельствует о сохранности и промышленной значимости выявленных залежей.

Показатели биомаркерного состава (соотношения C29-стеран/C30-гопан и пристан/фитан) позволяют отнести нефтематеринское органическое вещество к преимущественно терригенно-дельтовому типу, сформированному в слабоокислительной, преимущественно аэробной среде осадконакопления (рисунок 3.5).

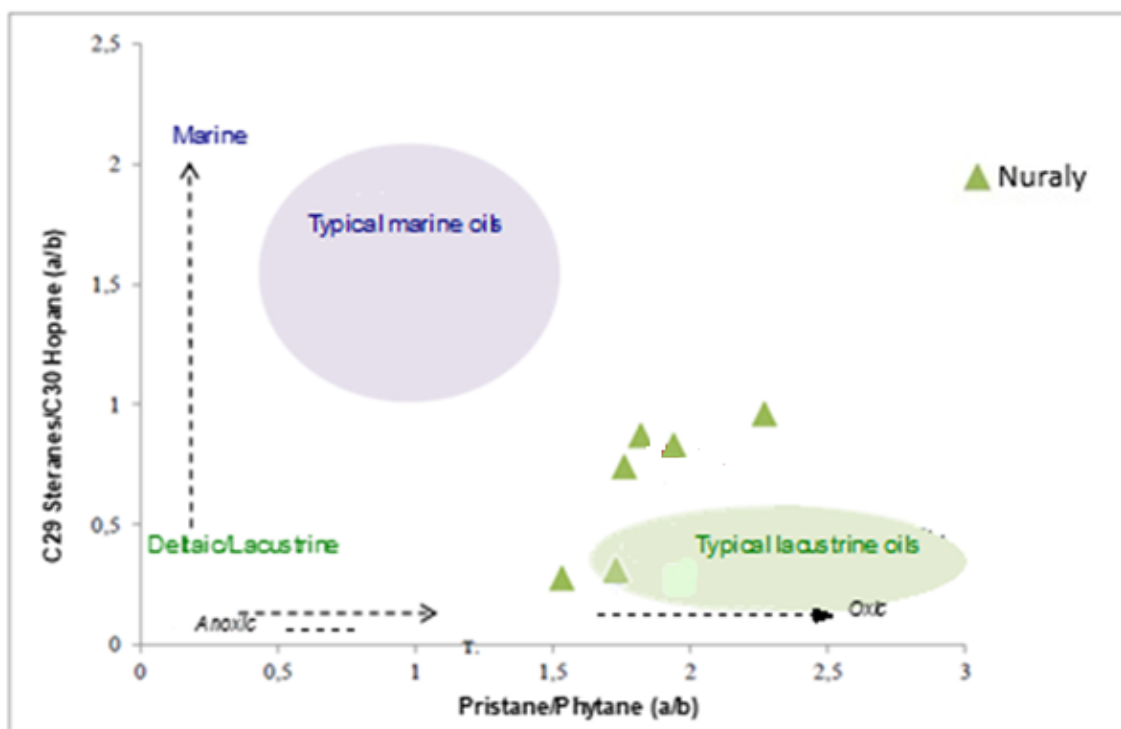


Рисунок 3.5 - График зависимости коэффициента стеран С29-гопана С30 и соотношения пристан/фитан [46]

Такие условия способствовали эффективному накоплению и сохранению органического вещества, а также последующей генерации жидких УВ, что подтверждается зрелым характером нефти, выделенных по результатам графического лабораторного анализа.

На тригонограмме распределения гопанов аномально высокий процент гопана С30 на фоне низкого содержания гопана С29 служит надежным маркером озерного происхождения исследуемой нефти (рисунок 3.6).

Тригонограмма относительного содержания стеранов (С27, С28, С29) позволяет оценить вклад различных биотических источников в исходное ОВ. Для нефти месторождения Нуралы характерно смешанное распределение, указывающее на происхождение ОВ из планктона, бактерии и наземной растительности. Такой состав типичен для озерно-дельтовых фаций. Попадание всех анализируемых образцов в одну область диаграммы подтверждает генетическое единство и формирование нефтей в сходных палеоусловиях (рисунок 3.7).

ЗНГН пространственно относятся к региональным структурным элементам, разрез которых характеризуются значительными толщинами отложений. Соответственно, обосновывается прогноз развития коллекторских пачек (горизонтов) в зонах присводовых частей данных тектонических структур и блоков. В этих условиях протекали процессы региональной и площадной миграции УВ.

Геохимическая однородность нефтей из скважин Н-46, Н-22 и Н-500 месторождения Нуралы в Арыкумском прогибе указывает на общность

источников генерации и миграционных путей, что подтверждает существование единой нефтегазоносной системы.

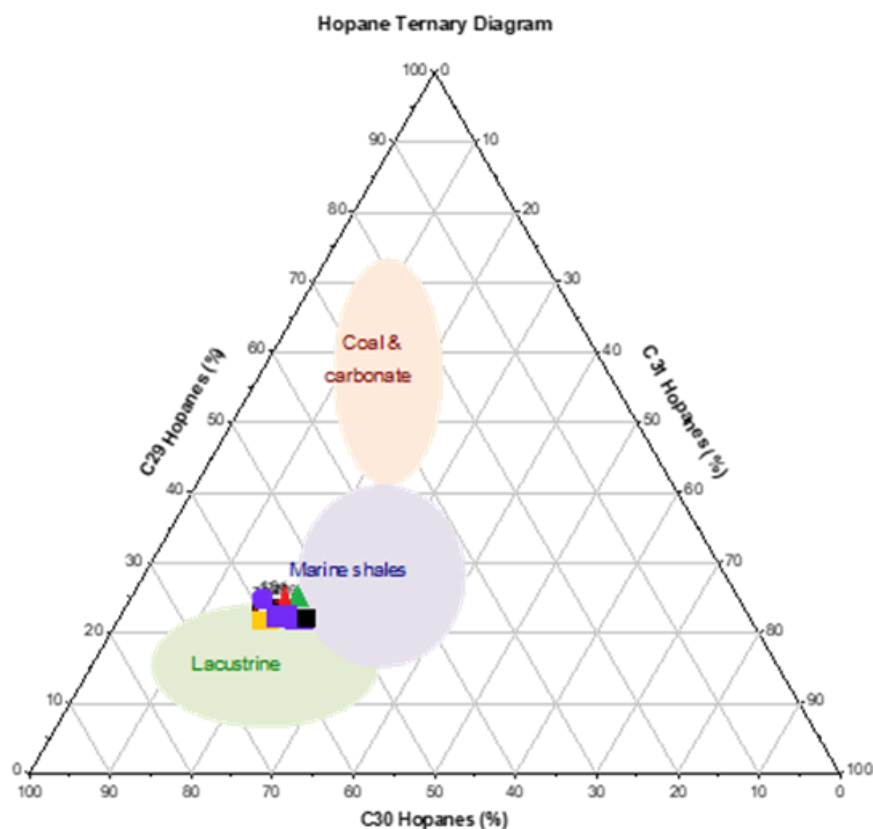


Рисунок 3.6 - Тригонограмма распределения гопанов

В целом, выявленные геохимические характеристики проб нефти, в сочетании со структурно-тектоническими и литолого-фациальными особенностями разреза, позволяют выделить перспективные интервалы и прогнозировать новые ЗНГН. Условия их образования характеризуются достаточно высокой степенью сохранности залежей нефти и газа.

Все данные обосновываемые доводы обосновывают целесообразность постановки поисково-разведочных работ в разрезе характерных структур и блоков, несмотря на высокую степень изученности бурением.

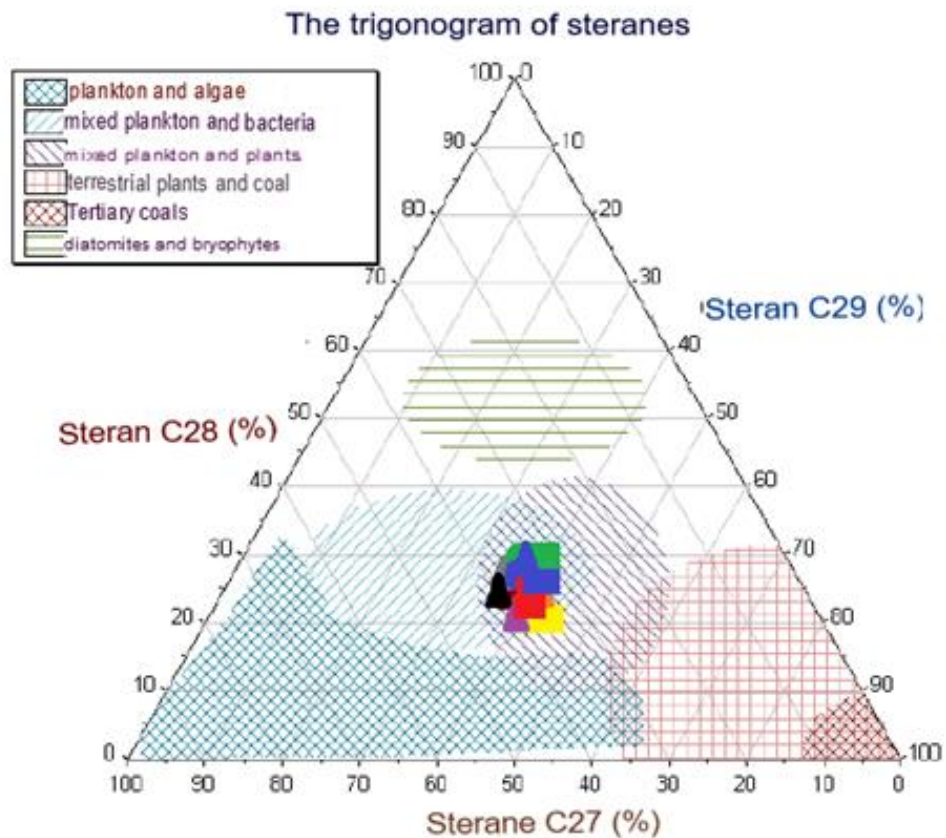


Рисунок 3.7 - Тригонограмма распределения стеранов

Результатам геохимического анализа проб нефти месторождения Нуралы позволяют сделать ниже следующие выводы.

1) Пространственное положение Арыскупского прогиба в разрезе ЮТОБ определяет наиболее погруженную локализованную область осадконакопления. С учетом структурно-тектонического критерия оценки перспективности Арыскупский прогиб следует рассматривать благоприятным для прогноза новых областей нефтегазоаккумуляции. Речь идет о более глубоких интервалах разреза рифтового комплекса заполнения (нижняя и средняя юра). Углеводороды мигрируют по ослабленным тектоническим зонам (разломы и трещины), благоприятствуют формированию залежей на нескольких стратиграфических уровнях.

2) По массе алифатических и ароматических углеводородов, полученных из нефти методом твердофазной экстракции, можно судить о том, что нефть не была подвержена биodeградации и является зрелой для образования углеводородов.

3) Обстановка седиментации, описанная как озерно-терригенная и, возможно дельтовая, указывает на специфические условия образования и созревания органического материала, которые благоприятствовали для формирования нефтегазоматеринской породы и жидких углеводородов.

Факторы, определяющие формирование ЗНГН, соответствуют показателям тектонического развития и строение территории. Таковыми является наличие структурного перегиба, влияние разломной тектоники,

региональный наклон и залегание осадочных формаций, непроницаемые породы (флюидоупоры) и др.

По результатам проведенных исследований в качестве нефтегазоматеринских пород могут выступать глинистые отложения и аргиллиты, содержащие высокую концентрацию ОВ.

Достаточные кондиции в части температурных условий для прогрева пород, миграции подвижных УВ соответствуют юрским отложениям, формирующим наиболее погруженные зоны в центральных областях грабенов-синклиналей.

Оценивая формирования и пространственное размещение ЗНГН, следует отметить некоторые объективные закономерности, которые связываются с особенностями структурно-тектонического плана территории. Наиболее благоприятные условия для формирования ЗНГН приурочены к участкам сочленения грабенов-синклиналей и горстов-антиклиналей. В этих зонах возможно образование инверсионных поднятий. Преобладающим типом локальных объектов являются ловушки с различным характером экранирования и связанные с несогласиями.

Разломно-блоковая структура Арыкумского прогиба оказывает влияние на формирование ловушек и распределение миграционных потоков подвижных углеводородных флюидов. Следует акцентировать верхнеюрско-нижнемеловой этап развития как время максимальной активности миграционных потоков через разломы – основные каналы поступления УВ с погруженных интервалов разреза.

Предположительно, существенная роль в формировании ЗНГН отводится фактору литолого-фациальной неоднородности юрско-меловой толщи. Фациальная изменчивость разреза способствовала формированию разнообразных по морфологии ловушек (линзовидные тела, объекты литологического выклинивания, экранирования разломами и границами несогласия). С глубиной ловушки характеризуются все более сложным строением, имеют чаще комбинированный характер строения и морфологии.

Анализ новых данных по лабораторным геохимическим исследованиям фактического материала показывает широкий диапазон значений показателя ТОС. Степень реализации нефтегазогенерационного потенциала является прямо пропорциональной функцией от показателя условий оптимального термального прогрева.

Характеристика строения и модель ЗНГН Арыкумского прогиба представляют собой результат многофакторного и многостадийного геологического процесса, в котором важна роль многих факторов, а не отдельных параметров [15, 24, 26]. Закономерности формирования ЗНГН связываются, в первую очередь, со структурным фактором и группированием ловушек, относящихся к единой региональной структуре II порядка (грабен-синклиналь, горст-антиклиналь). Во-вторых, ЗНГН определяются глубинами погружения центральных частей грабенов-синклиналей. Вероятность формирования ЗНГН более высокая и предпочтительная в случае с более погруженной частью грабена-синклинали.

Данные ориентиры можно использовать в качестве отдельных элементов (факторов) при прогнозе нефтегазоносности дорифтового и рифтового структурно-формационного комплекса (этажа) в разрезе Арыкумского прогиба ЮТОБ.

3.3. Гидрогеология и геохимическая зональность

Гидрогеология Арыкумского прогиба тесно связана с его тектонической структурой, литологическим составом осадочных комплексов и историей геологического развития. Гидрогеологические условия региона характеризуются наличием многопластовых водоносных горизонтов, которые в значительной степени контролируются стратиграфией и литологией местных отложений. Здесь прослеживаются глубокие водоносные горизонты, находящиеся в коллекторах разного типа, от песчаников до алевролитов и глинистых пород.

Водоносные горизонты в пределах прогиба залегают в породах мезозойского и кайнозойского возраста, среди которых преобладают песчаники, алевролиты и карбонатные слои. Они характеризуются разной степенью проницаемости и пористости. Наиболее продуктивные горизонты находятся в песчаниках юрского и мелового возраста. Эти горизонты служат потенциальными каналами для миграции углеводородов, поскольку проницаемость позволяет флюидам перемещаться в ловушки.

Минерализация вод варьируется от слабоминерализованных в верхних горизонтах до высокоминерализованных в более глубоких слоях. В юрских и меловых водоносных горизонтах минерализация может достигать нескольких граммов на литр и обычно содержит повышенные концентрации хлоридов и сульфатов, что связано с длительным контактом воды с породами-коллекторами. В глубоких горизонтах часто встречаются рассолы с минерализацией более 100 г/л, что свидетельствует о длительной изоляции и специфических гидрохимических условиях.

Водоносные горизонты часто находятся под напором, особенно в глубинных пластах, что обусловлено их залеганием под слабопроницаемыми породами (аргиллитами и глинистыми слоями). Пьезометрические уровни могут быть повышены, особенно в нижне- и среднеюрских отложениях, что также влияет на процессы миграции углеводородов и давление в залежах.

Гидродинамические потоки в Арыкумском прогибе в основном направлены из областей питания в сторону осадочных впадин, что способствует миграции глубинных флюидов, включая углеводороды, к зонам потенциальной аккумуляции. Глубинные водоносные горизонты могут представлять собой каналы для вертикальной миграции, что важно для процессов формирования и локализации залежей нефти и газа.

В зоне нефтегазовых залежей, в связи с изоляцией и слабой циркуляцией, воды часто сильно минерализованы и содержат углеводородные газы в растворённом виде. Это связано с длительным контактом воды с углеводородами, что ведет к образованию специфических водно-нефтяных

систем. Высокое давление и насыщенность растворёнными газами характерна для более глубоких горизонтов.

Гидрогеологические условия Арыкумского прогиба создают благоприятные предпосылки для сохранения и аккумуляции углеводородов. Наличие слабопроницаемых слоев способствует формированию хороших условий для замкнутых систем и изоляции нефтяных и газовых залежей.

В Арыкумском прогибе геохимическая зональность тесно связана с развитием мощных глинистых толщ средне- и верхнеюрского возраста, обладающих «хорошим» и «богатым» генерационным потенциалом. Эти отложения содержат органическое вещество смешанного сапропелево-гумусового типа (кероген II–III типа), способного при достижении соответствующих температурных условий генерировать значительные объёмы нефти и газа. Таким образом, геохимическая зональность является ключом к пониманию того, какие участки прогиба наиболее перспективны с точки зрения нефтегазообразования и где возможны промышленные скопления УВ-ых флюидов [16].

Южная часть прогиба (район Sarylan) характеризуется повышенным содержанием органического вещества: в пластах J₂kr и J₂ds ТОС достигает 3–6%, а в некоторых углистых прослоях данный показатель ещё выше. Битуминозность в отдельных интервалах превышает 1000 ppm, а значение А/ТОС достигает 6–8%, что указывает на развитую фазу нефтегенерации (таблица 3.3). Пласт J₁ab также демонстрирует высокие показатели – ТОС до 4–5% на юге и севере района (рисунок 3.8) [49].

В центральной зоне (Karavanchy–Vota) тёмные аргиллиты содержат в среднем 2,4–3,9% ТОС. Озёрные фации пластов J₃ak и J₃km обеспечивают непрерывное накопление ОВ, что отражается в повышенных значениях А/ТОС (до 6–7%) и умеренном генерационном потенциале, достигающем 10–15 мг/г в отдельных интервалах (таблица 3.7).

Центрально-северная часть Арыкумского прогиба отмечена низким ТОС в ряде верхнеюрских пластов – 1,0–1,8%, однако пласт J₂kr демонстрирует крайне высокую генерационную способность: потенциал S₂ здесь достигает 20–30 мг/г, а местами абсолютного максимума по прогибу. В отдельных точках зоны глубокого погружения коэффициент А/ТОС превышает 5%, что характеризует зрелый кероген нефтяного типа (Таблица 3.5).

В северо-западной зоне (1057W) отмечены уникальные высокоорганические сланцы с ТОС до 10%, а генерационный потенциал достигает 45–46 мг/г, что является рекордно высоким значением для всего Арыкумского прогиба. Битуминозность достигает 0,6–0,7% (таблица 3.6). Незрелость керогена выражена в пониженных значениях показателя А/ТОС (<3%) в отдельных точках (рисунок 3.9).

Таблица 3.3 - Средние значения параметра пиролиза пород в прогибе Sarylan.

Горизонт	ТОС (%)	T _{max} (°C)	S ₁ +S ₂ (мг/г)	S ₀ (мг/г)	PI %	HI (мг/г ТОС)	HI ₀ (мг/г ТОС)	PC (%)	Тип керогена	R ₀ %
J ₃ kum	1.88	436	4.16	4.16	3.37	143	143	0.35	III	0.36
J ₂ kr	41.77	431	53.13	54.31	4.47	103	106	4.41	III	0.57
J ₂ kr	5.99	437	11.03	13.64	5.55	161	198	0.92	III	0.475
J ₂ ds	5.64	440	8.44	11.23	7.27	141	187	0.64	III	0.6
J ₁ ab	3.23	445	5.73	8.66	13.38	146	220	0.48	II2	0.62

Таблица 3.4 - Средние значения параметра пиролиза пород в районе площади Karavanchy.

Горизонт	ТОС (%)	T _{max} (°C)	S ₁ +S ₂ (мг/г)	S ₀ (мг/г)	PI %	HI (мг/г ТОС)	HI ₀ (мг/г ТОС)	PC (%)	Тип керогена	R ₀ %
J ₃ ak	3.48	431	10.45	10.45	6.24	257	257	0.87	II2	-
J ₃ kum	42.88	429	87.76	87.76	2.30	191	191	7.28	III	0.6
	2.85	434	4.44	4.44	5.05	133	133	0.37	III	0.62
J ₂ kr	2.41	441	5.38	7.29	9.80	189	256	0.45	II2	0.67
J ₂ ds	70.01	459	149.13	293.29	12.47	186	366	12.38	II2	0.64
	2.93	446	5.27	8.20	18.73	136	211	0.44	II2	0.75
J ₁	32.33	435	57.61	67.21	9.43	161	188	4.78	III	0.63
	3.90	441	7.29	10.01	16.21	150	206	0.60	III	0.64

Таблица 3.5 - Средние значения параметра пиролиза пород на северном участке Arysium.

Горизонт	ТОС (%)	T _{max} (°C)	S ₁ +S ₂ (мг/г)	S ₀ (мг/г)	PI %	HI (мг/г ТОС)	HI ₀ (мг/г ТОС)	PC (%)	Тип керогена	R ₀ %
J ₃ kum	0.73	446	1.03	1.03	16.25	103	103	0.09	III	0.36
J ₂ kr	2.98	439	11.45	14.98	6.81	293	383	0.95	II2	0.535
J ₂ ds	1.84	441	4.52	6.11	8.86	222	301	0.36	II2	0.71
J ₁ ab	2.87	446	5.36	8.16	13.71	167	255	0.44	II2	0.89

Таблица 3.6 - Средние значения параметра пиролиза пород в районе 1057W.

Горизонт	ТОС (%)	T _{max} (°C)	S ₁ +S ₂ (мг/г)	S ₀ (мг/г)	PI %	HI (мг/г ТОС)	HI ₀ (мг/г ТОС)	PC (%)	Тип керогена	R ₀ %
J ₃ kum	0.74	433	0.56	0.56	18.96	61	61	0.05	III	-
J ₂ kr	5.63	434.67	39.42	45.56	2.94	692	799	3.27	I	0.52
J ₂ ds	1.66	438.66	3.81	4.91	8.34	207	266	0.32	II2	-
J ₁ ab	1.98	440.65	3.75	5.09	7.48	206	279	0.31	II2	-
J ₂ ds	21.84	430.75	34.42	35.28	3.47	148	152	2.86	III	0.58
J ₁ ab	27.13	442.41	36.15	51.10	3.45	135	191	3.00	III	0.6

Таблица 3.7 - Средние значения параметра пиролиза пород в районе участка 1057E.

Горизонт	ТОС (%)	T _{max} (°C)	S ₁ +S ₂ (мг/г)	S ₀ (мг/г)	PI %	HI (мг/г ТОС)	HI ₀ (мг/г ТОС)	PC (%)	Тип керогена	R ₀ %
J _{3ak}	0.62	443	0.80	0.80	12.50	113	113	0.07	III	-
J _{3kum}	3.06	436.20	10.45	10.45	10.69	269	269	0.87	II2	-
J _{2kr}	2.80	436	5.86	7.03	7.03	179	215	0.49	II2	-
J _{2ds}	2.65	433.50	4.73	5.28	10.27	152	170	0.39	III	0.57
J ₁	3.93	436.33	7.77	9.41	6.20	185	224	0.64	II2	0.64
	22.39	430	56.08	56.08	5.09	240	240	4.65	II2	0.73

В восточной зоне (1057E) содержание органического вещества умеренное – 2,6-3,9% ТОС в глинистых толщах, тогда как угольные прослои содержат значительно больше (таблица 3.7). Коэффициент A/ТОС в ряде проб не превышает 1,0-1,5%, что указывает на газогенерационный тип керогена III. В северных фациях наблюдается снижение ТОС до 1,5-2,0% (рисунок 3.10).

Западная зона Zhamansu характеризуется ТОС 4,0-4,6% в аргиллитах и высоким генерационным потенциалом пластов J_{2ds} – до 20 мг/г, а угольные толщи здесь демонстрируют лучшие параметры среди всех районов (таблица 3.8) [62]. В зоне Zhamansu-2 и Zhamansu-3 фиксируются наиболее высокие значения ТОС и битуминозности (см. рисунок 3.10).

Таблица 3.8 - Средние значения параметра пиролиза пород в районе участка Zhamansu.

Горизонт	ТОС (%)	T _{max} (°C)	S ₁ +S ₂ (мг/г)	S ₀ (мг/г)	PI %	HI (мг/г ТОС)	HI ₀ (мг/г ТОС)	PC (%)	Тип керогена	R ₀ %
J _{3kum}	1.10	431	1.26	1.26	12.82	101	101	0.10	III	-
J _{2kr}	4.75	434	9.83	9.97	5.08	181	184	0.816	III	0.50
J _{2ds}	4.61	442	12.23	13.53	5.46	234	258	1.015	II2	0.68
J _{1ab}	4.22	437	9.52	11.08	7.46	180	209	0.790	II2	0.74
J _{2kr}	16.62	430	32.79	33.44	3.21	195	198	2.72	III	-
J _{2ds}	22.01	432	56.94	63.31	4.29	238	266	4.726	II2	-
J _{1ab}	14.08	440	38.66	45.10	6.70	256	299	3.209	II2	-

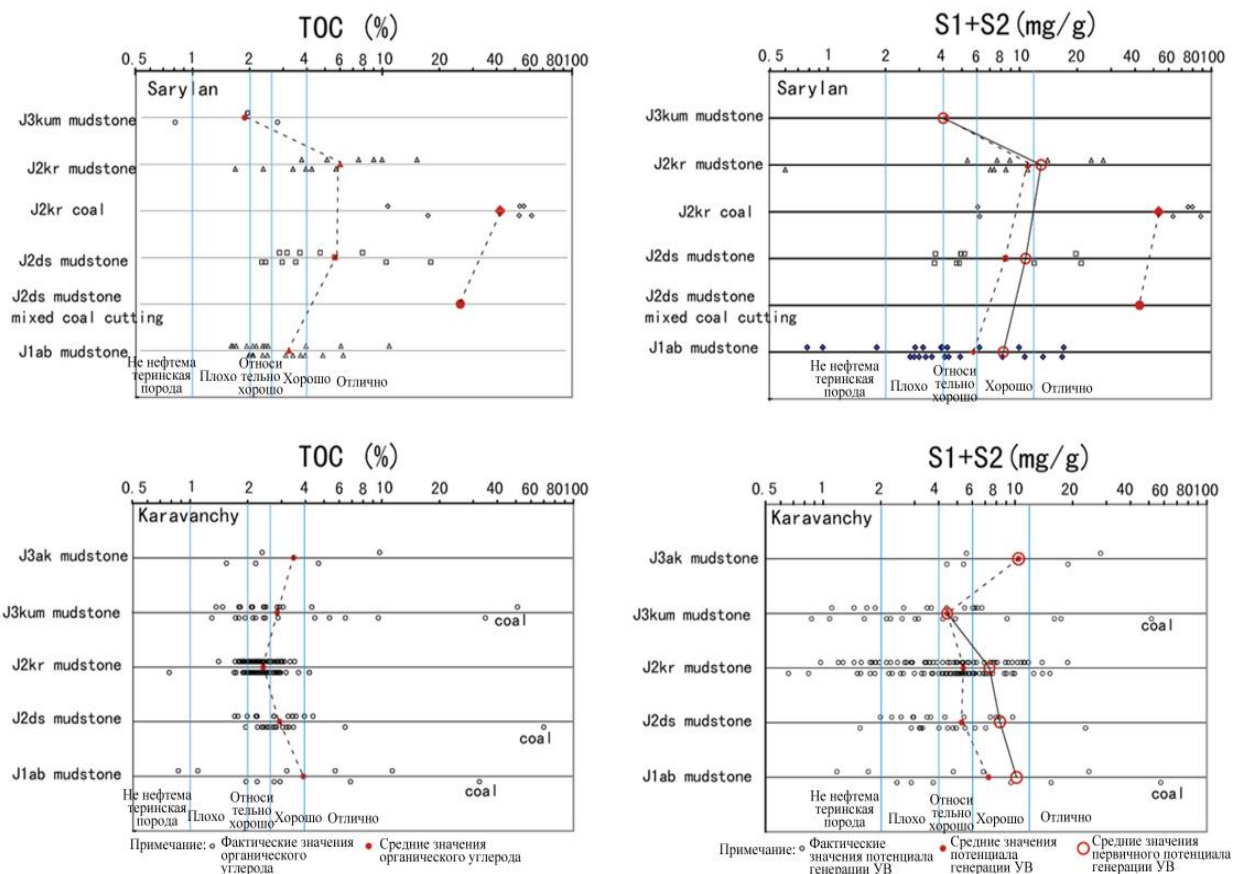


Рисунок 3.8 – Карта распространности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе площади Karavanchy

Выявленная пространственная геохимическая зональность распределения органического вещества в разрезе Арыскупского прогиба в значительной степени коррелируется с гидрогеологическими и структурно-тектоническими условиями [62]. Наиболее высокие значения ТОС, битуминозности и генерационного потенциала приурочены к зонам глубокого погружения осадочного чехла (рифтовый комплекс заполнения) и участкам с ограниченной гидродинамической разгрузкой, где создавались условия для длительной изоляции НГМП и сохранения генерированных углеводородов.

Гидрогеологическая обстановка, характеризующаяся наличием напорных высокоминерализованных вод и слабой фильтрационной связью между отдельными водоносными горизонтами, способствовала формированию замкнутых нефтегазовых систем. В таких условиях процессы выноса углеводородов ограничены, а миграция носит преимущественно локальный характер, что повышает вероятность аккумуляции нефти и газа в пределах антиклинальных поднятий и литологических ловушек.

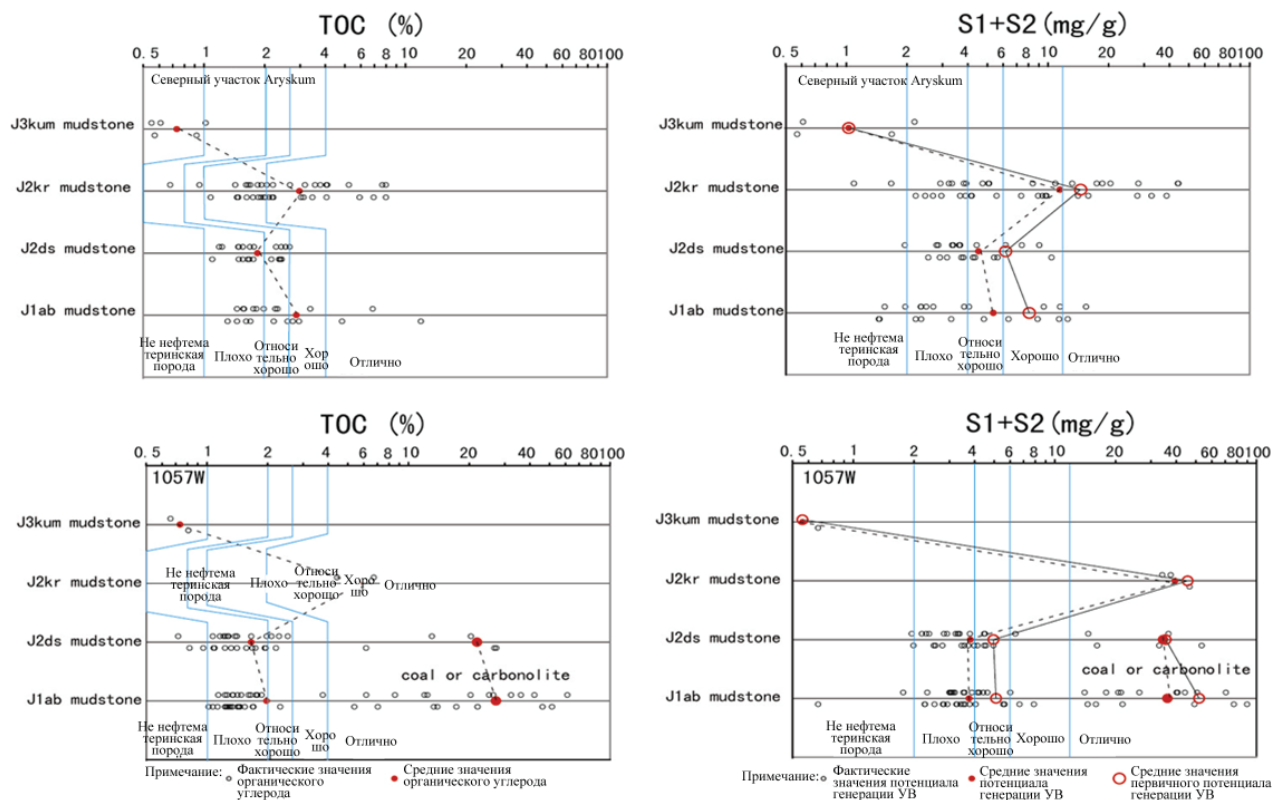


Рисунок 3.9 - Карта распространности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе 1057W на северном участке и юге прогиба Aryskum

Особое значение в формировании зон нефтегазонакопления имеют участки, где зрелые НГМП юрского возраста пространственно и стратиграфически сопряжены с высокоёмкими коллекторами и перекрыты мощными глинистыми покрывками. В этих зонах геохимические показатели свидетельствуют о реализации полного цикла нефтегазообразования: от генерации до аккумуляции и сохранности залежей.

Таким образом, совокупный анализ гидрогеологических условий и геохимической зональности органического вещества позволяет выделить наиболее перспективные участки Арыскупского прогиба, где условия генерации, миграции и аккумуляции углеводородов реализованы наиболее полно. Это подтверждает закономерный характер формирования ЗНГН и может быть использован для обоснования и дальнейшего детального анализа нефтегазоносных комплексов и конкретных объектов поисково-разведочных работ.

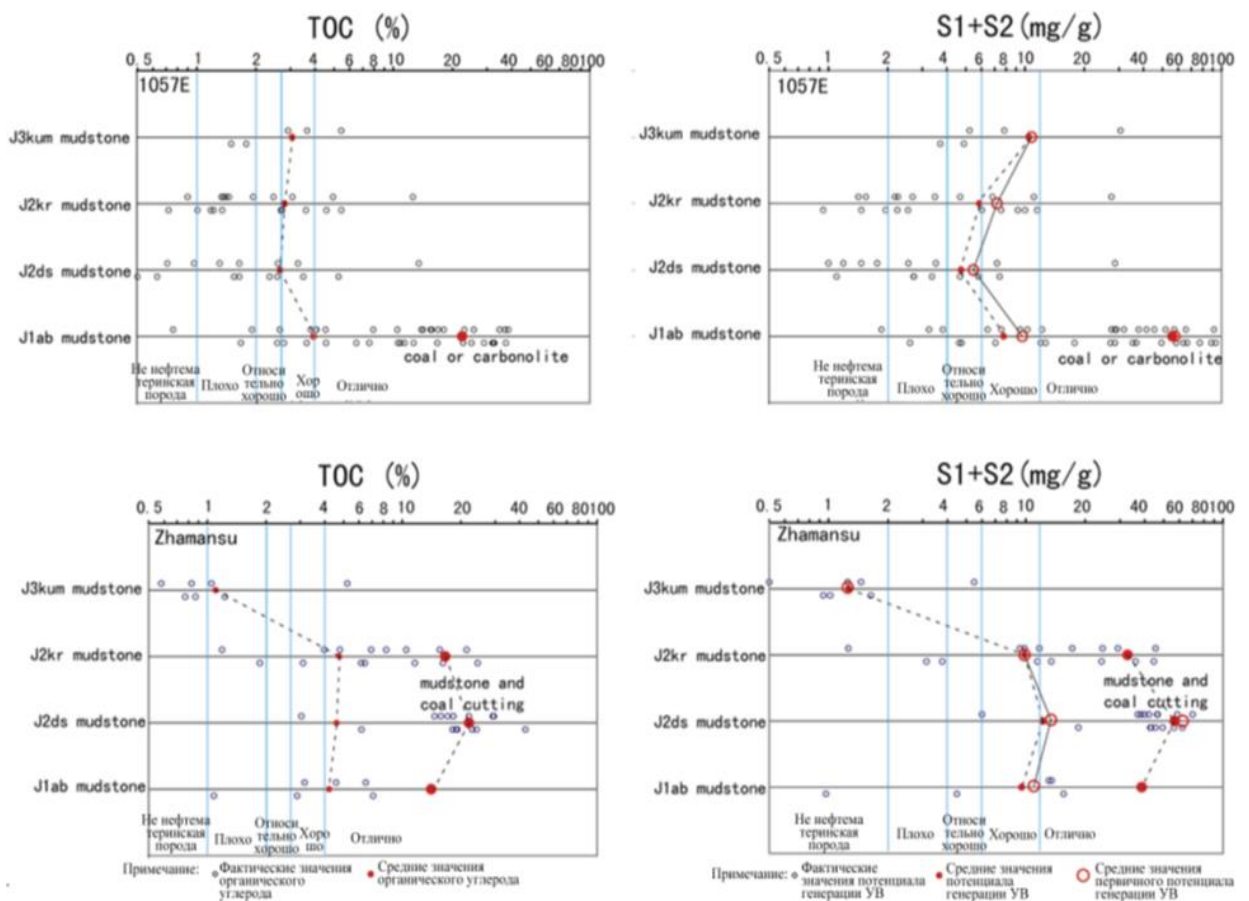


Рисунок 3.10 - Карта распространности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе блока 1057E-Zhamansu

Выводы по главе 3.

1) Арыскупский прогиб представляет собой сложную рифтовую структуру с выраженной линейно-вытянутой формой ее элементов и чередованием глубоких грабенов, полуграбенов и блоков (выступов коренных пород). Данные структурные элементы сформировались под воздействием многократных фаз растяжения и последующей структурной инверсии. Их внутреннее строение определяется системой глубинных разломов, нормальных сбросов и локальных горстов-антиклиналей, характеризуется неравномерными темпами осадконакопления. Периодически осадконакопление носило циклический характер (нижняя и средняя юра). Довольно сложная тектоническая эволюция Арыскупского прогиба, обусловила ключевую роль в формировании структурного плана и распределении осадочных толщ и нефтегазоносных структур, что в конечном итоге предопределило характер и условия нефтегазогенерации и нефтегазонакопления.

2) Формирование ЗНГН в разрезе Арыскупского прогибав значительной мере было обусловлено расположением и особенностями строения грабенов-синклиналей и горстов-антиклиналей. Циклическое накопление толщи рифтового заполнения (юрский комплекс) и чередование терригенных и

глинистых отложений явилось благоприятным фактором в образовании ловушек нефти и газа.

3) Результаты геохимических лабораторных исследований проб пластовых флюидов позволяют обосновать характер и возможности генерационного потенциала основной продуктивной части разреза (кумкольская свита и арыкумский горизонт нижнего неокома) от умеренного до высокого значения.

Соответственно, выявленные особенности строения юрско-меловой толщи хорошо согласуются с результатами проведенных лабораторных исследований в рамках подготовки данной диссертационной работы.

Одновременно, оценка генерационного потенциала пород в некоторой степени свидетельствует о высокой степени реализации углеводородной системы Арыкумского прогиба. Поскольку, значительная часть известных месторождений на начальной стадии разработки характеризовалась благоприятным соотношением показателей эксплуатации (начальные запасы, кратность запасов, восполнение запасов, накопленная добыча).

4) Гидрогеологические условия и показатели разреза Арыкумского прогиба в целом формируют благоприятную обстановку для аккумуляции нефти и газа в ловушках. Благоприятный гидрогеологический режим бассейна хорошо согласуется с особенностями строения и тектонической структурой, литологическим составом отложений. В условиях разреза перспективные глубокие горизонты находятся под напором и часто характеризуются высокой минерализацией. Формируются замкнутые системы и, локализуются залежи нефти и газа.

5) Для углеводородной системы Арыкумского прогиба весьма характерна вертикальная и латеральная миграция углеводородов. Проводящими каналами являются зоны повышенной трещиноватости и глубинные разломы.

6) В процессе обобщения результатов исследований определена геохимическая зональность по площади Арыкумского прогиба. В данном отношении выделяется южная и центральная часть прогиба, в которых отмечается высокое содержание органического вещества (показатель ТОС) до 6%. Соответственно, можно судить об показателях умеренного и высокого генерационного потенциала.

В северо-западной и западной части прогиба отмечаются рекордные значения показателя ТОС и S_2 . Соответственно эти районы характеризуются довольно высоким показателем генерационного потенциала и большими возможностями в формировании крупных залежей нефти и газа.

В восточной и северной части для состава нефти и геохимической обстановки в целом, наблюдается преимущественно газогенерационный кероген, что определяет отдельный характер и тип углеводородной системы.

Характер залегания и накопления УВ определяется структурно-тектоническими особенностями региона. Залежи нефти и газа сосредоточены в структурных ловушках, сформированных в результате тектонических

процессов. Активна роль разнообразных литологических экранов и зон замещения, изменения литолого-фациального состава осадочных пород.

7) Процесс формирования залежей углеводородов проходит несколько этапов: накопление и созревание органического вещества в глинистых отложениях, трансформация ОВ под воздействием температуры и давления, миграция углеводородов в породы-коллекторы, последующая аккумуляция в ловушках. Исследования показали, что изучение зон генерации УВ в разрезе Арыкумского прогиба имеет теоретическую и практическую значимость. Результаты геохимических исследований позволяют оптимизировать методы прогноза перспективных объектов и рациональное извлечение УВ. Гидрогеологические и геохимические особенности разреза, благоприятные структурно-тектонические и литолого-фациальные условия указывают на широкие возможности и потенциал углеводородной системы Арыкумского прогиба. В свете данного вывода сохраняются достаточно высокие перспективы для постановки дальнейших поисково-разведочных работ и обнаружения новых месторождений нефти и газа.

4. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

4.1. Основные результаты лабораторных исследований

Основу диссертации составляют результаты обработки данных лабораторного анализа проб нефти (5), которые отобраны со скважин месторождений (площадей) № 111 Восточный Кумколь (инт. 1000-1005 м, горизонт Ю-IV), № 5014 Южный Кумколь (инт. 1005-1200 м, горизонт Ю-III), № 549 Коньс (инт. 1255-1261 м, горизонт Ю-0-I), № 72 Аксай (инт. 1569-1572 м, горизонт М-I), № 107 Арысское (1362-1369 м, горизонт Ю-III). (рисунок 4.1).

Результаты геохимических исследований проб указывают на единый источник (зона генерации) и схожие условиях их образования. Пробы скважин Kumkol-1211 и Vost_Kumkol-111 показывают значительное разнообразие в соотношении ароматических УВ, что свидетельствует о процессах биodeградации и активном воздействии подземных вод.

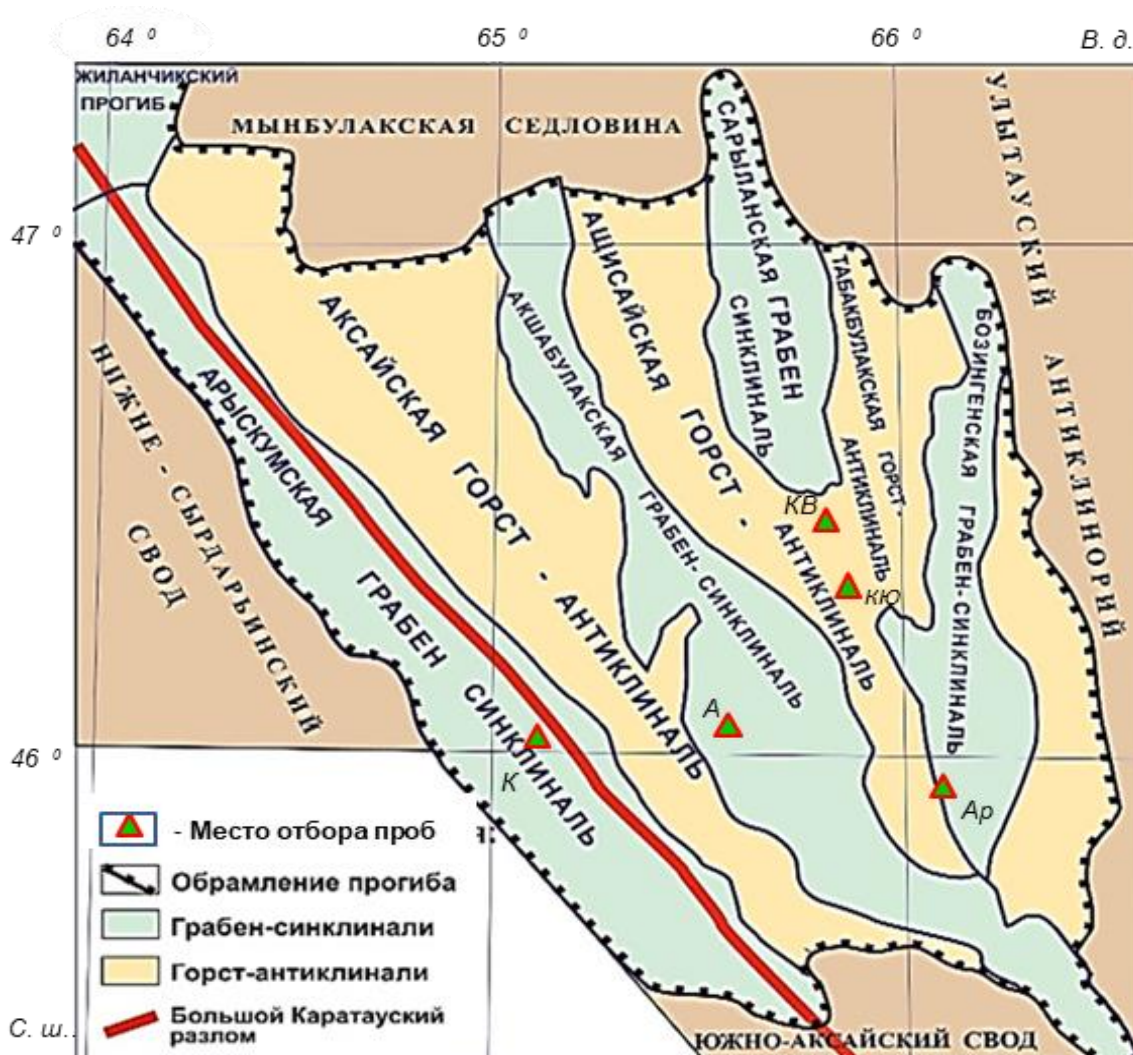


Рисунок 4.1 – Расположение точек отбора фактического полевого материала (пробы нефти).

Площади: А – Аксай, Ар – Арыское, КЮ – Кумколь Южный, КВ – Кумколь Восточный, К - Коныс

Нефть скважины Аксай представляется более зрелой и однородной, без признаков переработки, тогда как нефть площади Коныс указывает на большую степень зрелости ОВ.

Характеристика пробы площади Арыское демонстрирует смешанный состав, вероятно, связанный с влиянием разломной тектоники и сложным характером процессов углеводородной миграции.

В целом данные экспериментальных исследований показывают, что в состав нефти по центральной части Арыкумского прогиба более однороден и стабилен, в сравнении с показателями нефти скважин периферийных зон Арыкумского прогиба. Здесь встречаются переработанные, смешанные или более зрелые варианты проб, что отражает различие в факторах образования залежей (пути миграции, влияние тектоники и др.).

Нефти месторождений Кумкольской группы близки между собой по генетическим характеристикам. Нефти формировались в схожих условиях по условиям катагенеза и характеру миграции УВ (значения показателей E BENZ, M XYL, O XYL и 124 TMB близки друг к другу) (рисунок 4.2.).

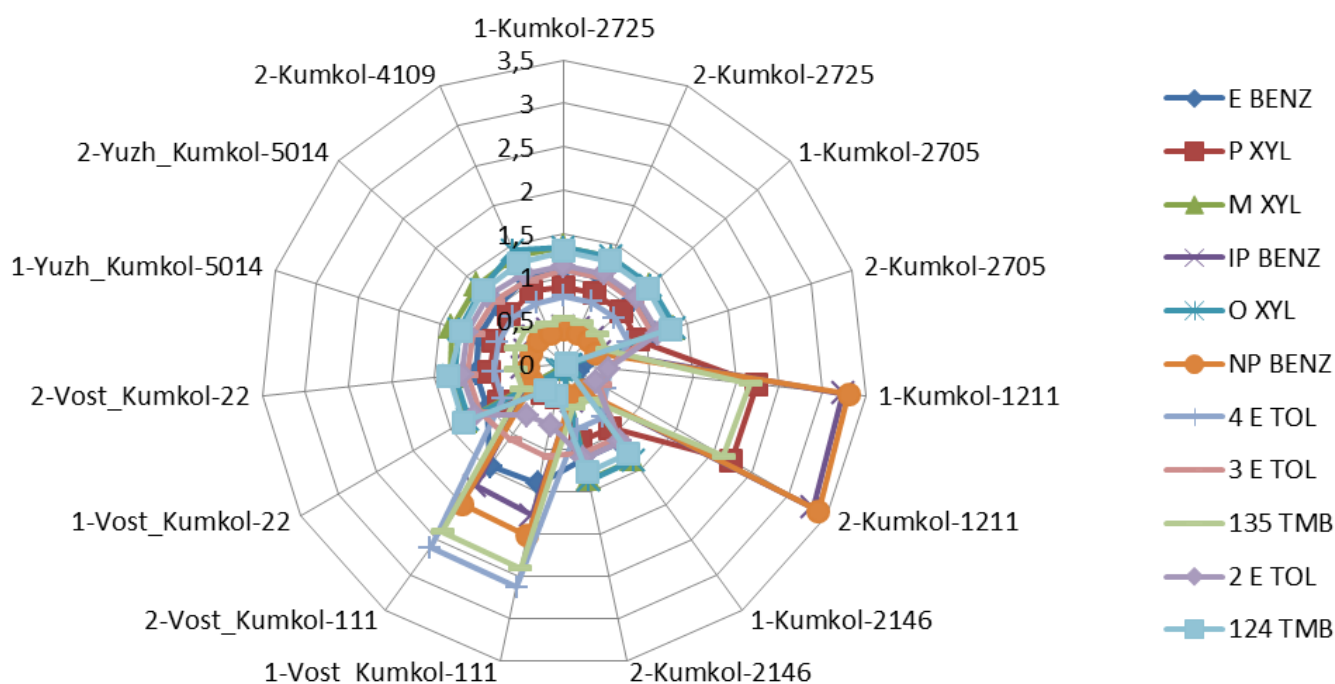


Рисунок 4.2 - Диаграмма содержания ароматических углеводородов по скважинам месторождения Кумколь

Нефть скважины Кумколь-1211 представляет собой особый тип нефти среди нефти с остальных месторождений данной группы, указывающий на переобогащение тяжёлыми ароматическими компонентами и возможную позднюю миграцию или смешение нефти разного состава[16, 26, 51].Проба Kumkol 1211 отличается высоким содержанием ксилолов (P XYL = 2.37, O

XYL = 3.83) и низкими бензольными фракциями (E BENZ = 0.207), что свидетельствует о нефти другого типа, возможно более окисленной и легковязкой нефти или нефти, происходящей из местной вариации источника.

Большинство проб Kumkol 2725, 2705 и 2146 демонстрируют сходные значения почти по всем фракциям: E BENZ \approx 1.07–1.09, XYL 0.94–0.97, NP BENZ \approx 0.46–0.47. Это указывает на близкий состав нефти, вероятно формирующийся из одного нефтяного генерационного торного комплекса, что можно рассматривать как «одну и ту же семейную группу углеводородов».

Место, где наблюдаются высокий уровень IP BENZ (2.11), NP BENZ (2.44), 135 TMB (2.78) и низкие M XYL (0.054) и E BENZ умеренный, что указывает на высокую степень ароматизации, что типично для более зрелой нефти и возможное влияние термического воздействия или глубинной миграции.

В целом, отмечая характеристику и состав ароматических углеводородов в разрезе Арыскупского прогиба можно отметить следующее. По результатам проведенных лабораторных анализов (таблица 4.1) были получены указания на преимущественное содержание ароматических УВ.

Большая группа проб Kumkol 2725, 2705, 2146 и Yuzh_Kumkol 5014 относится к одной нефтяной системе, тогда как пробы Kumkol-1211, Vost_Kumkol-111, Aksai-72 и Arys-107 демонстрируют заметные отличия, отражающие различия источника, миграции нефти или вариации термической зрелости.

Таблица 4.1. – Характеристика ароматических углеводородов месторождений Арыскупского прогиба

Месторождение	E BENZ	P XYL	M XYL	IP BENZ	O XYL	NP BENZ	4 E TOL	3 E TOL	135 TMB	2 E TOL	124 TMB
Kumkol-2725	1,0667	0,9407	1,2253	0,5038	1,2437	0,4689	0,8205	1,0279	0,6102	1,0424	1,1921
Kumkol-2705	1,0797	0,9505	1,2103	0,5321	1,2483	0,4698	0,8274	1,0281	0,6133	1,0501	1,1912
Kumkol-1211	0,2074	2,3696	0,0562	3,8364	0,0723	3,9891	0,5687	0,4529	2,507	0,4717	0,0242
Kumkol-2146	1,0905	0,9674	1,2349	0,5125	1,2692	0,4593	0,8073	1,0074	0,5942	1,0177	1,1703
Vost_Kumkol-111	1,3858	0,4119	0,0541	2,1142	0,0753	2,4404	2,7707	1,04	2,7864	0,6619	0,3434
Vost_Kumkol-22	0,9987	0,9108	1,196	0,5457	1,1782	0,4976	0,8579	1,0744	0,6505	1,0829	1,2257
Yuzh_Kumkol-5014	1,0116	0,9061	1,2381	0,5521	1,1751	0,4687	0,8454	1,0456	0,6809	1,0807	1,1431
Aksai-72	0,9004	0,855	1,15	0,5238	1,1393	0,5635	0,8957	1,0662	0,7153	1,122	1,3173
Konys-549	1,1272	0,8757	1,2558	0,5962	1,2342	0,57	0,8752	1,0079	0,5926	1,247	1,0722
Arys-107	1,0681	0,8131	1,1501	0,7399	1,0217	0,5994	0,9085	1,2636	0,6966	1,2156	1,1495
Kumkol-4109	1,0618	0,9764	1,2353	0,5241	1,3108	0,4482	0,8165	1,0005	0,5756	1,0442	1,168

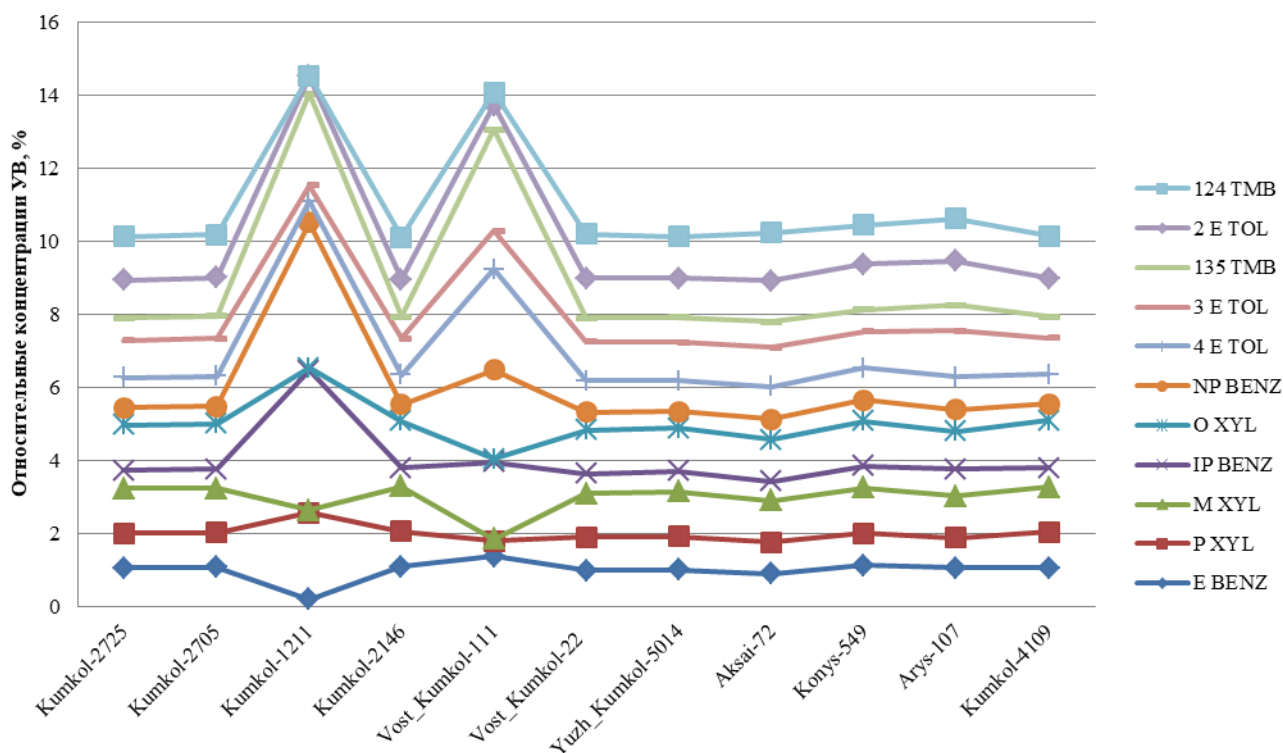


Рисунок 4.3 – Распределение ароматических углеводородов по пробам району исследований

На рисунке 4.3 Анализ данных и их графическое представление позволяет провести геохимическую классификацию проб нефти. На графике по оси X отложены 11 ароматических биомаркеров, что позволяет оценить генетическое родство и влияние вторичных процессов на нефти из различных месторождений, представленных в таблице (Кумколь, Кумколь Восточный, Кумколь Южный, Аксай, Коньс, Арыское).

Основная генетическая группа (Группа 1) включает пробы с большинства перечисленных месторождений. Их компактный и сходный профиль на графике, характеризующийся пиками по М XYL, О XYL, 2 E TOL, 124 TMB и минимумами по IP BENZ, NP BENZ, указывает на общность происхождения (источника). Это означает, что нефти месторождений Кумколь (ряды 2725, 2705, 2146, 4109), Восточный Кумколь-22, Южный Кумколь-5014, Аксай-72, Коньс-549 и Арыское-107, вероятно, сформировались в одной или сходных нефтематеринских породах, достигших высокой термальной зрелости [58]. Таким образом, критерием группировки является не географическая близость, а идентичный "геохимический почерк".

Аномальная группа (Группа 2) представлена всего двумя пробами: Kumkol-1211 и Vost_Kumkol-111. Их резко отличающийся профиль на графике — с глубокими провалами по ксилолам (М XYL, О XYL) и аномальными пиками по пропилбензолам (IP BENZ, NP BENZ)— служит индикатором мощных вторичных процессов (биодеградация). Это демонстрирует, что даже в пределах одного географического района (месторождения Кумколь) могут

существовать изолированные залежи или пласты, чья нефть претерпела значительную трансформацию, что и фиксирует анализ.

Данные показывают, что:

1. Существует единый нефтегазоносный комплекс (или система) на территории нескольких месторождений, питающийся из общего источника.
2. В этом комплексе выделяются локальные аномалии (Kumkol-1211, Vost_Kumkol-111), где состав нефти изменён вторичными процессами. Их изолированность подтверждает правило: основная масса нефтей на обширной территории имеет общее происхождение.

Образец (проба) Vost_Kumkol-111 характеризуется высокими значениями 4E TOL (2.77) и 135 TMB (2.78) при низком значении P XYL (0.41), что может отражать локальную миграцию нефти или примесь другого нефтяного потока [58]. Нефть со скважины № 111 площади Кумколь Восточный по характеру более ароматизирована и отличается по генезису от нефти основной группы месторождений.

Пробы нефти Aksai-72 и Konys-549 находятся в среднем диапазоне, но демонстрируют повышенные TMB и TOL, что может указывать на различие источника нефти или иную степень термической зрелости органики. Наконец, проба Arys-107 отличается более высокими изопарафиновыми фракциями (2 E TOL = 1.26, NP BENZ = 0.60), что характерно для нефти с высокой термической зрелостью или иной нефтяной системы.

4.2 Характеристика элементов углеводородных систем

Углеводородная система представляет собой совокупность геологических условий и процессов, обеспечивающих генерацию, миграцию, аккумуляцию и сохранность нефти и газа. Система характеризуется состоянием НГМП, типом пород-коллекторов и флюидоупоров, характером каналов миграции УВ. Результаты геохимических исследований по месторождению Нуралы, а также анализ данных по ЮТОБ позволяют комплексно оценить характер нефтегазообразования и углеводородный потенциал разреза Арысумского прогиба.

Регион отличается благоприятными условиями для формирования залежей нефти и газа, в т.ч.: активное развитие разломно-блоковой тектоники, наличие явных каналов миграции УВ, потенциальных ловушек. Соответственно, тектоническая позиция региона рассматривается благоприятной и перспективной для обнаружения залежей нефти и газа.

Анализ состава алифатических и ароматических УВ, охарактеризованных методом твёрдофазной экстракции, показывает, что нефть месторождения Нуралы не подвергалась биодеградаци и обладает достаточной зрелостью. Условия седиментации и обеспечения НГМП определяются озёрными и дельтовыми условиями накопления отложений. Данные условия традиционно представляются благоприятными для накопления органического вещества (Таблица 4.2).

По данным пиролиза керн скважин ЮТОБ содержание общего органического углерода варьирует от 0,47 до 1,41 %, величины S_2 составляют порядка 1,1-9 мг УВ/г породы, что указывает на достаточно приемлемый генерационный потенциал [30].

Зависимость $C_{орг}-S_2$ свидетельствует о преобладании керогена II–III типов, обеспечивающих нефтегазообразование. При этом один из образцов демонстрирует характеристики керогена I типа и обладает максимальными значениями ТОС и S_2 . Параметры HI и T_{max} подтверждают найденную типизацию: органическое вещество преимущественно гумусовое, реже смешанное гумусово-сапропелевое, что отражает умеренно восстановительные условия осадконакопления (рисунок 4.4). По T_{max} большинство образцов относится к термически зрелым, тогда как керн из интервалов 1682,9 м и 1896,54 м демонстрирует признаки пониженной зрелости, что указывает на недостаточный уровень катагенеза в пределах отдельных стратиграфических горизонтов.

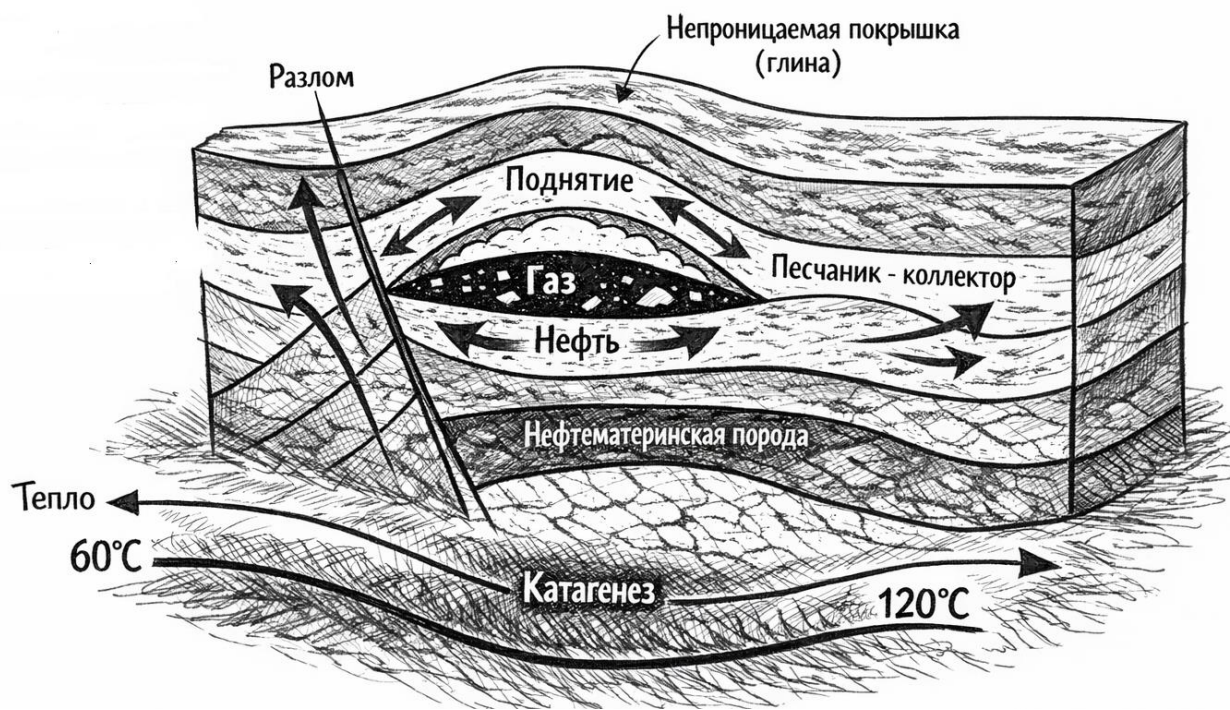


Рисунок 4.4 – Элементы углеводородной системы и показатели условия зоны нефтегазонакопления (составлено автором с помощью элементов компьютерной программ)

Палеотектонические и литолого-фациальные условия бассейна осадконакопления характеризуются благоприятным соотношением показателя Pr/Ph. Наблюдается различие в зависимости от структурных элементов: в Акшабулакском грабене – субокислительными, Аксайском горсте и Бозингенской грабене-синклинали более окислительными условиями среды.

Повышенное содержание гаммацераана в нефтях Аксайского горста свидетельствует о высокой минерализации вод древнего бассейна, а состав нефтей из меловых комплексов указывает на их формирование в мелководных морских условиях. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) подтверждает генетическую связь нефтей Арыкумской котловины с органическим веществом сапропелевого типа (кероген I–II), а также со смешанным гуминово-сапропелевым типом, что согласуется с диагностикой по индексу водорода и пиролитическим параметрам [31, 34].

Обобщение и анализ результатов геохимических исследований позволяет заключить, что юрские отложения ЮТОБ обладают значительным углеводородным потенциалом (степень развития и объемы НГМП). Отложения нижней и средней юры, участвующие в заполнении глубоких грабен, могут содержать более мощный потенциал и новые перспективные участки для образования ЗНГН, что существенно расширяет представления о потенциальной ресурсной базе региона. Литолого-фациальная характеристика юрско-меловых отложений ЮТОБ указывает на содержание повышенных концентраций органического вещества различного типа (преимущественно гумусового и смешанного, реже сапропелевого). При этом во многих горизонтах содержание ОВ превышает кларковые значения. Всё это подтверждает высокий нефтегазогенерационный потенциал исследуемых толщ и обуславливает необходимость детального изучения бассейна осадконакопления с целью выделения новых перспективных объектов и повышения эффективности поисково-разведочных работ.

Таблица 4.2 – Содержание органических веществ в разрезе [30, 31, 32, 33]

Свита	Содержание органического вещества, %		
	песчаники	алевролиты	аргиллиты
Акшабулакская	0,05-0,1	0,05-0,1	0,05-0,1
Кумкольская	0,08-1,3	0,09-1,8	0,3-2,2 (до 5-6%)
Карагансайская	0,9-1,2	1,2-4,5	1,0-9,5
Дошанская	0,1-1,5	3,3-7,0	1,1-5,0
Айбалинская	0,1-1,5	0,6-2,2	0,8-3,9
Сазымбайская	0,5-1,3	~1,3	1,3-1,8

По итогам лабораторных исследований построен график зависимости соотношений изопреноидов (пристан/фитан) к нормальным алканам (C_{17} и C_{18}), по которому видно, что породы, генерирующие нефть месторождения Нуралы, содержат в основном кероген II и III типов. Для данного случая характерны лагунные и прибрежно-континентальные условия осадконакопления (см. таблица 4.1.).

Кероген представляет собой сложную совокупность органических компонентов различного происхождения, включающую остатки водорослей, фитопланктона, пыльцу и споры высших растений, древесные ткани, а также аморфное органическое вещество. В составе изученных образцов пород

доминирует парафиновый кероген II–III типа. Кероген формировался преимущественно за счёт липтинита и витринита, что свидетельствует о смешанном водно-континентальном источнике органического вещества.

Значения соотношения пристан/фитан ($Pr/Ph > 1,5$) указывают на субокислительные условия осадконакопления, при которых органическое вещество формировалось в обстановке ограниченной циркуляции вод, типичной для лагун, дельтовых равнин и мелководных озёр. Такие условия способствуют накоплению значительных объёмов терригенного органического вещества при одновременном сохранении водорослевой составляющей.

Дополнительный анализ соотношений $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$ подтверждает умеренную степень катагенетической зрелости органического вещества. Положение точек на диаграмме указывает на юрский возраст (стадию) нефтегазогенерации, что соответствует главной фазе нефтеобразования. Это согласуется с преобладанием алифатических углеводородов в составе экстрактов и относительно высокими значениями показателя ALI/ARO , характерными для слабо переработанной нефти.

Смешанный тип керогена II–III обуславливает двойственный нефтегазогенерационный потенциал исследуемых пород: с одной стороны, кероген II типа обеспечивает генерацию жидких углеводородов, с другой стороны кероген III типа способен участвовать в образовании газовой составляющей при дальнейшем прогреве. Таким образом, нефтематеринские породы месторождения Нуралы обладают благоприятными геохимическими предпосылками для формирования как нефтяных, так и нефтегазовых залежей.

В совокупности, полученные геохимические показатели, свидетельствуют о том, что нефтематеринские породы формировались в условиях нестабильного окислительно-восстановительного режима, с периодическими изменениями гидродинамики и привнесения терригенного материала. Эти факторы оказали существенное влияние на состав керогена, характер генерации углеводородов и последующее формирование ЗНГН.

4.2.1 Зоны генерации и аккумуляции углеводородов

На основании анализа термобарических условий, геохимических данных и реконструкции палеотемператур осадочного бассейна установлено (Мадишева Р.К.), что к НГМП в разрезе грабенов-синклиналей относятся породы сазымбайской и айболинской свиты нижней юры, а также дощанской и карагансайской свиты средней юры. Данные, стратиграфические подразделения достигли необходимой степени катагенеза и принимали участие в генерации жидких УВ (таблица 4.3).

Отложения кумкольской и акшабулакской свиты верхней юры также характеризуются благоприятными условиями в части показаний геохимического анализа нефти и возможностей для формирования ЗНГН.

Таблица 4.3 – Нефтегазоматеринские толщи Арыкумского прогиба

Отдел	Свита	Грабен-синклиналь						
		Арыкумская	Акшабулакская	Бозынгенская	Сарыланская	Даутская		
Верхняя юра	J ₃	Акшабулакская	J3ak	-	-	-	-	-
		Кумкольская	J3km	-	+	+	+	+
Нижняя, средняя юра	J ₁₋₂	Карагансайская	J1-2kr	+	+	+	+	+
		Дошанская	J1-2ds	+	+	+	+	+
Нижняя юра	J ₁	Айбалинская	J1ab	+	+	+	+	+
		Сазымбайская	J1sz	+	+	+	+	+

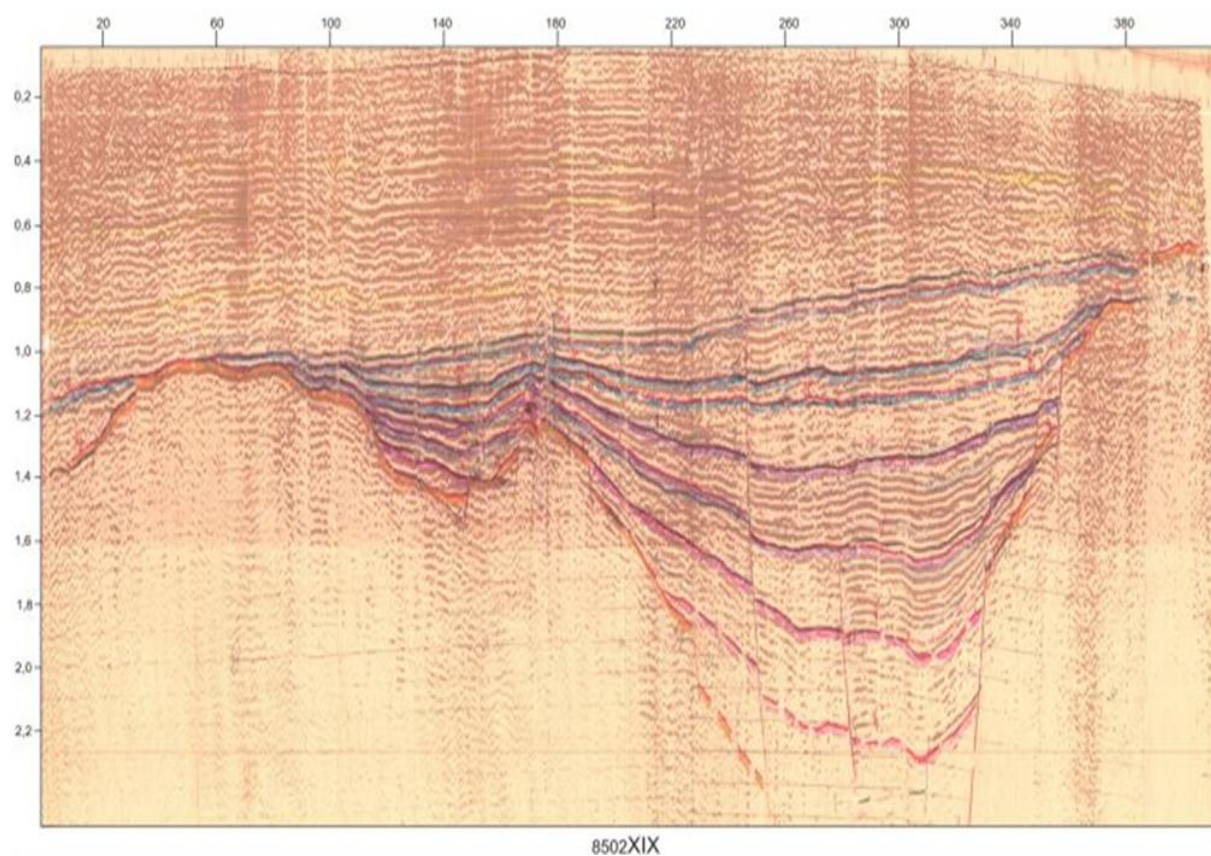


Рисунок 4.5 – Временной разрез 8502 XIX. Рифтовая природа грабенов-синклиналей (по данным Проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов РК»; 2009-2013 гг.)

По данным моделирования степени зрелости органического вещества для большинства структурных блоков выделяются три основных этапа генерации углеводородов: позднеюрский, меловой и палеогеновый.

Характеристики отдельных блоков различаются в зависимости от мощности осадочного разреза и степени погружения и формирования нефтематеринских пород (рисунок 4.5).

1) Прогиб Sarylan отличается небольшой мощностью нижнеюрских, меловых и третичных отложений. В пределах грабена Aryskum наиболее мощные юрские толщи приходятся на нижнюю юру, но суммарная толщина юрских отложений остаётся невысокой. В позднеюрское время НГМП залегали неглубоко и генерировали небольшие объёмы УВ. Низкий уровень генерации сохранялся до раннемелового времени. Существенный рост и активность генерации наблюдались только в позднемеловой эпохе и, особенно, палеогеновую эру, т.е. в периоды, когда формировались наиболее представительные залежи нефти и газа.

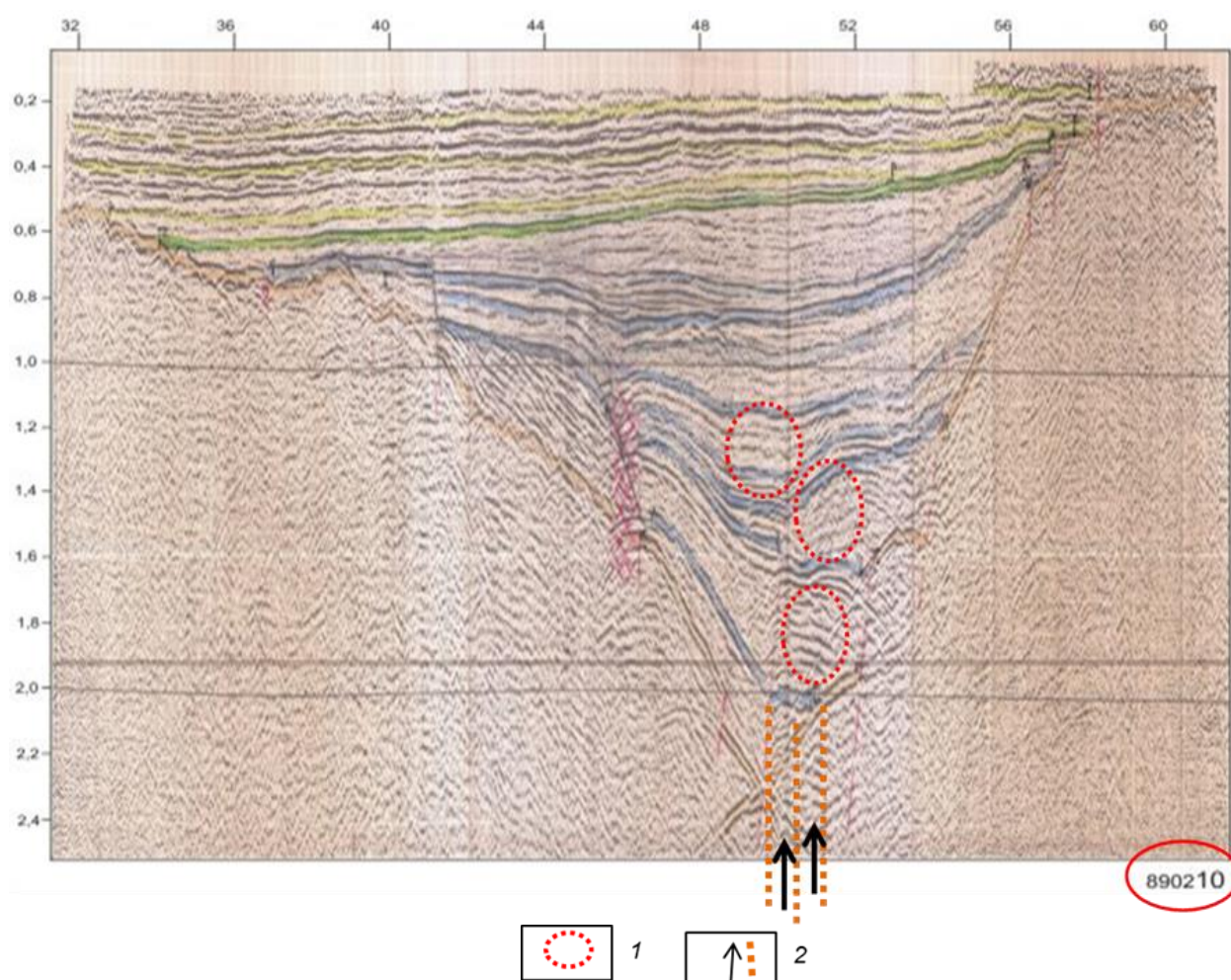


Рисунок 4.6 – Региональный временной разрез 89 02 10 и принципиальная схема нефтегазоподводящих каналов[4]

1 – приосевые центральные глубокопогруженные области грабенов-синклиналей; 2 – подпитка УВ-ами отложений нижней и средней юры по нефтегазоподводящим каналам с больших глубин

2) Район площади Zhamansu характеризуется значительной денудацией кровли верхнеюрского комплекса и отсутствием акшабулакской свиты J3к при увеличенной мощности J3km. Позднемеловые осадки частично

компенсировали дефицит разреза, вызванный ранней денудацией. В меловое время нефтематеринские породы достигли лишь слабой зрелости и находились почти в стационарном состоянии. Основная генерация и формирование залежей произошло в позднеюрский и палеогеновый периоды.

3) Центральные и северные районы грабена Arysium выделяются значительной мощностью нижнеюрских отложений (до 1000-4000 м). Генерация УВ началась уже в среднеюрское время и продолжалась вплоть до палеогена, с максимальными темпами в позднемеловую эпоху.

4) Район контрактного участка «SSM Ойл» (1057W), расположенный в южной части грабена Arysium, включает как склоновые участки, так и глубокие части прогиба. В глубоких зонах генерация происходила в позднеюрский, меловой и палеогеновый периоды, достигая максимума в позднемеловое время. На склонах (бортах) грабена генерация проявилась позднее, в верхней юре и палеогене.

Район участка (блока) 1057E содержит несколько центров генерации. Нижнеюрские толщи здесь мощные, но залегают менее глубоко, чем в центральной части грабена Arysium. Области генерации УВ охватывают позднеюрский, меловой и палеогеновый периоды развития ЮТОБ.

Таблица 4.4 - История генерации УВ в разрезе различных блоков Арыскупского прогиба

Блок	Период пика генерации углеводородов одиночной скважины			Прирост блока	
	I (J ₂₋₃)	II (K)	III (E)	Продолжительность	Максимум
Sarylan		97-70	60-40	K ₂ -E	E
Karavanchy	145-138	108-84	60-40	J _{3ak} -E	E
Arysium(центрально-северный участок)	180-135	105-75	54-40	J ₂ -E	K ₂
1057W	180-135	105-75	54-40	J _{3ak} -E	K ₂
1057E	165-135	105-75	54-40	J _{3ak} -E	K ₂ , E
Zhamansu	150-140		50-40	J ₃ , E	J ₃ , E

5) Район поднятия Karavanchy характеризуется значительной толщиной меловых отложений и нормальную мощность дощанской свиты, при этом нижнеюрские толщи развиты слабо. Генерация УВ фиксируется в свите J_{3ak}, а также в меловое и палеогеновое время, достигая максимума в палеогене (таблица 4.4) [54, 56].

4.2.2. Оценка вероятности и характер региональной и площадной миграции УВ

Региональная и площадная миграция УВ в пределах Арыскупского прогиба определяется сочетанием геодинамических, литолого-фациальных и

гидрогеологических условий, а также уровнем зрелости и пространственным положением очагов генерации [53]. Основным источником нефти и газа являются верхне–среднеюрские глинистые отложения, погруженные в центральной части прогиба на глубины, соответствующие катагеническому и поздне-катагеническому этапам преобразования органического вещества [27]. Высокая мощность и степень погружения этих толщ формируют благоприятные условия для длительной и интенсивной генерации УВ.

Региональная миграция реализуется, преимущественно, от глубоких погружённых зон центральной части прогиба в направлении к периферийным и приподнятым блокам. В соответствии с этим, предположительно, осуществляется локализация ЗНГН. Движущими силами дальнего переноса УВ выступают избыточные пластовые давления, возникающие в результате уплотнения осадков и генерации флюидов, а также гравитационные механизмы, обеспечивающие восходящую миграцию в более высокие стратиграфические уровни.

Каналообразующими элементами служат проницаемые терригенные горизонты юрского комплекса, имеющие широкое латеральное распространение и выдержанные коллекторские свойства. Тектонические разломы раннесреднеюрского заложения, участвовавшие в формировании грабенов-синклиналей, обеспечивали периодический вертикальный переток между пластами на этапах тектонической активизации, что усиливало вертикальную миграцию УВ из очагов генерации к ловушкам более высоких структурных уровней [40].

В итоге, совокупное влияние геодинамических факторов, литолого-фациального строения и гидрогеологических условий обусловило формирование направленной региональной и площадной миграции углеводородов в пределах Арыкумского прогиба. Реализация миграционных потоков по проницаемым терригенным горизонтам и разломным зонам обеспечила перераспределение УВ от зон активной генерации к структурно и литологически экранированным ловушкам, что в значительной степени предопределило размещение промышленных залежей нефти и газа. Установленные закономерности миграции углеводородов имеют важное практическое значение для прогноза перспективных объектов, оптимизации поисково-разведочных работ и повышения эффективности освоения нефтегазовых ресурсов Арыкумского прогиба.

Площадная миграция характеризуется перераспределением УВ в пределах локальных поднятий, блоков и залежей и контролируется литологическими неоднородностями, фациальными переходами и зональными изменениями проницаемости [38]. В условиях Арыкумского прогиба основными направлениями площадного переноса являются перемещения в пределах сводовых частей структур, а также межпластовые перетоки по локальным высокопроницаемым прослоям. Поздние инверсионные деформации, характерные для позднеюрского и поздне мелового этапов, приводили к формированию локальных ловушек и вторичному перераспределению флюидов, что подтверждается наличием

залежей, пространственно смещённых относительно первичных очагов генерации.

Вероятность миграции оценивается как высокая в пределах выдержанных коллекторов юрского комплекса при наличии надежных региональных флюидоупоров [43]. Наибольший потенциал имеет миграция в направлении субмеридиональных блоков и сводовых поднятий, ассоциированных с зонами разломной тектоники, где наблюдается сочетание хороших резервуарных свойств и структурных ловушек [48]. Средняя оценка вероятности характерна для участков, осложнённых разрывными нарушениями, которые могут как способствовать вертикальной миграции, так и ограничивать её при наличии зон экранирования. Низкие значения вероятности отмечаются в областях фациального выклинивания песчаных тел, где коллекторы изолированы или имеют ограниченное развитие [41].

Комплексные геолого-структурные и литолого-стратиграфические характеристики разреза Арыкумского прогиба свидетельствуют о высокой эффективности как региональной, так и площадной миграции УВ. Это, в свою очередь, обусловило формирование нефтегазоносных зон в разрезе кумкольской и акшабулакской свиты, арыкумского горизонта нижнего неокома. С учетом данного фактора уточняются и более высоко оцениваются перспективы поисковых работ и обнаружения новых залежей нефти и газа в разрезе смежных блоков, расположенных на путях и в направлении основного миграционного потока [38, 52].

Кроме того, установленные закономерности региональной и площадной миграции позволяют выявлять зоны вторичного перераспределения УВ, где формируются потенциально продуктивные ловушки, не всегда совпадающие с первичными очагами генерации. Эти данные имеют важное практическое значение для планирования поисково-разведочных работ, прогнозирования перспективных участков и оптимизации схем бурения, обеспечивая более эффективное освоение нефтегазовых ресурсов Арыкумского прогиба. Анализ миграционных механизмов также способствует пониманию взаимосвязи тектонических процессов, литологического строения и размещения продуктивных горизонтов, что является ключевым фактором при оценке промышленного потенциала региона.

4.3. Модель формирования месторождений Арыкумского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна

Анализ проб нефти месторождений Аксай, Арыское, Коныс, Южный и Восточный Кумколь показывают, что в центральной части Арыкумского прогиба нефти Кумкольской группы имеют практически одинаковый ароматический состав, отражающий единый источник, зрелость и стабильные условия формирования без влияния вод. На флангах наблюдаются отклонения: пробы Kumkol-1211 и Vost_Kumkol-111 характеризуются повышенной ароматизацией и отличающимся профилем, что связано с биодеградацией,

смешением флюидов или воздействием активных подземных вод, а также возможной поздней миграцией или влиянием локального катагенетического окна. Нефть Аксяя и Коныса более зрелая и однородная, тогда как Арысское демонстрирует признаки смешанного генезиса, обусловленные влиянием разломов и сложной миграцией. В целом распределение ароматических углеводородов отражает тектонический контроль миграции и формирование различных типов нефтей на периферии прогиба.

Формирование нефтегазоносных систем Арыскупского прогиба обусловлено сочетанием благоприятных геологических факторов: наличием эффективных источников жидкой нефти (юрские и частично меловые глины), развитием проницаемых резервуаров, функционирующих путей миграции и надежных экранов. Эволюция прогиба определила этапность генерации, миграции и накопления углеводородов.

Этап 1. Осадконакопление и формирование НГМП (юрский период).

В ранней и средней юре в условиях крупных пресноводных озер и периодически активизируемых аллювиальных систем формируются глинистые осадки – основной генерирующий комплекс отложений. В центральных частях грабенов происходит максимальное погружение и накопление мощных толщ темно-серых глин с повышенным содержанием органического вещества. В верхней юре начинают формироваться первые коллекторы, представленные фациями песчано-алевритовых тел руслового и дельтового генезиса.

Этап 2. Генерация УВ и начало миграции (поздняя юра – ранний мел).

Усиление тектонического прогибания создает благоприятные термобарические условия, инициируются процессы катагенеза и преобразования органического вещества [53].

- Глинистые породы нижнеюрского и среднеюрского возраста переходят в зону нефтеобразования.

- Формируются локальные участки (области) максимального генерационного потенциала в центральных наиболее погруженных зонах Арыскупского и Акшабулакского грабена-синклинали. Вначале нефти мигрируют преимущественно вертикально по разломам и зонам повышенной трещиноватости, вектор потока миграции меняется временами на латеральное направление, в терригенной толще верхнеюрского возраста.

Этап 3. Аккумуляция в структурных ловушках (поздний мел).

Инверсионные движения и активизация ГКР формируют блоковую структуру прогиба: поднятия, валы и структурные носы на границах грабенов. В результате: развиваются антиклинальные и бортовые ловушки, приуроченные к поднятиям по краям прогиба; происходит массовое заполнение ловушек в акшабулакском и кумкольском блоках, где сосредоточены крупнейшие залежи нефти.

Этап 4. Локализация и перераспределение залежей (поздний мел — кайнозой).

После основного этапа аккумуляции углеводородов дальнейшая эволюция Арыскупского прогиба характеризуется относительной

тектонической стабилизацией и развитием условий, способствующих сохранности сформированных залежей (платформенный этап развития). Осадконакопление преимущественно глинистых и алевроитовых толщ мелового и кайнозойского возраста приводило к формированию мощных региональных экранов, изолирующих коллекторы юрского и нижнемелового комплекса. Эти покрывки существенно снизили потери углеводородов и обеспечили длительное существование замкнутых нефтегазовых систем.

В отдельных участках прогиба продолжающаяся тектоническая активизация разломных зон способствовала вторичной миграции и локальному перераспределению флюидов, что могло приводить к переформированию залежей, их дифференциации по фазовому составу. Происходило образование ловушек комбинированного типа. Вместе с этим, условия последнего 4-ого этапа эволюции углеводородных систем Арыкумского прогиба были благоприятными для сохранения ранее сформированных скоплений нефти.

Таким образом, формирование нефтегазоносных систем Арыкумского прогиба носит многоэтапный и эволюционный характер. Последовательная реализация процессов осадконакопления, генерации, миграции, аккумуляции и локализации углеводородов обусловила современное распределение ЗНГН и образование наиболее крупных по запасам месторождений.

Предлагаемая модель формирования месторождений и ЗНГН хорошо согласуется с фактическими геологическими и геохимическими данными и может служить основой для совершенствования прогноза нефтегазоносности, определения направлений дальнейших поисково-разведочных работ.

Выводы по главе 4.

1) Условия генерации и характеристики нефтей. Арыкумский прогиб обладает благоприятной тектонической позицией для формирования углеводородной системы: развитая сеть разломов обеспечивает пути миграции, а глинистые толщи средней и верхней юры достигают катагенической зрелости и активно генерируют жидкие углеводороды. Геохимические исследования показывают, что нефть месторождения Нуралы зрелая, без признаков биодеградации, сформирована в озёрно-терригенных условиях, благоприятных для накопления органического вещества. Параметры пиролиза керна свидетельствуют о наличии керогена II–III типов, обеспечивающих нефтегазообразование, при этом часть образцов обладает повышенной генеративностью и признаками ранней зрелости.

2) Генерация углеводородов в разрезе различных блоков региона. К нефтегазоматеринским толщам относятся свиты нижней и средней юры (сазымбайская, айбалинская, дощанская, карагансайская) и верхнеюрская кумкольская, достигшие необходимой степени катагенеза. Для большинства структурных блоков выделяются три этапа генерации УВ: поздняя юра, мел и палеоген, при этом максимальные объёмы приходятся на позднемеловое и палеогеновое время. Различия в истории генерации связаны с мощностью

разреза и глубиной погружения: в центральной части прогиба генерация началась раньше и была более интенсивной, тогда как на флангах зрелость достигалась позже.

3) Миграция и зоны аккумуляции. Региональная миграция направлена от глубоко погружённых центров генерации в центральной части прогиба к периферийным блокам, где формируются ловушки и зоны нефтегазонакопления. Тектонические разломы способствовали вертикальной переточности пластов и переносу флюидов в более высокие структурные уровни, а выдержанные песчаные горизонты обеспечивали латеральный транспорт. Площадная миграция сопровождалась перераспределением УВ внутри локальных структур и формированием залежей в сводовых частях и зонах тектонических поднятий. Высокая эффективность миграционных процессов обусловила нефтегазонаосность Кумкольской и Акшабулакской структур и определяет перспективы выявления новых ловушек в смежных блоках.

4) Формирование углеводородных систем в разрезе Арыскупского прогиба связано с последовательной эволюцией бассейна. В ранней и средней юре в процессе мезозойского рифтогенеза и, преимущественно, континентального осадконакопления в грабенах формируются терригенно-глинистые отложения значительной толщины. Создаются условия для образования НГМП, содержащие породы-коллекторы глинистого и терригенного состава. Максимум прогибания приходится на нижне- и среднеюрский этап осадконакопления. В верхней юре и нижнем мелу завершается формирование локальных структур. В последующем происходило формирование жидких УВ и заполнение ловушек нефтью и газом.

Вертикальная и латеральная миграция усиливали образование скоплений нефти и газа. В позднем мелу инверсионная тектоника сопутствует образованию комбинированных ловушек (блок – экранирование – ловушка). Углеводородами заполнялись гипсометрически наиболее приподнятые ловушки различного типа и морфологии (отложения акшабулакской и кумкольской свиты, арыскупского горизонта нижнего неокома).

5. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА

Подводя итоги диссертационной работы отметим наиболее важные факторы, связанные с процессами накопления и глубинного генезиса залежей нефти и газа в разрезе Арыскупского прогиба ЮТОБ.

Как показывают результаты регионального изучения региона одной из важных особенностей является постепенное омоложение формационного состава толщ заполнения грабен-синклиналей в направлении с севера на юг, что, по мнению автора связывается с влиянием процессов рифтогенеза. В ядрах грабенов-синклиналей по мере усиления в южном направлении процессов рифтогенеза в разрезе отмечаются все более молодые по возрасту и мощные комплексы отложений. В этом же направлении в составе осадочного заполнения увеличивается присутствие и доля терригенных и карбонатно-терригенных отложений юрского возраста. На временном отрезке «средний триас – верхняя юра» в течение мезозойского этапа осадконакопления вектор тектонического смещения периодически менялся на противоположное направление с юга на север.

Отдельным перспективным направлением является картирование зон приподнятого залегания выступов фундамента и изучение продуктивности отложений КПК. Интерес представляют зоны с благоприятными условиями для формирования ловушек и залежей нефти и газа в отложениях верхнего палеозоя (рисунок 5.1). Вещественный состав верхнепалеозойских отложений в зонах тесного контакта и «совместного» залегания с фундаментом отражает условия образования разуплотненных и дезинтегрированных участков в период обстановки пенеплена и влияния континентальных процессов. Результаты бурения в пределах Аксайской горста-антиклинали указывают на участки широкого и мощного развития карбонатных отложений: Кенлик – Кызылкия, Акшабулак – Нуралы, Арыское – Блиновское. Наиболее характерным является зона поднятий Кенлик – Кызылкия, объединяющая структуры Кенлик Северный, Кызылкия Северный, Карабулак, приуроченная к области одноименных выступов фундамента (центральная часть Аксайской горста-антиклинали).

Довольно контрастное развитие и значительная амплитуда поднятий (80-100 м) с учетом карбонатного состава резервуарной части разреза позволяет рассматривать их в качестве построек и предполагать на ряде аналогичных приподнятых участков в составе горстов-антиклиналей обстановку мелководного осадконакопления. Из карбонатов верхнего палеозоя на данных площадях были получены высокодебитные притоки нефти и газа. В отдельных скважинах интенсивность притоков и дебиты составили порядка 200-300 м³/сут и более.

Основные положения, указывающие на природу залежей УВ в Арыскупском прогибе ЮТОБ, отражают вывод о том, что скопления УВ могли образоваться «in situ», как в домезозойских (фундамент и КПК), так и юрско-меловых отложениях. Юрский рифтовый комплекс заполнения

включает отложения нижней (айбалинская, сазымбайская свита) и средней (дощанская, карагансайская свита) юры, который в связи с погружением на большие глубины (3000-3500 м и ниже) вполне мог иметь самостоятельные очаги генерации УВ.

В последние годы в отложениях айбалинской и сазымбайской свиты нижней юры, дощанской и карагансайской свиты средней юры получены притоки нефти и газа в породах-коллекторах преимущественно глинистого состава (площадях Акшабулак, Майкыз, Тузколь, Бектас и др.). Породы-коллекторы представлены темно-серыми аргиллитоподобными глинами и алевролитами с прослоями битуминозных пород и горючих сланцев [1, 8]. Обнаружение залежей в разрезе центральных наиболее погруженных частей грабенно-синклиналей в отложениях преимущественно глинистого состава позволяет выделить при изучении ЮТОБ относительно новое направление поисковых работ, связанное с прогнозом и обнаружением залежей т.н. «нетрадиционной нефти» (сланцевое направление поисковых работ).

5.1. Обоснование новых перспективных зон и объектов

Залежи УВ в коренных породах и отложениях верхнего палеозоя могли изначально мигрировать снизу и иметь глубинное происхождение. Предположение о преимущественной миграции УВ и «подпитке» доюрской части разреза «снизу» связывается с мощными глубинными разломами, которые могли являться каналами и подводящими путями для перемещения УВ вверх по разрезу. В данном случае время накопления нефти и газа и образование залежей в ловушках соответствует циклам активизации подвижек блоков фундамента и проявления рифтогенеза. Объекты в палеозое характеризуются разнообразием строения и располагают, как видно, огромным потенциалом для реализации широких комплексных научных исследований.

Вместе с этим области значительного накопления юрских отложений в приосевых участках внутри грабенно-синклиналей и крупных прогибов имели одновременно ослабленные зоны по вертикали и «подводящие» каналы, которые обеспечивали независимо от каналов миграции, связанных с разломами, отдельный подток и подъем УВ вверх по разрезу.

По результатам проведенных геохимических исследований проб нефти автором получены данные, позволяющие судить об объективном проявлении элементов углеводородных систем, в т.ч.: вероятные пути и каналы миграции, области генерации и аккумуляции, предпочтительные стратиграфические уровни накопления и локализации залежей УВ (рисунок 5.1).

Автором охарактеризованы достаточно детально элементы и характер проявления нефтегазоносных систем. С учетом достаточно широкого диапазона резервуарной части разреза Арыскупского прогиба весьма актуальным является вопрос о первичности или вторичности залежей УВ в тех или иных комплексах пород.

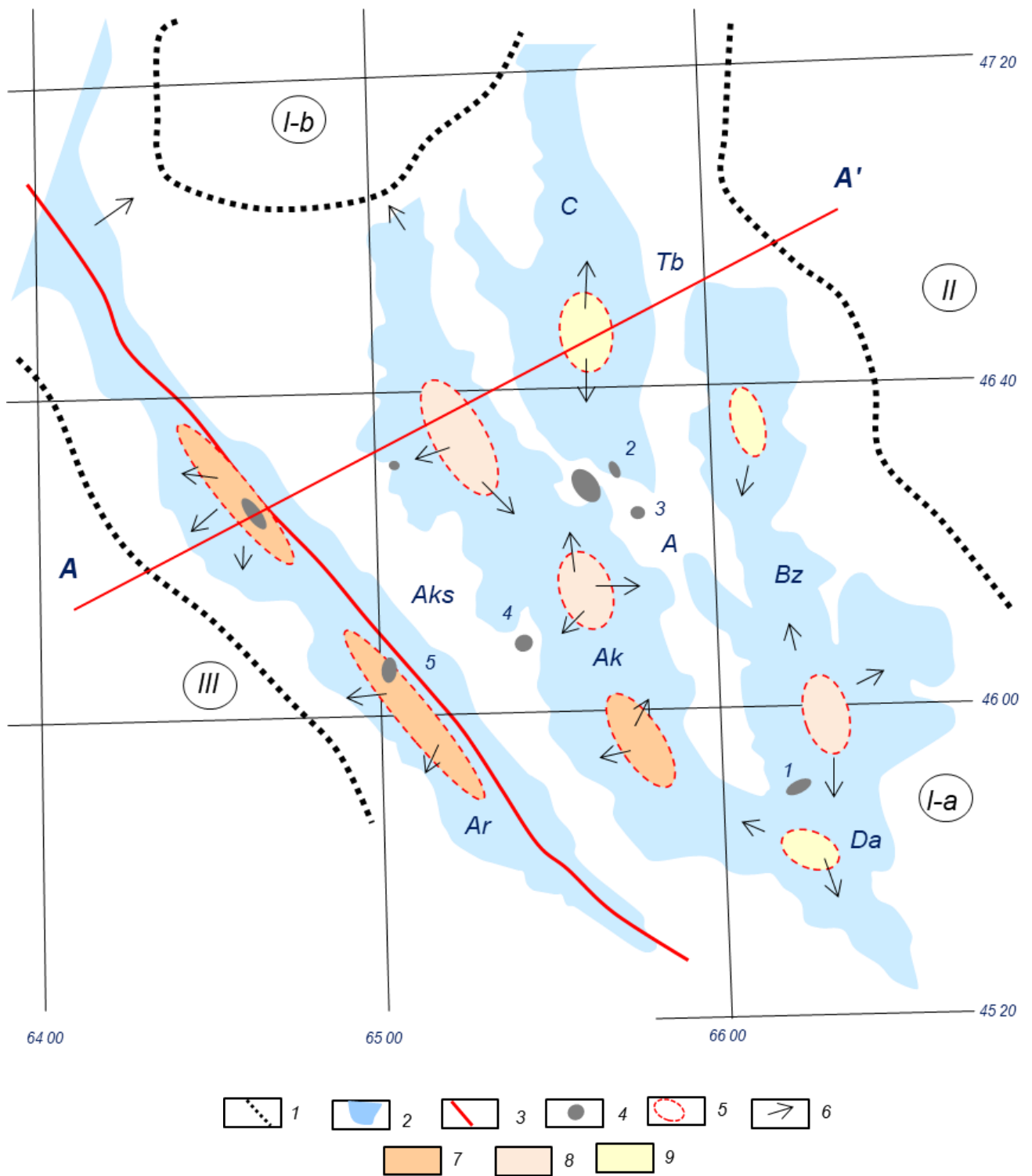


Рисунок 5.1 –Схема перспектив нефтегазоносности и формирования залежей УВ в мезозойском комплексе рифтового заполнения

1 – границы Южно-Торгайского бассейна, 2 – зоны глубоких прогибов с юрским рифтогенным осадочным заполнением (грабены-синклинали: Ar – Арыскумская, Ak – Акшабулакская, C – Сарыланская, Bz – Бозингенская, Da – Даутская), 3 – Главный Каратауский разлом, 4 – месторождения и точки отбора проб УВ (1 – Арыское, 2 – Кумколь Вост., 3 – КумкольЮж., 4 – Аксай, 5 – Коньс), 5 – участки максимального погружения и расположения глубинных «нефтеподводящих» каналов, 6 – направление

(ориентиры) сублатеральной миграции и заполнения ловушек; (7-9) – перспективные по категории области (7 – I кат., 8 – II кат., 9 – III кат.).

Тектонические элементы нижнего порядка: I-a – Арыскупский прогиб, I-b – Мынбулакская седловина, II – хребет Улытау, III – Нижнесырдарьинский свод. Горсты-антиклинали: Aks – Аксайская, A – Ащисайская, Tb – Табакбулакская

Наиболее распространенная точка зрения, по мнению автора, сводится к следующему. Условием заполнения ловушек является наличие разуплотненной трещиноватой среды. Подвижные УВ мигрируют вверх по ослабленным зонам, заполняют ловушки, при этом возраст нефтевещающих толщ не имеет существенного значения. Важен контакт в виде пористой разреженной среды на границе между отложениями различного возраста. Пример тому выступы коренных пород с залежами в образованиях коры выветривания, перекрытые отложениями арыскупского горизонта нижнего неокома [6, 29]. В итоге не ясно каким образом сформированы залежи в разновозрастных толщах. Однако, расположение примерно на одном гипсометрическом уровне позволяет считать возможным переток УВ как в одну, так и в обратную «сторону» (пример палеозойских залежей в разрезе зоны структур Кенлик – Кызылкия – Кызылкия Северный).

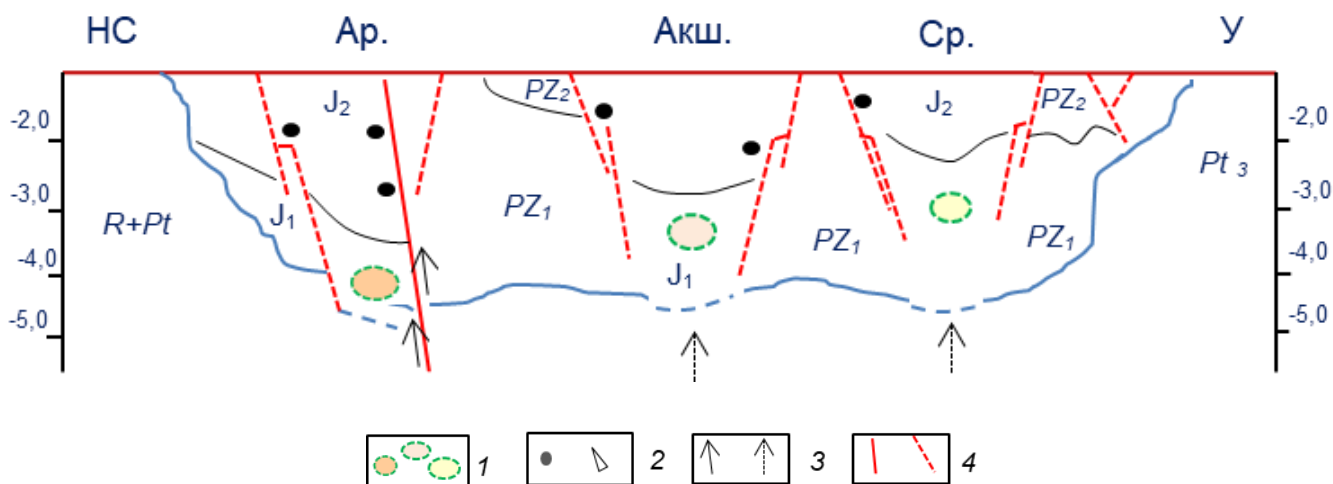


Рисунок 5.2 – Палеотектонический схема-профиль по линии А-А' на начало позднеюрской эпохи (IV отражающий горизонт; кДОВля карагансайской свиты J₂kr)

1 – очаги генерации УВ различной интенсивности в погруженных зонах грабенов-синклиналей, 2 – ориентиры углеводородной миграции в юрских отложениях, 3 – направления потоков УВ вдоль регионального разлома и нефтеподводящих каналов, 4 – региональные и второстепенные разломы

На рисунке 5.3. представлена обобщённая геолого-геохимическая модель нефтегазоносной системы Арыскупского грабена, отражающая условия и области генерации, миграции и аккумуляции УВ. В нижней части разреза показан кристаллический фундамент, на поверхности которого развита кора

выветривания фундамента, рассматриваемая как область потенциальной породы-коллектора.

Глубинные разломы определяют значительное влияние на формирование зон аккумуляции углеводородов. Вдоль отдельных групп разломов, предположительно, осуществляется глубинная миграция УВ из ниже лежащих зон и генерационных очагов.

В средней части разреза локализованы генерационные зоны, приуроченные к нефтегазоматеринским толщам, обогащенным ОВ. В пределах этих зон происходит образование нефти и газа, после чего УВ мигрируют вверх по системе подводящих каналов, разломов и проницаемых пластов. Показана как вертикальная, так и сублатеральная миграция УВ в пределах осадочного чехла. В пределах ловушек показаны зоны аккумуляции газа и нефти в коллекторах различного литологического состава. Верхняя часть разреза отражает строение Арыкумского грабена в интервале нижнего неокома. В целом рисунок иллюстрирует многоуровневую и многофакторную модель нефтегазонакопления, в которой ключевая роль принадлежит сочетанию генерационных зон, разломно-блоковой тектоники, миграционных путей и разнообразных типов ловушек, обеспечивающих формирование залежей УВ в пределах Арыкумской грабена-синклинали.

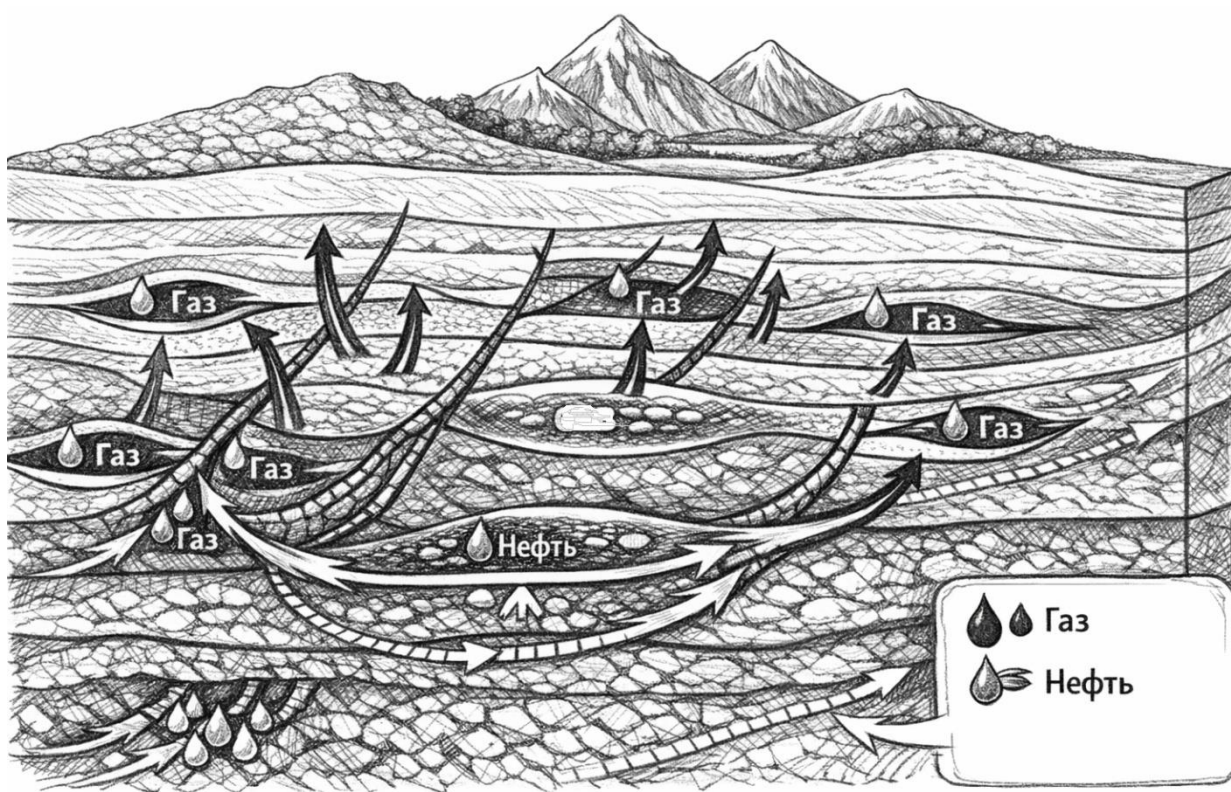


Рисунок 5.3 – Схема глубинной сублатеральной миграции углеводородов (составлено автором с помощью элементов компьютерной графики и программы)

При всем сложном разнообразии глубин залегания перспективных интервалов Арыкумский прогиб продолжает рассматриваться в качестве первоочередной территории ЮТОБ для размещения научных исследований и практических поисково-разведочных работ. В разрезе установлены наиболее мощные генерационные комплексы нижней и средней юры, развитая система глубинных разломов и широкий спектр ловушек (структурный, литологический, разломно-экранированный тип и др.). Высокая плотность выявленных залежей и наличие юрских суперколлекторов позволяют относить данную зону как к территории, достаточно хорошо реализовавшей свой прогнозный потенциал. Несмотря на это структурно-тектонические и литолого-фациальные предпосылки позволяют рассчитывать на возможности его роста и расширения углеводородного потенциала региона.

Объектами первоочередной категории рассматриваются бортовые зоны глубоких грабенов и области сочленения их с прилегающими горстами-антиклиналями. В первую очередь рассматриваются осевые зоны в разрезе акшабулакской и Арыкумской грабена-синклинали, отличающиеся максимальными толщинами отложений и большей степени испытавшие влияние региональных разломов.

Представляющие поисковый интерес локальные объекты (ловушки нефти и газа), преимущественно неструктурного типа прогнозируются на бортах грабенов-синклиналей в зонах литологического замещения и выклинивания, стратиграфического несогласия и тектонического экранирования. Ловушки структурного типа характерны для участков приподнятого залегания отложений КПК и выступов коренных пород.

Выводы по главе 5.

Проведённый анализ геологического строения и развития, тектонической эволюции в разрезе Арыкумского прогиба ЮТОБ позволяет сделать основной вывод о многофакторной и многоуровневой природе формирования залежей углеводородов и ЗНГН в целом. Накопление залежей нефти и газа в разрезе глубоких прогибов обусловлено фактором проявления мезозойского рифтогенеза, который определял пространственно-временные закономерности и структуру осадочного заполнения грабенов-синклиналей, а также развитием локальных объектов в сводовых и присводовых частях горстов-антиклиналей.

Мезозойский рифтогенез в разрезе ЮТОБ имеет «скользящий характер». Амплитуда и глубина рифтогенеза повышается в направлении с севера на юг (по всей полосе ТСТП). Закономерность в постепенном увеличении толщины осадочного заполнения (комплексов) в южном направлении отражает усиление процессов и характера рифтогенеза в данном направлении. Это явилось фактором (причиной) накопления толщ и максимального погружения осадков, а также значительного показателя генерационного потенциала. Наряду с этим, наличие зон приподнятого

залегания и выступов фундамента обеспечивало условия для образования ловушек структурного и неструктурного типа.

Перспективными в нефтегазоносном отношении рассматриваются отложения дорифтового (фундамент – нижний палеозой), рифтового (юра – нижний мел) и платформенного (мел – кайнозой) структурно-формационного комплекса.

Полученные данные свидетельствуют о возможностях обнаружения новых скоплений (залежей) углеводородов, генезис которых определяется влиянием процессов региональной и площадной миграции, высокой степенью зрелости ОВ, широким развитием в разрезе коллекторских пачек, расширением стратиграфического диапазона резервуарной части разреза за счет глинистых отложений нижней и средней юры.

Образование залежей нефти и газа протекало в условиях генерации *insitu* в глубоко погруженных домезозойских и юрских комплексах. Выявленные притоки нефти и газа в преимущественно глинистых коллекторах ниже- и среднеюрских отложений указывают на существенный потенциал центральных зон грабенов-синклиналей и подтверждают перспективность недавно обоснованного сланцевого направления поисково-разведочных работ в пределах Арыкумского прогиба [8, 41].

Результаты данной диссертационной работы расширяют представления о нефтегазоносности ЮТОБ (Арыкумского прогиба), обосновывают перспективы вовлечения в поиски и разведку, освоение новых типов локальных объектов. Данные результаты рекомендуются для использования на практике при прогнозе нефтегазоносности, районировании перспективных площадей и выборе приоритетных направлений дальнейших геологоразведочных работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная диссертационная работа выполнена в НАО «Карагандинский технический университет им. Абылкаса Сагинова» в период 2023-2026 гг. Работа и исследования посвящены решению одного из главных вопросов геологии и нефтегазоносности Арыскупского прогиба – происхождение и формирование скоплений УВ, обоснование углеводородной системы и ее основных элементов. Объект исследований (арыскупский прогиб) является частью весьма специфичного и уникального по своим характеристикам ЮТОБ.

Основой работы является фактический материал, представленный 5 пробами нефти со скважин площадей Арысское, Аксай, Кумколь Южный, Кумколь Восточный, Коныс, которые были отобраны и проанализированы автором для достижения поставленной цели задач данной диссертации.

В процессе лабораторно-исследовательской стадии данной диссертационной работы был осуществлен геохимический анализ проб нефти, отобранных на 5-ти месторождениях. Проведено сравнение их результатов с данными ранее проведенных лабораторных исследований по другим площадям региона. Закономерности развития и формирования углеводородной системы Арыскупского прогиба определены с учетом результатов хромато-масс-спектрометрии и газожидкостной хроматографии.

В данной работе ключевая роль в образовании залежей нефти и газа отведена генерационному потенциалу глубоких юрских горизонтов (J_{1-2}) и существованию основного очага генерации в центральной погруженной части грабенно-синклиналей. Кроме этого, ниже грабенно-синклиналей прогнозируются т.н. УВ-ые «окна» в разрезе доюрских отложений. Соответственно, выполнен анализ и симуляция главных элементов углеводородной системы. В результате расширен в значительной мере стратиграфический диапазон вероятной нефтегазоносности и, уточнена общая модель нефтегазоносности региона.

По результатам исследований отмечается первостепенная роль вертикальной и площадной миграция УВ в образовании залежей нефти и газа, обосновываются причины высокой плотности УВ на единицу площади в масштабе ЮТОБ и выраженного многоярусного характера нефтегазоносности. Автором приводятся главные выводы, направленные на проведение дальнейших поисковых работ и расширение резервуарной части разреза рассматриваемого региона.

1) Более рациональное и углубленное изучение глубоких интервалов разреза (фундамент и палеозойская толща) по данным ГИС для выделения и диагностики дополнительных перспективных объектов к опробованию. Практика поисковых работ свидетельствует о возможностях уверенного выделения потенциальных нефтегазоносных интервалов.

2) Углеводородная система рассматриваемого региона предполагает существование залежей с разнообразными показателями фазового состава. В регионе имеются примеры месторождений с уникальными показателями в составе продуктивной части разреза. Так, залежи площадей Аксай и Ащисай

содержатся, исключительно, в газовой и нефтяной фазе. Залежь месторождения Ащисай дополнительно практически не содержит в нефти растворенный газ.

2.1. Характерным для резервуарной части разреза региона является широкое развитие в юрско-меловой толще пород-суперколлекторов (по данным площадей Акшабулак, Кумколь и др.).

2.2. Отдельно рассматриваются некоторые особенности проявления нефтегазоносности доюрской части разреза в составе фундамента и верхнего палеозоя (КПК). Так, в разрезе древних выступов фундамента выделена продуктивность образований верхней выветрелой дезинтегрированной части, представленной «корой выветривания». Одновременно, выступы фундамента сопряжены с участками присутствия отложений верхнего палеозоя (КПК).

3) Широкое разнообразие литолого-фациальных обстановок осадконакопления и стратиграфический диапазон продуктивности, наряду с особенностями нефтегазоносности разреза свидетельствует о довольно широких возможностях для геолого-геофизического и объемного моделирования углеводородных систем.

4) Результаты изучения строения и возможных масштабов нефтегазоносности нижней глубинной части разреза (дорифтовый комплекс), наряду с более изученной верхней юрско-меловой части разреза, указывают на развитие локальных поисковых объектов (ловушек) в сложных геологических условиях залегания. С увеличением глубинности изучения актуальность приобретает детальное изучение ловушек неантиклинального типа. Распространение перспективных объектов связывается с погруженными интервалами юрского разреза (сазымбайская, айболинская, дощанская, карагансайская свита). Данные условия определяют широкое разнообразие форм и морфологии ловушек УВ, связанных генетически с зонами литологического выклинивания, стратиграфического экранирования и замещения. Ловушки УВ формируют структурные «задержки» на моноклиналях и бортах крупных прогибов. В приосевых центральных зонах грабенов-синклиналей прогнозируется широкое развитие пород-коллекторов нетрадиционного типа преимущественно глинистого состава.

5) Следующим этапом оценки потенциала Арыскупского прогиба является объемное моделирование углеводородных систем, учитывающее закономерности распространения основных НГК и пространственно-временную связь между структурно-тектоническим развитием и геодинамической позицией с одной стороны, а также способностями накопления и сохранения НГМП до этапа генерации углеводородов с другой стороны.

5.1. Совершенствование технологии моделирования углеводородных систем на основе геолого-геохимических, термобарических и численных методов позволяет рассчитывать на новые возможности для эффективного прогнозирования и уточнения суммарного ресурсного потенциала ЮТОБ. Данный показатель будет весьма актуален в связи с усиливающейся в настоящее время тенденцией снижения общей добычи в регионе и переход на

позднюю стадию разработки большинства месторождений в юрско-меловом комплексе.

6) Результаты проведенного анализа проб нефти Арыкумского прогиба позволяют считать, что НГМП в отложениях нижней и средней юры характеризуются преимущественно глинистыми отложениями (глины, аргиллиты, глинистые алевролиты и известняки). В соответствии с имеющимся углеводородным потенциалом среди данных отложений можно выделить образования с «бедным», «хорошим» и «богатым» генерационным потенциалом. Концентрация общего органического углерода (ТОС) свидетельствует о вероятном высоком генерационном потенциале нижнеюрских отложений. Показатель $C_{орг}$ в образцах нижнеюрских НГМП достигает значения порядка 75,88, что свидетельствует об их очень высоком генерационном потенциале.

7) Анализ данных пиролитических исследований показал высокие значения $C_{орг}$ в отношении отложений нижней и средней юры (толща заполнения рифтового комплекса). В аргиллитах карагансайской и алевролитах дощанской свиты средней юры содержание $C_{орг}$ изменяется в пределах 1,0-9,5 %. В песчаниках айбалинской и дощанской свиты (нижняя и средняя юра, соответственно) содержание $C_{орг}$ характеризуется равнозначными значениями.

Алевролиты, аргиллиты и песчаники акшабулакской свиты характеризуются наименьшим значением органического углерода. Наиболее высокие показатели $C_{орг}$ характерны для тех же литологических типов отложений дощанской свиты.

8) Юрские отложения в разрезе ЮТОБ характеризуются ОВ преимущественно гумусового и частично гумусово-сапропелевого происхождения (кероген III и II типа). По данным изотопного анализа, нефти юрского и мелового возраста генетически соответствуют ОВ сапропелевого типа (кероген II и I типа). Пестроцветные верхнеюрские и нижнемеловые отложения не могут рассматриваться в качестве нефтепроизводящих свит, поскольку среднее значение содержания в них ОВ находится за нижним порогом значений, принятых для НГМП. Формирование отложений данного возраста и состава проходило за пределами влияния зоны нефтеобразования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

1. Абдулин А.А., Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. Недра. Москва. 1991. 247 с.
2. Абетов А.Е., Муканов Д.Б. Структура гравитационного поля и гравитовозмущающие объекты Южно-Торгайского осадочного бассейна // *Naukovy Visnyk*. № 2 (206). 2025. pp.13-26.
3. Абетов А.Е., Муканов Д.Б. Рифтогенез в домеловой истории геологического развития Южно-Тургайского осадочного бассейна / *Proceedings of the International Satbayev Conference 2023 «Science and technology: From idea to implementation»*. Алматы. 2023. с.41-48.
4. Абетов А., Абетова С. Геодинамика консолидированной коры зоны сочленения Южного Тянь-Шаня и Туранской платформы // *Вестник НУУз. АСТА NUUz Мирзо Улуғбек номидаги Ўзбекистон миллий университети илмий журналы*. Тошкент. 2021. № 2. С.135-144.
5. Абетов А.Е., Ниязова А.Т. Юрский этап в истории геологического развития Северо-Устюртского региона // *Вестник КазНИТУ им. К.И. Сатпаева*. Алматы. 2020. № 4 (140). С.33-41.
6. Абетов А.Е. Исагалиева А.К. Анализ керн и ГИС по скважинам месторождений Южно-Торгайской впадины / *Труды Сатпаевских Чтений. Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК. Том 1*. 2019. С.574-578.
7. Абетов А.Е., Абетова С.А. Динамическая интерпретация сейсмофаций в современном программном обеспечении / *Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Сборник материалов II научной конференции. Пермский ГНИУ*. 2019. С.100-110.
8. Акчулаков У.А., Жолтаев Г.Ж., Исказиев К.О., Коврижных П.Н., Куандыков Б.М., Огай Е.К. Научное обоснование углеводородного потенциала Республики Казахстан. Карта перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Казахстана. Алматы. 2015.
9. Акчулаков У.А. Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации. Ред. Б.М. Куандыков, О.С. Турков и др. / *Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. ОО КОНГ*. Алматы. 2015. С.21-29.
10. Акчулаков У.А., Бигараев А.Б., Абдазимов У.А. Арыскупский трансконтинентальный рифтовый пояс и его нефтегазоносность / *Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. ОО КОНГ*. Алматы. 2015. С.369-374.
11. Акчулаков У.А., Жылкайдаров С.Е., Жолтаев Г.Ж. и др. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов углеводородного сырья Республики Казахстан. Кокшетау. 2002.

12. Акчулаков У.А., Бигараев А.Б. О перспективах Южно-Торгайского бассейна // Нефть и газ. Алматы. 2014. № 1.

13. Агамбаев Б.С., Нугманов Б.Т., Каримов С.Г., Ажгалиев Д.К. Перспективы расширения минерально-сырьевой базы нефти и газа в Южном Казахстане // PETROLEUM. Аналитический журнал. Алматы. 2004. № 6. С.32-40.

14. Айдарбеков К.Д. История открытия и освоения месторождения Кумколь // Нефть и газ. 2020. № 3-4. с.117-118.

15. Ажгалиев Д.К., Ажгалиев Т.Д. Геологическое обоснование для моделирования углеводородных систем на примере Южно-Торгайского осадочного бассейна // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2024. № 4. С. 59-74.

16. Ажгалиев Д.К., Амангельдиева Г.Б., Демеуова А.Б. Структурно-формационные комплексы и особенности формирования Южно-Торгайского бассейна // Нефтяное хозяйство. Москва. 2024. № 6. С.25-30.

17. Ажгалиев Д. К., Зайдемова Ж.К., Амангельдиева Г. Б., Демеуова А. Б. Формирование рифтовых комплексов отложений и особенности нефтегазоносности Южно-Торгайского бассейна // Нефть и газ. 2023. № 4 (136). С.43-57.

18. Андиева Т.А., Андреева Н.А., Белонин М.Д. и др. Зоны нефтегазонакопления окраины континентов / Геоинформцентр. Москва. 2002. 432 с.

19. Бигараев А.Б., Филиппьев Г.П. Особенности геологического строения и закономерности размещения залежей углеводородов в Арыскупском прогибе Южно-Торгайской впадины // Нефть и газ. 2009. № 2. С.50-56.

20. Бигараев А.Б., Ажгалиев Д.К. Новые нетрадиционные объекты и направления поисковых работ в Южно-Торгайском бассейне // Геология и охрана недр. 2023. № 3 (88). С.54-64.

21. Бигараев А.Б., Филиппьев Г.П., Абдуллаев И.Ш. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточной части Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины // Геология и охрана недр. 2005. № 3. С.54-58.

22. Беспаяев Х.А., Любецкий В.Н. Направление исследований геодинамики структур Казахстана в палеозое // Геология Казахстан. 2000. № 5-6. С.4-15.

23. Бегимбетов О.Б., Кенесары А.Ж., Колдей М., Даулетов А.Б., Урекешев Н.С., Шарипов Ж.К. Перспективы поиска залежей углеводородов в палеозойском комплексе Южно-Торгайского бассейна. // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Том 4. № 3.

24. Болат Е. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа в Южно-Торгайском бассейне / диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук.

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе. Москва. 2020.

25. Бисенгалиев Д.Л., Темирхасов А.М. Структура и перспективы развития меловых отложений западной части Южно-Тургайской впадины по новым сейсмическим данным // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. 2015. № 4 (412).

26. Бувалкин А.К., Котова Л.И. Геология, угленосность и нефтегазоносность нижнемезозойских отложений Торгайского прогиба. Алматы. 2001. 278 с.

27. Вассоевич Н.Б. Теория осадочного миграционного происхождения нефти // Известия АН СССР серия геология. 1967. № 11. с.135-156.

28. Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А. и др. Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». Алматы. 2016. 402 с.

29. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Сапожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т.11.№ 4. . С.2-46.

30. Васильев В. В. Методы оценки качества нефтегазоматеринских пород / УГТУ. Учебное пособие. Ухта. 2012. 29 с.

31. Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа // Геология нефти и газа. 2007. №2. С.41-48.

32. Голышев С.И., Падалко Н.Л., Мадешева Р.К., Оздоев С.М., Портнов В.С., Исаев В.И. Изотопный состав нефти Арыкумской впадины (Южный Казахстан) // Вестник Томского политехнического университета. Разработка геоактивов. 2020. 331(3). с.80-89. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2533>.

33. Даукеев С.Ж., Ужкенов Б.С., Абдулин А.А., Воцалевский Э.С. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана // Нефть и газ. Т. III. Алматы: РГП «Информационно-аналитический центр геологии и минеральных ресурсов РК». 2002. 248 с.

34. Давыдов Н.Г. Большая нефть Тургая // PETROLEUM. Алматы. 2003. № 6. С.27-32.

35. Даукеев С. Ж., Воцалевский Э.С., Пилифосов В. М. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана// Нефть и газ. Алматы. 2002. Том 3.

36. Демеева А.Б., Успенский Б.В., Мадешева Р.К., Амангельдиева Г.Б. Перспективы нефтегазоносности Арыкумского прогиба Южно-Тургайского осадочного бассейна // Mining Journal of Kazakhstan. 2024. № 1. С.50-55

37. Жолтаев Г.Ж. Теоретические основы оценки перспектив нефтегазоносности палеозойских осадочных бассейнов Казахстана // Известия

Национальной Академии наук РК. Серия геологии и технических наук. 2018. № 2. С.185-192.

38. Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Рифтогенез и нефтегазоносность Тургайского прогиба/ Тезисы докладов Международной конференции «Рифтогенез и нефтегазоносность». Чернигов. 1990.

39. Жолтаев Г.Ж. Геодинамические основы нефтегазогеологического районирования юга Евразии / Геологическая наука и индустриальное развитие Республики Казахстан: материалы конференции к 70-летию Института геологических наук им. К.И. Сатпаева. Алматы. 2010. С.242-248.

40. Жолтаев. Г.Ж. и др. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Южно-Тургайского бассейна. Алматы. 2004.

41. Жолтаев Г.Ж. Теоретические основы оценки перспектив нефтегазоносности палеозойских осадочных бассейнов Казахстана // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. 2018. № 428. С. 185-192.

42. Жолтаев Г.Ж., Налибаев М.И. Девонские рифы Северного Торгая – высокоперспективные объекты для поисков новых месторождений нефти и газа // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. Алматы. 2017. № 2. С.5-11.

43. Жолтаев Г.Ж., Налибаев М.И. Геодинамическая эволюция Северо-Тургайского бассейна и перспективы его нефтегазоносности // Нефть и газ. 2025 № 1 (146). С.6-16.

44. Исказиев К.О., Ажгалиев Д.К. Перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойского комплекса Южно-Тургайской впадины // Нефть и газ. 2009. № 6. С.22-33.

45. Карабалин У.С., Исказиев К.О., Ажгалиев Д.К. Комплексное исследование осадочных бассейнов как основа эффективного прогноза нефтегазового потенциала новых территорий // PETROLEUM. 2013. № 6(84). С.22-28.

46. Карабалин У.С. Ресурсный потенциал недр Казахстана: состояние, проблемы, инновационный вектор развития и реальные перспективы // Нефть и газ. Алматы. 2015. № 3. С.15-24.

47. Кайшыбай А.А. Геодинамическая модель и нефтегазоносность Аксайской горст- антиклинали. Магист. дис. Алматы. 2020. 63 с.

48. Каукенова А.С. Перспективы нефтегазоносности в Южно-Тургайском бассейне // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. Москва. МГРИ. 2020. № 3.

49. Конторович А.Е. Геохимические методы количественного прогнозирования нефтегазоносности. Россия. Москва, Недра. 1976.

50. Кобзарев Ю.Г. Новые данные о строении палеозойского этажа Арыскупского прогиба Южно-Тургайской впадины // Геология Казахстана. Алматы. 1997. № 1. С.74-78.

51. Крюков В.К., Мурсалимов С.Д., Рабкин Ф.С., Филиппев Г.П. Нефтегазопроизводящие комплексы мезозойских отложений Южно-Торгайского НГБ // Геология нефти и газа. 1987. № 4. с.43-48.
52. Кожевников Е.Е. Геология и геохимия нефти и газа.// Пермский государственный национальный исследовательский университет. Электронные данные. Пермь, 2020. 90 с.
53. Куандыков Б.М., Нажметдинов А.Ш., Сапожников Р.Б. Строение глубоководных отложений Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины по сейсмостратиграфическим данным // Геология нефти и газа. Москва. 1992. № 12. С.22-27.
54. Куандыков Б.М. Камалов С.М. Основные задачи геологоразведочных работ на нефть и газ в Казахстане // Известия АН РК. Серия геологическая. 1992. № 4.
55. Куандыков Б.М., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А. Палеозойские отложения Южно-Тургайской впадины: стратиграфический диапазон и условия формирования в связи с нефтегазоносностью / Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Алматы. 2015. С.375-383.
56. Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва. 2001. № 8. С.24-28.
57. Корчагин В.И., Карпов В.И., Пузанова И.В. Геологическое строение и нефтегазоносность Торгайской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. Москва. 1996. № 5. С.38-46.
58. Мадешева Р.К. Исследование геодинамической ситуации осадконакопления и формирования нефтегазоносности доюрского комплекса Арыскупского прогиба. Диссертация на соискание док.PhD. Карагандинский технический университет. Караганда. 2020. 99с.
59. Мадешева Р.К., Оздоев С.М., Демеуова А.Б., Амангельдиева Г.Б., Сейтхазиев Е.Ш. Термическая зрелость органического вещества и тип керогена мезозойских отложений Арыскупской впадины // Комплексное использование минерального сырья. Алматы. 2023. № 330 (3). С.61-67.
60. Мадешева Р.К., Серебренникова О.В., Исаев В.И., Портнов В.С., Оздоев С.М. Состав биомаркеров и происхождение нефтей Арыскупского прогиба // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Томск. 2020. Т. 331. № 7. С.116-130.
61. Мадешева Р.К., Портнов В.С. О нефтегазоносности Арыскупского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна // Нефть и газ. Алматы. 2022. № 5 (131). С.65-76.
62. Матлошинский Н.Г., Адилбеков К.А. Углеводородные системы – основа стратегии успешных поисков месторождений нефти и газа (на примере Прикаспийской впадины) // Нефть и газ. Алматы. 2019. № 4 (112). С.32-46.

63. Надиров Н.К. Нефть и газ Казахстана. Гылым. Алматы. 1995. Часть 1 (319 с.) и 2 (397 с.).

64. Надиров Н.К. Кызылорда – южный центр нефтегазового комплекса Казахстана. Алматы. 1999. 283 с.

65. Нажметдинов А.Ш. Перспективы нефтегазоносности северной части Тургайской синеклизы // Геология нефти и газа. 1992. № 3. С.11-14.

66. Нуралиев Б.Б. Основа определения стратегии нефтепоисковых работ – разломная тектоника // Нефть и газ. 2008. № 8. С.42-54.

67. Нукунов М. К., Болат Е. Строение и перспективы нефтегазоносности Нижнесырдарьинского свода в зоне сочленения с Южно-Тургайским бассейном // Известия Национальной академии наук РК. Серия геологии и технических наук. 2015. № 4.

68. Оздоев С.М., Мадешева Р.К., Сейлханов Т.М., Портнов В.С., Исаев В.И. О нефтегазоносности коры выветривания складчатого фундамента Арыскупского прогиба Южно-Тургайского бассейна // Нефть и газ. 2020. № 1 (115). С.17-32.

69. Оздоев С.М., Мадешева Р.К., Серебрянникова О.В., Портнов В.С., Исаев В.И. Состав биомаркеров и происхождение нефтей Арыскупского прогиба (Южный Казахстан) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 331. № 7. С.116-130.

~~36. Послание Президента Республики Казахстан Касым-Жомарта Токаева «Справедливый Казахстан: закон и порядок, экономический рост, общественный оптимизм». Астана. 02.09.2024 г.~~

70. Оздоев С.М., Парагульгов Х.Х., Парагульгов Т.Х. и др. Закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Южно-Тургайского бассейна // Науки о Земле в Казахстане. Алматы: ОО «Казахстанское геологическое общество КазГЕО». 2016. 498 с.

71. Парагульгов Г.Х., Парагульгов Х.Х., Фазылов Е.М., Шаболина Л.В. Тургайско-Сырдарьинский регион – эволюция глубинного строения и проблемы минерагении // Известия НАН РК. № 2. 2013. С.8-18.

72. Парагульгов Т.Х. Мезозойский рифтогенез и нефтегазоносность Тургайского прогиба / дис. ... канд. геол.-мин. наук. Алматы. 1995. 163 с.

73. Парагульгов Х.Х., Парагульгов Т.Х., Фазылов Е.М., Мусина Э.С. Южно-Тургайский осадочный бассейн – вещественный состав и нефтегазоносность домезозойских образований // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. 2013. № 1. С. 44-54.

74. Парагульгов Х.Т., Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Хабибуллин Р.Р. Литолого-петрографические особенности пород фундамента Южно-Тургайской впадины // Вестник АН Каз. ССР. Алматы. 1991. № 10. С.49-52.

75. Парагульгов Х.Х. и др. Геологические модели осадочных бассейнов Восточного Казахстана и перспективы их нефтегазоносности // Геология и

минерализация Казахстана (доклады к XXXI сессии МГК). Алматы. 2000. С.211-223.

76. Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Парагульгов Т.Х., Филиппев Г.П. Нефтегазоносные комплексы Южно-Тургайской впадины // Вестник АН Каз. ССР. 1990. № 1.

77. Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Парагульгов Т.Х., Филиппев Г.П. Стратиграфическое расчленение нефтегазоносных комплексов Южно-Тургайской впадины // Известия НАН РК Серия геологическая. Алма-Ата. 1992. № 1. С.57-64.

78. Пилифосов В.М., Волож Ю.А., Певзнер Л.А. Сейсмогеологический анализ при изучении осадочных бассейнов // Известия АН РК. Серия геологическая. 1983. № 2.

79. Смабаева Р.К. О некоторых прогнозах нефтегазоносности Жиланшикского прогиба Южно-Тургайского бассейна // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. 2015. № 2. С. 43-48.

80. Сланцевая нефть в Казахстане. Ред. Куандыков Б.М., Бигараев А.Б. Труды ОО «Казахстанское общество нефтяников-геологов». ТОО «Саутс Ойл». Шымкент. Вып. 10. 2023. 217 с.

81. Таскинбаев К.М., Обрядчиков О.С., Воронов Г.В. и др. Неантиклинальные ловушки нефти и газа в Республике Казахстан. Монография. Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева. Алматы. 2020. 272 с.

82. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Развитие представлений о формировании месторождений нефти (с позиции их глубинного происхождения) // Геология нефти и газа. Москва. 2005. № 2. С.51-54.

83. Турков О.С. К вопросу глубинной нефти Южно-Тургайского бассейна // Нефть и газ. Алматы. 2020. № 5 (119). С.70-83.

84. Филиппев Г.П., Цирельсон Б.С. и др. О соотношении структурных планов триас-юрских и мел-кайназойских отложений Арыскупской зоны Южного Тургай в связи с нефтегазоносностью // Известия АН Каз. ССР. Серия геологическая. 1986. № 4.

85. Хант Дж. М. Генерация и миграция нефти и газа. Москва: Мир. 1990.

86. Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х. и др. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Южно-Тургайского бассейна. Алматы. 2004. 159 с.

87. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных и газовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. РИНЦ. 2002. № 3. С.16-23.

88. Шестаков А.Г., Абетов А.Е. Палеотектонические реконструкции по данным сейсморазведки МОГТ-3D на примере Южно-Тургайского прогиба // Нефть и газ. 2025. № 1 (145). С.59-79.

89. Demeuova A., Amangeldiyeva G., Madisheva R., Seitkhaziyev Y., Azhgaliev D., Latipova A., Akhmetov D., Imanbayeva S. Hydrocarbon Generation Potential of Mezozoic Petroleum System in Nuraly Deposit (South Torgay Basin, Kazakhstan). *Iraqi Geological Journal*. 2025. 58(2A). 153-164.
90. Madisheva, R.K., Portnov, V.S., Amangeldiyeva, G.B., Demeuova, A.B., Seitkhaziyev, Y.Sh., Azhgaliev, D.K., 2024a. Geochemical prerequisites for the formation of oil and gas accumulation zones in the South Turgay basin. Kazakhstan. *Acta Geochim.* 43. 520-534.
91. Demeuova, A.B., Uspensky, B.V., Madisheva, R.K., Amangeldiyeva, G.B., 2024. Prospects of oil and gas potential of the Arysium trough of the South Torgay sedimentary basin. *Mining Journal of Kazakhstan*. 1. 50-55.
92. Abetov A.E., Mukanov D.B. History of the geological evolution of the South Turgay basin in the Pre-Cretaceous-NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES ISSN 2224–5278 Volume 4. Number 460 (2023), pp. 6–23 <https://doi.org/10.32014/2023.2518-170X.315>.
93. Peters K.E., Moldowan J.M. *The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall: New Jersey, USA. 1993.
94. Peters K. E. (1986) Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG* 70(3): 318–329. DOI:10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D
95. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005) *The Biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*. 2nd ed., Cambridge University Press: Cambridge, New York, Melborn. DOI:10.1017/S0016756806212056
96. Tissot Bernard P., Dietrich H. Welte. (1984) *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg: Germany. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>
97. Tissot B. P., Durand B., Espitalie J., Combaz A. (1974) Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. *Open Journal of Yangtze Oil and Gas* 58(3):499-506. <https://doi.org/10.1306/83D91425-16C7-11D7-8645000102C1865D>
98. Bocai Li, Youjun Tang, Zhonghong Chen, Yifeng Wang, Daxiang He, Kai Yan, Lin Chen. The Geochemical Characteristics of Source Rock and Oil in the Fukang Sag, Junggar Basin // NW China. *Minerals. Beijing*. 2023. № 13(3). Pp.432.
99. Yin W., Fan Z., Zheng J., Yin J., Zhang M., Sheng X., Guo J., Li Q., Lin Ya. Characteristics of strike-slip inversion structures of the Karatau fault and their petroleum geological significance in the South Turgay Basin, Kazakhstan. *Pet. Sci*, 2012 - 9(4): 444–454. <https://doi.org/10.1007/s12182-012-0228-3>.
100. Seitkaziev Y.Sh., Uteev R.N., Mustafayev M.K., Liu Sh., Sarsenbekov N.D., Dosmukhambetov A.K. Application of biomarkers and oil fingerprinting to decipher the genetic affiliation of oil and predict the path of oil migration at the

Nuraly field. Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan. 2021. 2(7): 61-75. <https://doi.org/10.54859/kjogi89490>.

101. Chen, H., et al. *Hydrocarbon Biomarker and Aromatic Fingerprinting for Oil Source Correlation*. *MDPI Applied Sciences*, 2022. 12(3). 1636. doi.org/10.3390/app12031636.

Фондовая литература

102. Ажгалиев Д.К., Жабиков Н. Отчет о результатах доразведки нефтяного месторождения Кумколь Южный за 1997-1998 гг. фонды РЦГИ. 1999.

103. Ажгалиев Д.К., Шарменов А.С., Зорин В.В. Геологический отчет за 2000 г. о результатах разведочных работ по Лицензии МГ № 260D-1 от 12.06.1997 г. на право пользования недрами для разведки УВС на территории вокруг месторождения Кумколь в Кызылординской и Карагандинской области РК. **Фонды РЦГИ. 2000.**

104. Акчулаков У.А., Коврижных П.Н., Урдабаев А.Т. и др. Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан. 2009-2013 гг. Южно-Торгайский бассейн. Астана. Отчет: АО НК «КазМунайГаз», ТОО «Ак-Ай Консалтинг». Фонды РЦГИ. 2013.

105. Ding Ch., Mo A., Hong Yu., Xi J., et al. Комплексное геологическое исследование Южно-Торгайской впадины (блоки 1928, Kumkol South, Kuzylkia and Aryskum). ПККР. Март. 2012.



Республика Казахстан, 120018
г. Кызылорда, ул. Мустафы Шокая 305
тел.: +7 (727) 311 56 44, (46)
e-mail: kyzylorda.refinery@gmail.com

Исх. № 56
от 27.12.2025

АКТ

внедрения результатов научно-исследовательской работы

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационного исследования Демеуовой А.Б. на тему «Геологические и геохимические условия формирования зон генерации и нефтегазонакопления углеводородов Арыскупского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна», выполненного в Каргандинском техническом университете имени Абылкаса Сагинова, являются актуальными и представляют практический интерес для нефтеперерабатывающего завода. Полученные в ходе исследования данные могут быть использованы при оценке качества сырой нефти, что является необходимым условием для обеспечения стабильного выпуска нефтепродуктов требуемого качества на установках переработки нефти.

Акт не является основанием для возникновения каких-либо финансовых, материальных либо иных обязательств, а также для предъявления претензий к организации. Организация не несет ответственности, в том числе финансовой, за внедрение, использование и результаты применения указанных научных разработок в производственной деятельности.

От предприятия:
Исполнительный директор



Ибраев С.Р.

От КарТУ:
Научный консультант, доктор PhD
Докторант

Мадишева Р.К.
Демеуова А.Б.

Ответственный исполнитель: Сейіл. Ғ.
Служебный телефон: 87778796728



ТОРҒАЙ ПЕТРОЛЕУМ
ТУРГАЙ ПЕТРОЛЕУМ
TURGAI PETROLEUM

акционерлік қоғамы
акционерное общество
joint-stock company

Қазақстан, 120008, Қызылорда қаласы
Ш. Есенов көшесі, 1А, тел.: (7242) 278936
278141, 261226.
Email: kumkol@turgai.kz

Қазақстан, 120008, город Кызылорда
ул. Ш. Есенова, 1а, тел.: (7242) 278936
278141, 261226.
E-mail: kumkol@turgai.kz

1a Sh. Yesenova str., Kyzylorda, 120008,
Kazakhstan, tel.: (7242) 278936
278141, 261226.
Email: kumkol@turgai.kz

Исх. 83 от «20» 01. 2016

Акт

внедрения результатов диссертационной работы в производство

Результаты диссертационной работы Демеуовой Акмарал Бахитбековны на тему «Геологические и геохимические исследования зон генерации и нефтегазонакопления в Арыскупском прогибе Южно-Тургайского осадочного бассейна» представляют практический интерес для компании АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ», поскольку поиск, разведка и освоение новых нефтяных залежей являются одной из основных задач производственной деятельности.

Настоящий акт носит информационно-подтверждающий характер и не является основанием для возникновения каких-либо финансовых, материальных либо иных обязательств, а также для предъявления претензий к организации.

От производства:

Главный геолог АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»  Есназаров О. С.



От КарТУ:

Научный консультант, доктор PhD

Маусымбаева А.Д.

Докторант



Демеуова А.Б.

Исп. Баусов Т. А.

Тел. 8 (7242) 262692

"СНПС-АЙ ДАН МУНАЙ"
АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"СНПС-АЙ ДАН МУНАЙ"

☎ Тел: 8 (7242) 20-03-94, 20-03-99, 20-04-21
факс: 8 (7242) 20-04-37

Республика Казахстан, 120018, г. Кызылорда, пр. Назарбаева, 9
E-mail: aidan.munai@cnpc-adm.kz

Исх. № 91 от « 3 » февраля 2026 года

АКТ

внедрения результатов научно-исследовательской работы

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационного исследования Демеуовой А.Б. на тему «Геологические и геохимические условия формирования зон генерации и нефтегазонакопления углеводородов Арыскупского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна», выполненного в Карагандинском техническом университете имени Абылкаса Сагинова, являются актуальными и представляют практический интерес для нефтяной отрасли. Полученные в ходе исследования данные могут быть использованы при решении задач разведки и добычи нефти, включая прогнозирование нефтегазоносности.

Настоящий акт не является основанием для возникновения каких-либо финансовых, материальных либо иных обязательств, а также для предъявления претензий к организации.

От предприятия:

Президент
АО СНПС Ай-Дан Мунай» :



От КарТУ:
Научный консультант, доктор PhD
Докторант

У Цинпэн

Мадешева Р.К.
Демеуова А.Б.

ИЛЛЮСТРАТИВНЫЙ МАТЕРИАЛ

<i>№</i>	<i>Номер рисунка</i>	<i>Наименование рисунка</i>
1	Рисунок 1.1	Плитотектоническая модель Тургайской депрессии
2	Рисунок 1.2	Схема размещения осадочных бассейнов Казахстана
3	Рисунок 2.1	Резервуарная часть разреза Арыкумского прогиба
4	Рисунок 2.2	Литолого-стратиграфический разрез Арыкумской грабена-синклинали
5	Рисунок 2.3	Геофизическая характеристика мезозойских отложений Южно-Тургайского бассейна по данным ГИС
6	Рисунок 2.4	Сейсмические модели и характер заполнения отложений дощанской и карагансайской свиты по скважинам площади Арыкум
7	Рисунок 2.5	Схема регионального тектонического строения домезозойских образований ЮТОБ
8	Рисунок 2.6	Геологический разрез Арыкумского прогиба Южно-Тургайского бассейна
9	Рисунок 2.7	Основные этапы формирования и литолого-стратиграфические комплексы Южно-Тургайского бассейна
10	Рисунок 2.8	Характеристика продуктивных горизонтов карагансайской свиты в разрезе площади Арыкум по данным ГИС
11	Рисунок 3.1	Схема основных месторождений нефти и газа Южно-Тургайского бассейна
12	Рисунок 3.2	Геохимический разрез исходных пород образцов кернового материала
13	Рисунок 3.3	График взаимосвязи пристан/фитан и соотношения C35
14	Рисунок 3.4	График зависимости коэффициента стеран C29-гопана C30 и соотношения пристан/фитан
15	Рисунок 3.5	Тригонограмма распределения гопанов
16	Рисунок 3.6	Тригонограмма распределения стеранов
17	Рисунок 3.7	Карта распространенности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе Karavanchy в прогибе Sarylan
18	Рисунок 3.8	Карта распространенности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе 1057W на северном участке и юге прогиба Arysium

19	Рисунок 3.9	Карта распространности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе 1057E-Zhamansu
20	Рисунок 4.1	Расположение точек отбора фактического полевого материала (пробы нефти).
21	Рисунок 4.2	Диаграмма содержания ароматических углеводородов по скважинам месторождения Кумколь
22	Рисунок 4.3	Распределение ароматических углеводородов по пробам району исследований
23	Рисунок 4.4	Элементы углеводородной системы и показатели условия зоны нефтегазонакопления
24	Рисунок 4.5	Временной разрез 8502 XIX. Рифтовая природа грабенов-синклиналей (по данным Проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов РК»; 2009-2013 гг.)
25	Рисунок 4.6	Региональный временной разрез 89 02 10 и принципиальная схема нефтегазоподводящих каналов
26	Рисунок 5.1	Схема перспектив нефтегазоносности и формирования залежей УВ в мезозойском комплексе рифтового заполнения
27	Рисунок 5.2	Схема глубинной сублатеральной миграции углеводородов

ТАБЛИЦЫ

<i>№</i>	<i>Номер таблицы</i>	<i>Наименование таблицы</i>
1	Таблица 2.1	Этапы тектонической эволюции и развития осадочного заполнения Арыскупского прогиба
2	Таблица 2.2	Стратиграфическое расчленение разрезов опорных скважин и аномальные толщины юрского рифтового заполнения
3	Таблица 3.1	Данные по нефтегазоносности палеозойских отложений Южно-Торгайского бассейна
4	Таблица 3.2	Полученные данные геохимических исследований.
5	Таблица 3.3	Средние значения параметра пиролиза пород в прогибе Sarylan.
6	Таблица 3.4	Средние значения параметра пиролиза пород в районе площади Karavanchy.
7	Таблица 3.5	Средние значения параметра пиролиза пород на северном участке Aryskum.
8	Таблица 3.6	Средние значения параметра пиролиза пород в районе 1057W.

- 9 Таблица 3.7 Средние значения параметра пиролиза пород в районе участка 1057E.
- 10 Таблица 3.8 Средние значения параметра пиролиза пород в районе участка Zhamansu.
- 11 Таблица 4.1 Ароматические углеводороды месторождений Арыскумского прогиба
- 12 Таблица 4.2 Содержание органических веществ в разрезе
- 13 Таблица 4.3 Нефтегазоматеринские толщи Арыскумского прогиба
- 14 Таблица 4.4 История генерации УВ в разрезе различных блоков Арыскумского прогиба