

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«КАРАГАНДИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ АБЫЛКАСА САГИНОВА»

УДК 553 982

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	84
5.1	Обоснование новых перспективных зон и объектов.....	85
	Выводы по главе 5.....	89
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	91
	ЛИТЕРАТУРА.....	94
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	103
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	104
	ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	105
	ИЛЛЮСТРАТИВНЫЙ МАТЕРИАЛ.....	106

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
ГФН	- главная фаза 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
НГБ	- нефтегазоносный бассейн
НМП	- нефтематеринская порода
НГК	- нефтегазоносный комплекс
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

Южно-Торгайский осадочный бассейн – регионально выраженная область устойчивого прогибания земной коры и накопления отложений верхнепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста; развитие данного осадочного бассейна обеспечивало образование, накопление и миграцию углеводородов, а также их сохранность на длительные промежутки геологического времени.

Геологическая формация – совокупность горных пород со сходными условиями образования.

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

Углеводородная система – нефтегазогенерирующая природная система, которая характеризуется нефтегазоматеринскими толщами (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 НГМТ 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 нефтегазоматеринской породы (сырой нефти) и степени их биodeградации.

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. 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 Южно-Торгайского осадочного бассейна (далее ЮТОБ), анализ условий генерационных зон и формирования залежей углеводородов (далее – УВ), представляется актуальным и востребованным для развития национальной нефтегазовой отрасли.

Арыскупский прогиб является основной зоной концентрации нефтяных операций по разведке и разработке УВ в составе ЮТОБ и нефтегазоносным регионом на юго-востоке Республики Казахстана. В пределах Арыскупского прогиба в настоящее время открыто более 50 месторождений УВ [1]. В то же время 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 УВ. 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 нефтематеринских пород (далее – НМП), 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 НМП, 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 (направления изучения) вопроса в части геохимических условий формирования зон генерации и нефтегазонакопления 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 НМП 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 нефтегазонакопления, 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 Арыкумском 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 Арыкумского прогиба с учетом новых геолого-геофизических данных;

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

- 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, а также геохимическая модель нефтегазообразования в разрезе Арыкумского прогиба на основе комплексного анализа фактического материала.

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

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 нефтегазоносности 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 грабенов-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 Арыкумского прогиба определили тип органического вещества, степень его катагенетической зрелости и углеводородный потенциал литолого-стратиграфических комплексов. 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 Арыкумского прогиба. Разработанная глубинная гидродинамическая модель строения на базе грабенов-синклиналей подтверждает наличие благоприятных геохимических условий для генерации и аккумуляции углеводородов.

4) В соответствии с геохимическим критерием оценки перспектив нефтегазоносности 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 Арыское (1362-1369 м, горизонт Ю-III). По данным пробам с участием соискателя в период 2023-2024 гг. Проведены пиролитические и биомаркерные исследования, которые позволили определить и уточнить геохимическую характеристику и генерационный потенциал отложений, 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.).

Методология и методы исследования. Основным методом явился анализ и обобщение накопленных геолого-геофизических и геохимических материалов по результатам проведенных в регионе поисково-разведочных работ за период 1990-2025 гг. также, методика исследований включает обобщение и систематизацию данных, уточнение тектонической и структурной модели строения региона, сравнительный анализ геохимических показателей с учетом новых данных по выполненным лабораторным работам. Важным фактором участия соискателя разделом и оценке данных по отобраным последним пробам нефти.

Личный вклад соискателя в достижении цели диссертационной работы заключается в проведенном всестороннем анализе новых данных по выполненным лабораторным исследованиям, подготовке научных статей к их публикации, а также презентационных материалов и проведении результативных рабочих встреч со специалистами компаний-недропользователей.

Для реализации цели задач диссертационной работы и представления технологической основы исследования использованы все главные офисные рабочие программы (WORD, Exell, PowerPoint, AutoCad2019 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.

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 108 страницах машинописного текста. Текстовая часть работы иллюстрирована 31 рисунками и 17 таблицами. Список литературы включает 105 наименований.

1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Регион ЮТОБ является крупной отрицательной структурой первого порядка, площадью более 80 тысяч км², занимает восточную часть Туранской плиты, которая включает Мангышлак, Устюрт-Бозаши, Аральский бассейн и прилегающую с юга часть Ферганской впадины (в составе единой Скифско-Туранской платформы). ЮТОБ в региональном отношении относится к зоне сочленения Уральской складчатой системы, Казахского щита и отрогов Тянь-Шаня (рисунок 1.1) [8].

Площадь ЮТОБ входит в состав юго-восточных бассейнов Казахстана, которые расположены к востоку от Уральской складчатой системы. Наряду с Северо-Торгайским, Сырдарьинским и Шу-Сарысуским бассейном, по мнению некоторых исследователей, ЮТОБ образует вытянутую в субмеридиональной ориентировке систему близко расположенных осадочных бассейнов. Основными тектоническими элементами в составе ЮТОБ являются Арыкумский и Жыланшиковский прогибы, Мынбулакская седловина. С учетом высокой степени изученности и активной разработкой всего имеющегося фонда месторождений Арыкумского прогиба, ЮТОБ является основным нефтегазодобывающим регионом в разрезе всего Юго-Восточного Казахстана (рисунок 1.2) [8,9].

С учетом нынешнего состояния исследований слабой изученностью бурением и сейсморазведкой характеризуется Жиланшиковский прогиб и Мынбулакская седловина. Обращают на себя внимание неизученные в достаточной мере значительные по площади периферийные части Арыкумского прогиба, расположенные за контуром зоны продуктивности и разрабатываемых месторождений.

На современном этапе изучения повышенное внимание уделяется развитию и формированию углеводородной системы в разрезе ЮТОБ. В этой связи уточняется глубинное строение областей с повышенными темпами осадконакопления (грабены-синклинали), дана оценка возможностей прогноза ловушек неструктурного типа [81]. Получены новые данные, указывающие на перспективность отложений глинистого состава в условиях грабенов-синклиналей [80]. Имеются предположения о благоприятной среде накопления юрских отложений глинистого состава, из которых получены притоки нефти и газа (Акшабулакская грабен-синклиналь).

Дальнейшая детализация строения Арыкумского и Жиланшиковского прогиба по результатам сейсмических исследований показывает на достаточно дифференцированный характер их внутреннего строения (в связи с уточнением внутренней структуры горстов-антиклиналей и грабенов-синклиналей). Геолого-геофизическими исследованиями предполагается блоковое строение в контурах данных региональных структур, что следует максимально учитывать при оценке геологического развития и характера осадконакопления на зональном площадном уровне.

1.1 Развитие представлений на геологическое строение региона

В истории геологического изучения Арыскупского прогиба, как и всего ЮТОБ, выделяется несколько этапов: от первых региональных съемок до современных глубоких исследований и открытия крупных месторождений.

Вопросами зучения ЮТОБ в разные годы занимались Даукеев С.Ж., Абдулин А.А., Акчулаков У.А., Альпаев А.А., Бакиров А.А., Бигараев А.Б., Бувалкин А.К., Волож Ю.А., Жолтаев Г.Ж., Жилкайдаров С., Куандыков Б.М., Коробкин В.В., Макажанов К.Х., Мурсалимов С.Д., Мусина Э., Нажметдинов А.Ш., Нигматова С.А., Парагульгов Х.Х., Парагульков Т.Х., Привалов А.А., Рабкин Ф.С., Сеитов Н.С., Сейтказиев Е.Ж., Сапожников Р.Б., Турков О.С., Ужкенов Б.С., Фазылов Е.М., Филипьев Г.П., Абетов А.Е. и др.

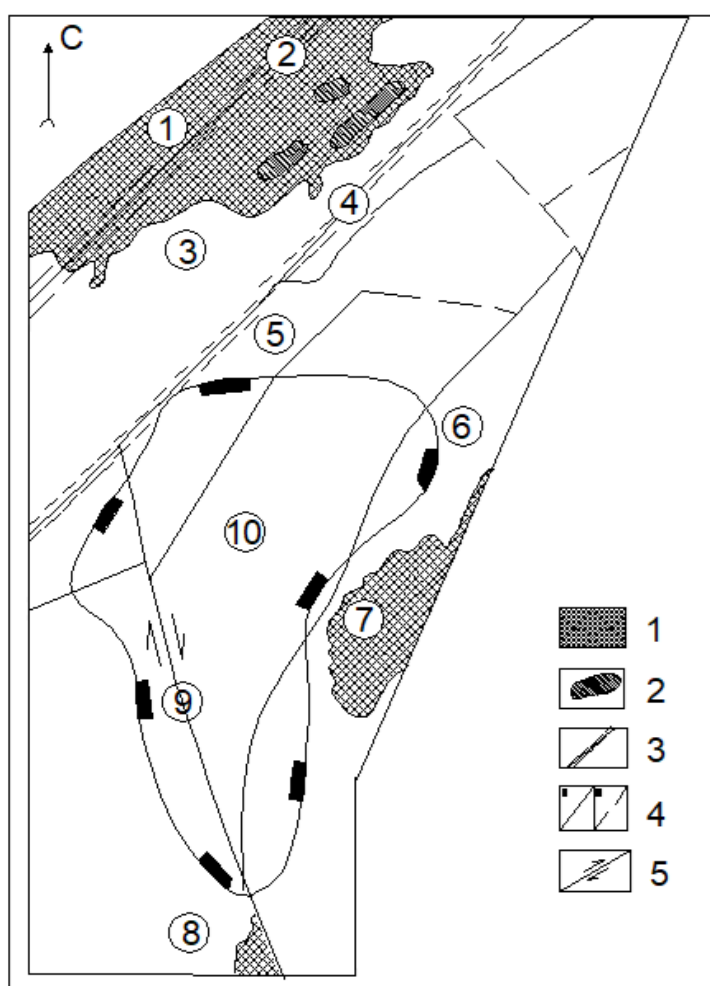


Рисунок 1.1. – Плитотектоническая модель Тургайской депрессии (по данным Корчагина В.И., Карпова В.И., Пузановой И.В., 1996 г.) [57]

1 - обнажения домезозойских 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 синклиний, 7 -

Улутауский антиклинорий, 8 - антиклинорий Большого Каратау, 9 - Каратау-Талассо-Ферганский сдвиг, 10 - Южно-Тургайский рифт

Изучение территории ЮТОБ проводится, начиная с 40-50-ых гг. прошлого века. Наряду с общими геологическими изысканиями также проводились буровые работы [4]. Планомерное региональное геолого-геофизическое изучение территории ЮТОБ проводилось до периода 60-70-ых гг. прошлого века. Проводилось опорное, параметрическое, поисково-разведочное и структурное бурение, гравиметрические и магнитометрические исследования, выполнялись тематические работы.

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 (Арыкумский прогиб) и МОВ (Жиланшикский прогиб), а также выявления триасово-юрских грабеносинклиналей (1968-1972 гг.) к перспективной части разреза отнесены также мезозойские отложения [6, 26, 72].

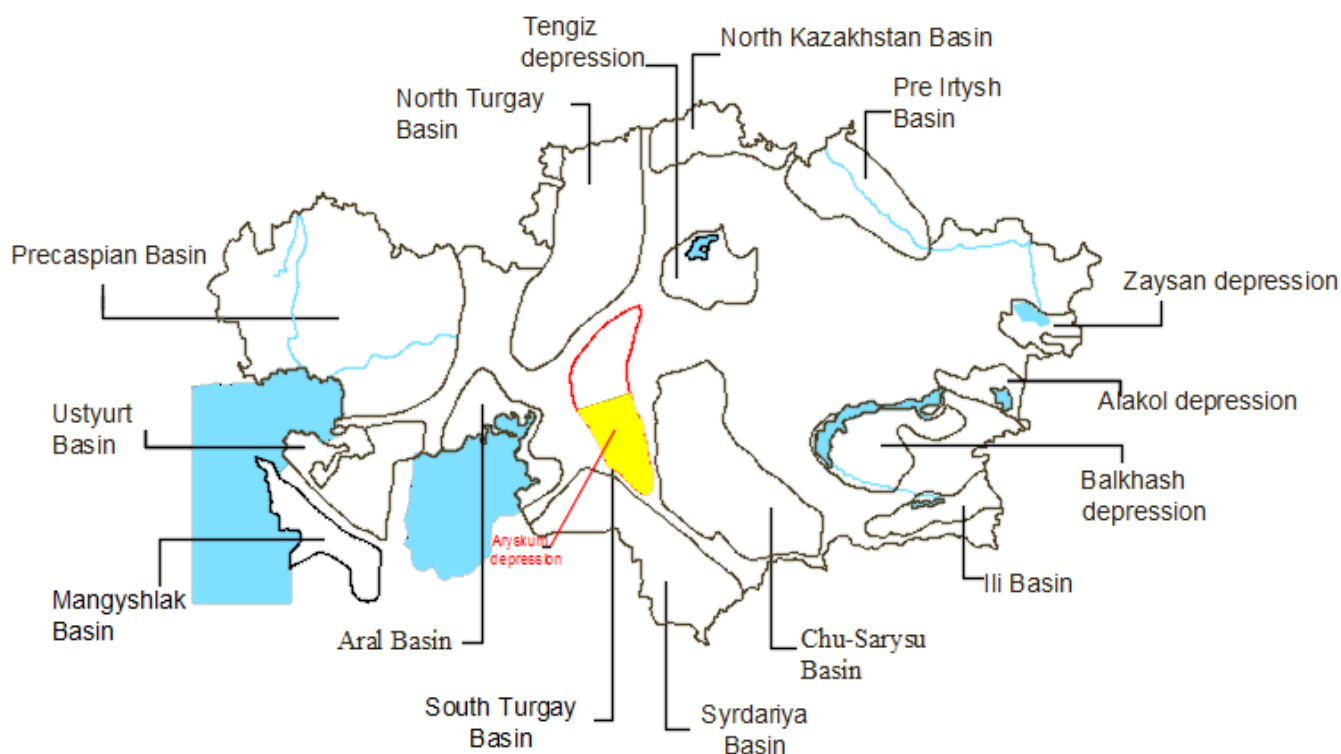


Рисунок 1.2 - Схема размещения осадочных бассейнов Казахстана [34]

Вначале 80-ых гг. Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией по проекту, утвержденному ПГО «Актюбнефтегазгеология» (1982 г.) начато профильное структурное бурение по ранее отработанным профилям КМПВ.

В связи с получением новых данных и благоприятными геологическими прогнозами в разрезе ЮТОБ по заданию МинГеоКаз.ССР Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией ПГО «Казгеофизика» и

Институтом геологических наук АН Каз.ССР разработана Программа региональных геологоразведочных и научно-исследовательских работ на нефть и газ. В данной программе обоснованы основные перспективы нефтегазоносности, связанные с юрско-меловыми отложениями и представляющие основную часть осадочного заполнения грабенно-синклиналей [104].

В 1983 г. для исполнения данной Программы проведено бурение поисковых скважин I-II и 2-II Арыскум, выполнено региональное сейсмопрофилирование МОГТ, продолжено структурное бурение в пределах Арыскумского прогиба. К глубокому поисковому бурению по данным сейсморазведочных работ МОГТ подготовлена крупная структура Кумколь (Турланская геофизическая экспедиция; 1983 г.).

Поисковое и разведочное бурение на площади Кумколь проведены Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией (пос. Тогуз) ПГО «Южказгеология» [2].

В 1984 г. 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 выявлены месторождения Арыскум (1985 г.), Кызылкия (1986 г.), Акшабулак, Нуралы, Доцани Караванчи (1987 г.), Майбулак, Бектаси Аксай (1988 г.), Кенлык (1989 г.), Ащисай и Коныс (1990 г.), Арыское (1993 г.). Обнаружение залежей нефти и газа на месторождении Кумколь имело решающее значение в последующем освоении и увеличении разведанных запасов УВС в разрезе ЮТОБ. В связи с открытием новых месторождений в масштабе Кызылординской области были созданы первые совместные предприятия с иностранным участием как ТОО СП «Казгермунай», «Туран-Петролеум», «Куатамлонмунай», «АйДан-Мунай», «Кумколь-Транс-Сервис», АО «Харрикейн Кумколь Мунай», «Саутс Ойл», «Нефтяная компания «КОР» и др. [4].

Относительно недавнее время в период 1990-1993 гг. последние региональные и площадные сейсморазведочные работы 2Д с охватом основной части территории ЮТОБ проводились усилиями АО «ТГФЭ», ПГО «Казгеофизика», МГФЭ, Трест «Казмунайгеофизика», АГФЭ, ГХК «Геофизика». Начиная со второй половины 90-ых гг. и принятия законодательства о лицензировании контрактных участков (блоков), рядом недропользователей проводились сейсмические исследования 2Д-МОГТ в более нацеленном на контрактные территории варианте. Так, в 1998-1999 г. в центральных районах Арыскумского прогиба сейсмические исследования проведены ОАО «Геотекс», ТОО «Центрально-Азиатская Нефть». В 2002 г. работы проведены ОАО «Нефтяная компания «Лукойл».

С получением права недропользования в период 1998-2004 гг. многими операторами форсировано проведение объемной сейсморазведки 3Д-МОГТ, с учетом прямого интереса в детальном изучении контрактного участка/ блока («Харрикейн Кумколь Мунай», «Куат Амлон Мунай», «КазГерМунай» и др.).

Так, первыми в регионе совместными предприятиями проведены сейсмические исследования 3Д-МОГТ вокруг месторождения Кумколь, на площадях Кызылкия, Арысдум, Майбулак, Коныс, Бектас, Акшабулак и др.

Как видно, все данные объемы сейсмических исследований 2Д и 3Д выполнены в пределах центральной, исключительно, продуктивной части Арысдумского прогиба, что составляет только 15 % от общей площади перспективного ЮТОБ [6, 7, 103].

По результатам этих работ уточнен структурный план по мезозойским горизонтам на территории вокруг крупного поднятия Кумколь, выделены и детализировано строение отдельных локальных структур Кумколь Восточный, Кумколь Южный и Кумколь Западный. По данным 3Д-МОГТ детализировано строение месторождений Кызылкия, Арысдум, Майбулак, Аксай, Акшабулак, Нуралы. Вблизи этих объектов, дополнительно, выявлены новые локальные структуры, представляющие поисковый интерес как вероятные ловушки нефти и газа.

Всего в настоящее время поиском, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа в регионе занимается более 15 недропользователей.

1) Геолого-сейсмические исследования и буровые работы.

О проведении региональных геолого-геофизических исследований в ЮТОБ известно с конца 40-ых гг. прошлого века. Геолого-съёмочные работы сопровождались тематическими исследованиями, в основном регионального характера, которые выполнялись ИГН АН Каз.ССР и ВСЕГЕИ (Санкт-Петербург). В 60-ых гг. производственными организациями МинГеоКаз.ССР проводились магниторазведка, гравиразведка и сейсморазведочные работы (Жезказганская ГФЭ, Контора «Спецгеофизика» и Турланская ГФЭ). В 1963 г. ПГО «Актюбнефтегазгеология» пробурена параметрическая скважина 1-ПКарасор в северной части Жыланшикского прогиба, по итогам бурения скважина попала в неблагоприятные геологические условия, в разрезе интервалы для дальнейшего изучения не выделены.

В период 70-ых гг. прошлого века в разрезе ЮТОБ МинГео СССР были приняты решения о проведении региональных поисково-разведочных работ на нефть и газ (1975 г.). Одновременно с этим была уточнена карта перспектив нефтегазоносности территории Каз.ССР (1976 г.). По результатам уточняющих исследований в конце 70-х гг. в регионе 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. 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.

Начиная с 80-ых гг. прошлого века высокая результативность при изучении ЮТОБ получена по итогам оценки внутреннего строения палеозойского (доюрский комплекс) и 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.).

Специалисты-геологи начали более детально изучать строение осадочного чехла ЮТОБ, что позволило открыть первые небольшие месторождения углеводородов. Эти открытия подтвердили наличие нефти и газа, но также выявили необходимость более детального изучения региона, совершенствования методов поиска и разведки.

Так, одним из важных итогов Программы комплексных исследований за период 80-ых гг. явилась возможность апробирования и реализации новых видов и методических «подходов» в оценке строения и перспективности региона. В комплексе с региональным сейсмопрофилированием, структурным и параметрическим бурением. 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 предварительной литолого-стратиграфической и палеогеографической модели строения региона.

На данном этапе изучения в регионе ЮТОБ начато проведение сейсморазведочных работ, магниторазведки и гравиметрической съемки в современной модификации. В ряде случаев по редкой сети наблюдений проводились электроразведочные работы. По результатам этих исследований определены и дана оценка глубинам залегания кристаллического фундамента (архей – верхний протерозой), уточнена стратиграфическая полнота и литолого-фациальная характеристика разреза. Важная роль при этом отведена Главному Каратаускому разлому (основной трансрегиональный разлом), по которому были уточнены все основные сейсмические параметры разреза и главные отражающие маркирующие горизонты «Ф», V, III (Сапожников Р.Б., Нажметдинов А.Ш., Куандыков Б.М.; 1992 г.) [53].

В результате уточнены особенности регионального тектонического строения и границы структурных элементов II-ого порядка (Жиланшикский прогиб, Мынбулакская седловина). Дана общая характеристика зонам сочленения ЮТОБ с прилегающими тектоническими структурами на западе и востоке, а также на севере территории. Вместе с этим, дана более четкая характеристика региональным структурам III-его порядка (грабены-синклинали и горсты-антиклинали).

В 90-х гг. с развитием технологий проведения сейсмических исследований и бурения отмечается активизация научных и прикладных направлений исследований в разрезе Арыскупского прогиба. Проведен новый цикл региональных сейсмических исследований повышенной кратности и

разрешающей способности по глубинам разреза. Пробурены новые параметрические скважины. Всего пробурено 12 опорных параметрических скважин (П-2 Акшабулак, П-1 Арысқум, П-1 Бектас, П-2 Караванчи и др.), по которым выделены устойчивые корреляционные зависимости в прослеживании и стратификации разреза на уровне отдела, яруса и свит. За данный период времени сделаны основные обнаружения по ЮТОБ (месторождения Ащисай, Акшабулак, Қоныс, Арысское, Блиновское и др.) [3].

На сегодня порядка 80 % территории ЮТОБ покрыто сейсморазведкой 2Д-МОГТ различной плотности и кратности. *В тоже время, необходимо отметить, что в результате объективной исторической давности проведения региональных геофизических исследований материал с течением времени становится не кондиционным или непригодным для дальнейшего практического использования.* 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, Қызылқия, Арысқум, Майбулак, Қоныс, Бектас («Харрикейн Кумколь Мунай», «Қуат Амлон Мунай», «ҚазГерМунай») [88].

По результатам этих работ уточнен структурный план по мезозойским горизонтам в разрезе выступов фундамента, на периферии крупных поднятий Кумколь, Акшабулак, Қызылқия – Караванчи. По результатам уточнения структурного плана выделены и детализировано строение отдельных новых локальных структур Кумколь Восточный, Кумколь Южный и Кумколь Западный, Нуралы Северный и др. На месторождениях группы КАМ (Қызылқия, Арысқум, Майбулак) проведена сейсморазведка 3Д-МОГТ.

Начиная с данного этапа, Арысқумский 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 рационально проводить промышленную разработку месторождений.

Современные исследования сосредоточены на детальном изучении геологической структуры Арысқумского прогиба, включая возможности и использование 3D-сейсморазведки, увеличение глубинности изучения разреза и проектной глубины новых скважин, детальный анализ состава и характеристик пород-коллекторов. Уточняется внутренняя структура волнового поля, которая дополняется выделением и стратификацией новых сейсмических отражающих поверхностей. Наряду с этим, принимаются меры по оптимизации разработки ранее открытых месторождений, продолжается детальное изучение перспективных разведочных блоков для постановки поисковых работ и обнаружения новых залежей нефти и газа.

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. (далее – Проект КИОБ РК). Выполнена оценка прогнозных ресурсов и количественная оценка перспектив нефтегазоносности (отложения квазиplatformенного комплекса и юрско-меловые отложения).

В результате бурения структурных и параметрических скважин, оптимизируется применение сейсморазведочных исследований в модификации 2Д-МОГТ высокой кратности в отношении глубины залегания фундамента и палеозойского комплекса в разрезе краевых частей Арыскупского прогиба и ЮТОБ, в целом.

2) Гравиметрические исследования.

За продолжительный период изучения Южно-Торгайского осадочного бассейна (ЮТОБ) были выполнены региональные гравиметрические исследования масштаба 1:200 000, проводившиеся в 1952–1986 гг. Основные этапы данных работ связаны с деятельностью Казахской аэрогеолого-геофизической экспедиции ЮКТГУ, ПГО «Южказгеология» и ПГО «Казгеофизика» Министерства геологии КазССР. В 1983–1988 гг. Аэрогеолого-геофизической экспедицией ПГО «Казгеофизика» ГПО «Казгеология» были выполнены ревизионно-оценочные исследования, направленные на уточнение регионального строения бассейна и интерпретацию ранее полученных геофизических материалов.

В 2009–2013 гг. в рамках проекта КИОБ РК была построена региональная гравиметрическая схема ЮТОБ и уточнены основные параметры глубинного строения бассейна. Установлено, что по характеру проявления локального гравитационного поля Южно-Торгайский бассейн имеет значительное сходство с Шу-Сарысупским и Сырдарьинским бассейнами, расположенными в смежных тектонических зонах. Аномальное гравитационное поле удовлетворительно отражает дифференцированное строение осадочного чехла и ориентировку региональных структурных элементов — грабен-синклиналей и горст-антиклиналей. По данным гравиметрии выделяются зоны интрузивных внедрений на уровне кристаллического фундамента, а также протяжённые разрывные нарушения, контролирующие тектоническое строение бассейна.

Изучение геолого-геофизического строения Арыскупского прогиба рассматривается как последовательный многоэтапный процесс развития геофизической изученности региона. В работах, посвящённых данной тематике, отмечается, что в 1986–1987 гг. Турланской геофизической экспедицией были выполнены детальные сейсморазведочные работы методом ОГТ, позволившие выделить основные отражающие горизонты по поверхности палеозойского фундамента, кровле юрских отложений и арыскупскому горизонту нижнего неокома. В 1990–1992 гг. в результате проведения детальной сейсморазведки МОГТ были уточнены границы выклинивания продуктивного горизонта Ю-III с учетом данных бурения.

Следующий этап исследований связан с выполнением в 2001–2002 гг. сейсморазведки МОГТ-3D, направленной на изучение геометрии резервуаров и построение геологической модели месторождений Арыскупского прогиба. В дальнейшем, в 2019 г., была проведена высокоплотная съемка МОГТ-3D, позволившая детализировать тектонические нарушения, выявить структурные и неструктурные ловушки углеводородов, а также уточнить особенности строения продуктивных комплексов [3, 5].

По результатам ранее проведенных интерпретационных исследований геофизических материалов были установлены особенности строения верхнепалеозойских комплексов Южно-Торгайского бассейна, включая их литологическую неоднородность, возможное развитие карбонатных пород и зон повышенной трещиноватости. Данные комплексы рассматривались с позиции их структурно-литологических особенностей и вероятного влияния на формирование коллекторских свойств пород. Выполненные исследования позволили уточнить этапы формирования структур в мезозойское и кайнозойское время, а также обосновать необходимость комплексного анализа локальных и региональных тектонических процессов при оценке нефтегазоносности Арыскупского прогиба и Южно-Торгайского бассейна в целом [5, 7].

3) Аэромагнитные исследования.

Изучение ЮТОБ аэромагнитными исследованиями связывается с первыми аэромагнитными съёмками, проведенными в разрезе Центрального Казахстана в 1941 г. с участием Казахского геологического управления с Z-аэромагнитометром А.А. Логачёва АМ-9Л в масштабе 1:500 000.

В 1945-1953 гг. проведение аэромагнитной съёмки было продолжено в масштабе 1:1 000 000 и 1:100 000. В исследованиях принимали участие Аэрогеологическая экспедиция, Главное и Узбекское геологическое управление, Средне-Азиатский Всесоюзный аэрогеологический и Уральский геофизический трест, Главное управление геофизической службы. Съёмкой была покрыта площадь около 750 тыс. км², получены сведения об общей структуре магнитного поля, в результате был открыт 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.

В период 2009-2013 гг. в рамках Проекта КИОБ РК выполнены региональные построения и обобщение данных по магнитометрическим исследованиям. Уточнены схема магнитных аномалий и, обновлены важнейшие показатели в разрезе ЮТОБ. По результатам данного этапа работ сформирована цифровая модель магнитного поля осадочного бассейна по матрице с шагом 0,5 км x 0,5 км. Магнитное поле представлено на сдвоенных листах карты масштаба 1:200 000 (планшетах) со схемой использованного

материала в масштабе 1:1000 000 на каждом планшете. Всего более 230 планшетов без перекрывающихся участков. Для целей регионального геоструктурного районирования на листах масштаба 1:2000 000, 1:1000 000 и 1:500 000, в зависимости от размера блока и необходимой степени детализации [102].

Выводы по главе 1

1) Учитывая немалые объемы проведенных региональных и площадных поисково-разведочных работ, которые в основном были сосредоточены в Арыкумском прогибе, данный рассматриваемый регион продолжает оставаться перспективным и основным объектом в составе ЮТОБ для проведения поисково-разведочных и добычных работ. В данном отношении слабо изучена доюрская часть разреза Арыкумского прогиба (отложения верхнего палеозоя и дезинтегрированная верхняя часть фундамента), которая представляется перспективной для прогноза и обнаружения новых залежей нефти и газа.

2) Наряду с центральной хорошо изученной частью, практический интерес могут представлять неизученные в достаточной мере и значительные по площади периферийные зоны Арыкумского прогиба, расположенные за контуром зоны продуктивности и разрабатываемых месторождений.

3) В связи с достаточно большой толщиной мезозойско-кайнозойских отложений платформенного чехла (порядка 450-4500 м и более) верхнепалеозойские и перспективные допалеозойские образования изучены бурением ограниченным числом скважин и на небольшую толщину. Лишь порядка десятую и более скважинами на значительной по площади территории пройдены отложения КПК со вскрытием на забое нижнепалеозойские и верхнепротерозойские образования.

4) Следует признать, что с переходом на лицензионно-контрактный порядок недропользования (1996-2000 гг.) и постепенной утратой действия правил поддержания стадийности в проведении ГРП, работы на контрактных территориях проводятся, преимущественно, в индивидуальном порядке. Т.е., все работы и исследования операторами проводятся в отсутствие хорошо согласованных совместных планов по реализации региональных планомерных исследований, по которым можно было бы отслеживать важные и полезные для всех геологические закономерности в регионе ЮТОБ.

5) Весомые и значимые результаты поисково-разведочных работ по изучению внутреннего строения и оценке нефтегазоносности ЮТОБ были получены в период 1990–2015 гг. За данный период накоплен основной объем фактического материала в части рационального проведения полевых сейсмических и скважинных геофизических исследований, вскрытия и опробования продуктивных интервалов разреза и др.

Определены весьма привлекательные (с практической стороны) ниже следующие уникальные особенности строения разреза ЮТОБ.

- оптимальное выделение интервалов для опробования в разрезе номенклатурных горизонтов по комплексу кривых каротажного зондирования (КС, ПС, ИК и ГК);

- определение особого класса продуктивных горизонтов, которые представлены «суперколлекторами» ($K_{\text{пор.}}$ – более 30-35 %);

- отдельные случаи с особенностями фазового состояния флюидов в разрезе некоторых месторождений (Ащисай, Коныс, Бектас и др.).

б) Обнаружение, изучение и разработка многих месторождений (Кумколь, Акшабулак, Арыскупум и др.) позволяет уточнить с критических позиций оценку ресурсного потенциала региона. Поскольку, уточнились представления на глубинное строение в целом, характер структурно-тектонического развития грабенов-синклиналей и горстов-антиклиналей, стратиграфический интервал резервуарной части разреза Арыскупумского прогиба и ЮТОБ в целом.

7) Арыскупумский прогиб характеризуется наибольшей степенью геолого-геофизической изученности и высокой плотностью распределения запасов углеводородов на единицу площади, в сравнении с остальными крупными структурными элементами ЮТОБ.

Планомерное повышение качества, детальности и информативности результатов поисково-разведочных работ и фактического материала обусловлено внедрением новых технологий сейсморазведки и прямых методов разведки, совершенствованием операций при бурении и испытании скважин, методов контроля траектории стволов скважин и повышением эффективности и качества отбора фактического скважинного материала.

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 и определяет западную часть Казахстанской литосферной плиты, палеоконтинента (Жолтаев Г.Ж.; 1997 г.).

Литолого-стратиграфический разрез ЮТОБ включает отложения кристаллического фундамента (архей, верхний протерозой, нижний палеозой), верхнепалеозойского (квазиplatformенный комплекс отложений), мезозойского и кайнозойского возраста (рисунок 2.1).

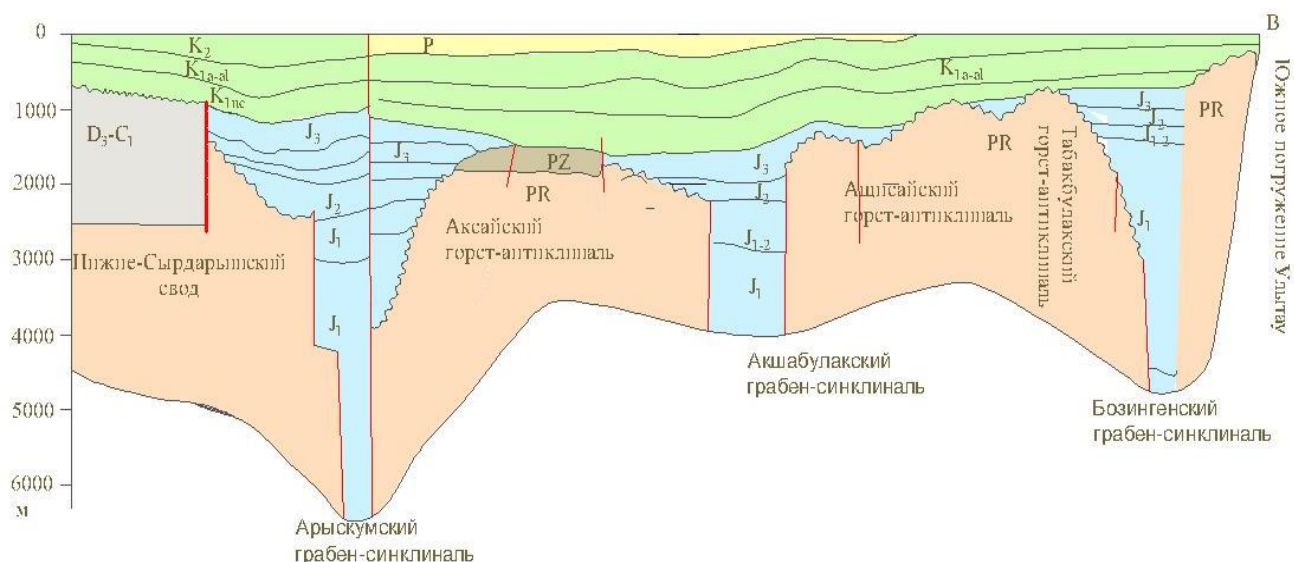


Рисунок 2.1 -Геологический разрез Арыскумского прогиба Южно-Торгайского бассейна [59]

Кристаллический фундамент (AR+PR₃)

Образования кристаллического фундамента (основание разреза) на современной стадии изученности характеризуются, предположительно, архейско-верхнепротерозойским возрастом. Образования данного возраста наиболее детально изучены к востоку от ЮТОБ в разрезе северной части хр. Улытау (Улытауский антиклинорий, Карсакпайский синклинорий). 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 центральной и южной части ЮТОБ на домезозойскую поверхность, помимо нижнепалеозойских (ордовик) отложений, также в

составе консолидированного фундамента выходят метаморфические породы верхнепротерозойского возраста, [5].

В разрезе южной части Жиланшиковского прогиба скважинами 2-п Сазымбайская, № 1 Узунчик и структурными скважинами 11-с, 16-с, 19-с вскрыты образования докембрийского возраста. Так, под мезозойско-кайнозойским покровным комплексом отложений вскрыты сланцы хлорито-серицитовые, зеленовато-серого цвета, трещиноватые (карсакпайская и коксуйская серия). В скважине 16-с породы докембрийского возраста характеризуются мусковитовые гнейсы, соответствующие высокой степени метаморфизма [58].



Рисунок 2.2 - Литолого-стратиграфический разрез Арыкумской грабена-синклинали[35]

Отложения верхнепротерозойского возраста вскрыты на площади Блиновское, Акшабулак, Кызылкия. На структурах Алтынсарын, Атанбас, Черкитауразрез фундамента (интервал 1220-2300 м) представлен гнейсами, плотными песчаниками, сланцами. Аналогичный состав пород вскрыт в разрезе площади Акшабулак и Кызылкия. В разрезе площади Таур в скважине № 1 в интервале 1788,5-1871 м встречены гнейсы серые с зеленым оттенком, кристаллические, крепкие, трещиноватые.

Палеозойский комплекс (PZ₂)

Отложения палеозойского комплекса отложений (доюрский комплекс) по данным бурения датируются верхнепалеозойским возрастом. Отложения верхнего палеозоя залегают на различных глубинах в связи с активной тектонической деятельностью и разобщения отдельных крупных блоков в результате резкого воздымания и мощного погружения и осадконакопления.

Степень геолого-геофизической изученности (в особенности бурением) характеризуется невысокой, в связи с чем, полноценная характеристика перспективности и нефтегазоносного потенциала отложений остается не вполне однозначной. Отложения верхнего палеозоя включают карбонатные и терригенные комплексы отложений, которые залегают на породах кристаллического фундамента или сохранились в краевых частях горстов-антиклиналей. В отдельных случаях образования верхнего палеозоя осложняют верхнюю часть фундамента и имеют характер древних останцов. В литологическом отношении распространены известняки, доломиты, песчаники и алевриты [11, 44].

В отдельных местах на докембрийских и ордовикских отложениях (фундамент) с глубоким эрозионным несогласием в разрезе ЮТОБ выделяются слабо дислоцированные терригенные красноцветные отложения девона, представленные терригенно-карбонатными породами фаменско-нижнекаменноугольного возраста. Предположительно, большая часть девонских и каменноугольных отложений была разрушена в процессе длительных эрозионных процессов, происходивших в пермский, триасовый и частично юрский периоды.

Всего в разрезе ЮТОБ верхнепалеозойские отложения (КПК) вскрыты в более чем 40 скважинах (Кумколь, Ащисай, Дошан, Северо-Западный Коныс, Еспе, Кенлик, Нуралы, Аксай, Коныс и др.). Допалеозойский комплекс пород (верхний протерозой, докембрий) вскрыты в более чем 20-ти скважинах. В обоих случаях отложения КПК и допалеозойские отложения вскрыты в основном в зонах их неглубокого залегания – в пределах горстов-антиклиналей. В целом, верхнепалеозойские отложения ЮТОБ по данным бурения и сейсморазведки характеризуются значительной дислоцированностью. Внутренняя структура толщи указывает на выраженный слоистый осадочный характер залегания. Активная и амплитудная разломная и складчатая тектоника региона не исключает развитие значительных по высоте и толщине седиментационных объектов (геологические тела), с которыми могут связываться зоны развития коллекторских пачек (Кенлик,

Кызылкия Северо-Западный, Карабулак и др.). Актуальным вопросом является выделение и обоснование в разрезе верхнего палеозоя устойчивых региональных и площадных экранов (покрышек).

Отложения доюрского комплекса находят отражение в сейсмическом волновом поле 2Д-МОГТ. Глубина и интервал залегания характерных осадочных комплексов отложений на сейсмических разрезах варьируются в широких пределах: от 500 м до 1,5-2,0 км и более, что согласуется с характером поведения и глубинами залегания образований консолидированного основания (рисунок 2.3) [23, 37, 50, 55, 88].

Мезозойский комплекс (MZ)

Юрская система.

Отложения мезозойского комплекса представляют собой верхний структурный этаж, включающий весь мезозойско-кайнозойский возрастной диапазон осадков. В разрезе верхнего структурного этажа выделяется 2 этапа (подразделения): нижний рифтовый (юра) и верхний эпирифтовый (нижний мел – кайнозой) [20, 22].

Юрские отложения заполняют грабены-синклинали Арыкумского прогиба и представлены различными литолого-фациальными ассоциациями пород (отложений). Выделяется 3 основные толщи, которые индексируют т.н. ритмокомплексы (ритмотолщи). Соискатель вполне разделяет мнение других исследователей в части связи данных ритмокомплексов с соответствующими стадиями мезозойского рифтогенеза: ранняя, зрелая и завершения [39]. Выделенные в разрезе грабенов-синклиналей ритмокомплексы отложений отличаются между собой составом и соотношением основных литотипов пород, толщинами.

В Арыкумском прогибе границы ритмокомплексов представляют собой хорошо выраженные реперы, которые опознаются в разрезе по смене литологического состава пород, материалам ГИС и на временном сейсмическом поле. Также, выделение данных границ не вызывает особых затруднений при анализе разреза скважины. В соотношении с сейсмическими материалами данные границы являются к тому же опорными сейсмическими горизонтами (III, IV, V), соответствующими кровле верхней юры, среднего и нижнего ритмокомплекса, соответственно [41, 51, 61].

Нижний отдел (J_1)

Результаты бурения и анализа вещественного состава отложений позволяют отнести отложения сазымбайской (J_{1sb}) и айбалинской (J_{1ab}) свиты к породам нижнего ритмокомплекса.

Сазымбайская свита составляет нижнюю часть разреза юрских отложений. Наиболее полные разрезы свиты вскрыты скважинами 1-п Арыкум (3100-3743 м), 1-п-Бозинген (2810-3795 м), Северный Акшабулак 2-п (4135-4774 м), 1-п Сазымбай (2065-2850 м). По литогенетическим признакам породы принадлежат комплексам литофаций конусов выноса, русловых и торфяных образований, внутренних озер. Фациальная принадлежность отложений

указывает на формирование разреза в зонах аллювиально-озерных котловин и гумидного климата.

Айбалинская свита залегает согласно на породах сазымбайской свиты. Разрез сложен толщей тонко и ритмично переслаивающихся серых (до черного цвета) аргиллитов и алевролитов с редкими и маломощными прослоями песчаников. Толщина отложений свиты варьирует от первых десятков до 1156 м. Литогенетические признаки отложений указывают на фации торфяных болот и озер. Формирование осадков происходило в условиях гумидного климата [33].

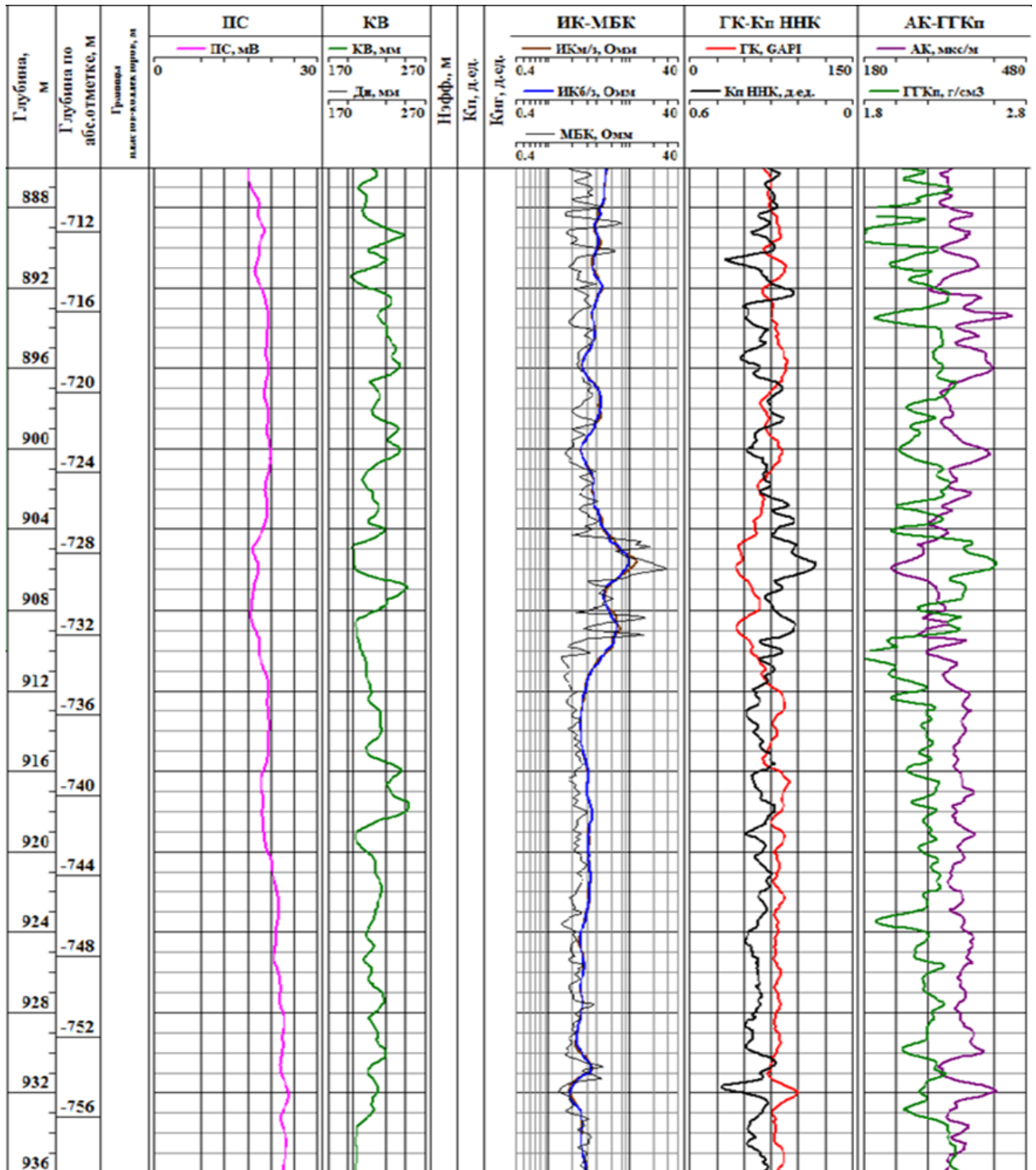


Рисунок 2.3 – Геофизическая характеристика мезозойских отложений Южно-Торгайского бассейна по данным ГИС

В целом, литологический состав отложений характеризуется 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 средне уплотнённых образований до твёрдых разностей. Содержат песчаные прослои (включения), ломкие, с низкой водопоглощаемостью и слабой пластичностью. 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 [19]. Общая толщина сазымбайской и айбалинской свиты достигает 800 м.

Средний отдел (J_2)

Средний ритмокомплекс представлен отложениями дощанской ($J_2 ds$) и крагансайской ($J_2 kr$) свиты.

Отложения дощанской свиты залегают с размывом на отложениях айбалинской свиты и более древних образований. Разрез данной свиты вскрыт многочисленными скважинами в пределах Жыланшиковского и Арыскупского прогиба. При общей выдержанности имеющихся литотипов пород, которые слагают разрез дощанской свиты, установлена резкая изменчивость толщин и состава пород. Данное разнообразие толщи предопределялись длительностью времени формирования разреза на протяжении тоарского, ааленского и байосского века.

Крагансайская свита согласно залегает на дощанской свите. Отложения вскрыты большим количеством скважин. Разрез свиты представлен однородной толщей черных аргиллитов и аргиллитоподобных глин гидрослюдисто-каолинитового состава с подчиненными прослоями серых глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. В верхней части грабенов-синклиналей выделены пачки горючих сланцев. В разрезе Арыскупского прогиба состав пород свиты выдержан, и лишь на своде локальных структур на горстах-антиклиналях из разреза выпадает верхняя часть разреза.

В целом, отложения свиты представлены однообразной толщей ритмично переслаивающихся темно-серых (до черного цвета) гумусированных аргиллитов и глин с маломощными прослоями серых, темно-серых алевролитов, песчаников и гравелитов. 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. Гравелиты светло-серые, серые,

полупрозрачные, плохо сцементированные. К нижней и средней юре относятся продуктивные горизонты Ю-IV и Ю-V [33].

Верхний отдел (J_3)

Возраст кумкольской и акшабулакской свиты на основании спорово-пыльцевых комплексов определен как оксфорд-келловейский и титон-киммериджский, соответственно.

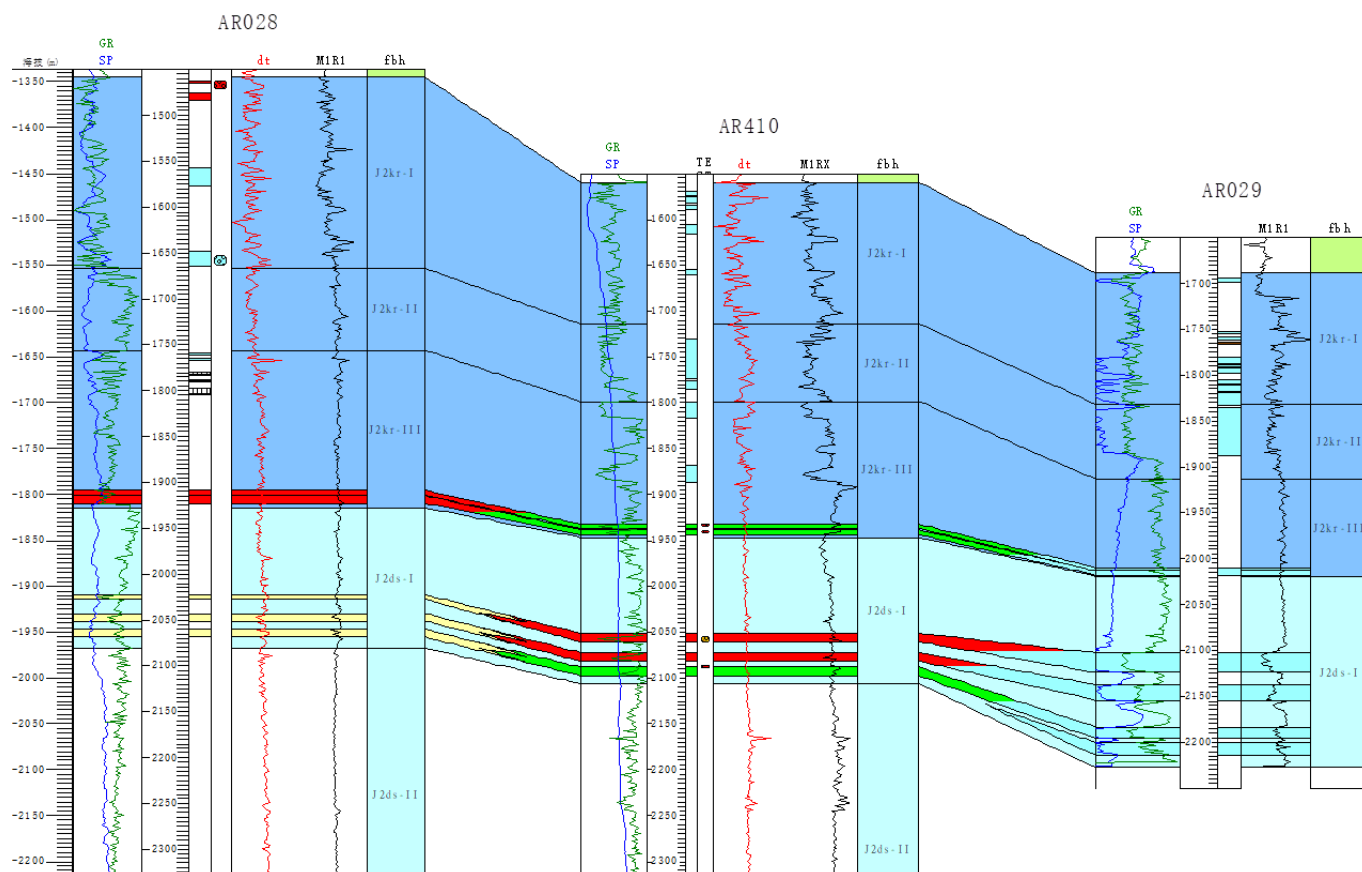


Рисунок 2.4 – Сейсмические модели и характер заполнения отложений дощанской и карагансайской свиты по скважинам площади Арысум (по данным АО «ПетроКазахстан» и АО НК «КазМунайГаз», 2015-2016 гг.)

Кумкольская свита ($J_3 km$)

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 кумкольской свиты изменяется от 87 м до 500 м.

Отложения залегают с размывом на аргиллитовой толще карагансайской свиты и более древних образованиях. Отложения данной свиты установлены в разрезе практически всех структур Арысумского прогиба. В разрезе

встречаются известняки серые, тонкослоистые, микрокристаллические, зернистые, участками с примесью (до 20 %) обломочного материала.

Акшабулакская свита (J_{3ak})

Породы акшабулакской свиты согласно залегают на породах кумкольской свиты, имея резкий контакт с ней за счет смены преимущественно песчаных пород глинистыми разностями. По особенностям литологического состава акшабулакская свита расчленяется на нижнее акшабулакскую и верхнее акшабулакскую подсвиту. Граница между ними на каротажных кривых трудноопределима и устанавливается в разрезе, главным образом, по смене цветности пород.

В целом, отложения представлены песчаниками, аргиллитами, алевролитами. Песчаники зеленовато-серые, серо-белые, прозрачно-полупрозрачные, мелко и среднезернистые, содержат небольшое количество кварца, полевых шпатов. Породы средней сортированности. Аргиллиты красно-коричневые, светло-коричневые, пятнистые, от мягких пород до средне-твёрдых, частично известковые. Алевролиты серо-зеленые, среднецементированные. Толщина акшабулакской свиты изменяется в пределах 268-475 м и более [73, 74].

Меловая система (K₁₋₂)

Отложения мелового возраста в разрезе Арыкумского прогиба представлены породами нижнего и верхнего мела.

Нижний мел представлен отложениями даульской, карачетауской, кызылкиинской свиты. Возраст отложений определен, соответственно, как неокомский (K_{1nc}), аптско-среднеальбский (K_{1a-al₂}) верхнеальбско-сеноманский (K_{1al_{3-s}}).

Верхний мел представлен отложениями турон-сенона (K_{2t-sn}).

Даульская свита нижнего мела с региональным стратиграфическим несогласием перекрывает юрские и домезозойские образования, сложена пачкой красноцветных с голубовато-серыми пятнами алевролитистых, известковистых глин, песчаников, гравелитов и мелкогалечных конгломератов.

По литологическому составу пород в разрезе даульской свиты выделяются нижнедаульская и верхнедаульская подсвиты. Наиболее полный разрез даульской свиты до 540 м вскрыт в Арыкумском прогибе скважиной 5-с (766-1306 м). В свою очередь, отложения нижнедаульской подсвиты представлены 2-мя горизонтами: арыкумский горизонт и верхний горизонт.

Арыкумский горизонт литологически представлен частым переслаиванием песчано-алевролитовых пород различной мощности, аргиллитов и глин (внутренние зоны прогиба), гравелитов и конгломератов (бортовые зоны прогиба). Толщина арыкумского горизонта изменяется в пределах 30-67 м и более.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты сложен аргиллитами серо-коричневыми и темно-коричневыми, средней твёрдости, слабоизвестковыми и

алевролитами зелено – серыми, темно-серыми, плотными, на глинистом цементе, изредка песчанистыми. Толщина отложений составляет 60-116 м.

Верхнедаульская подсвита 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 отложений подсвиты выдержана и составляет 135-185 м.

Карачетауская свита (K_{1kr}) с размывом залегает на отложениях даульской свиты, литологически представлена аргиллитами, песчаниками, алевролитами. 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. Встречаются прослой гравия пестрого, темно-серого, коричнево-желтого и серо-зеленого.

Кызылкиинская свита в разрезе Арыкумского прогиба распространена равномерно и с размывом залегает на отложениях карачетауской свиты. Отложения данной свиты сложены песчаниками пестрыми, серыми и коричнево-желтыми, плохо сцементированными, средне сортированными, аргиллитами светло-серыми, зеленовато-серыми, а также алевролитами светло-серыми, зеленовато-серыми, плотными. Толщина отложений варьирует от 78 м до 171 м.

Балапанская свита с размывом залегает на кызылкиинской свите, сложена двумя пачками: песчаной нижней и глинистой верхней. Пески, песчаники, алевролиты, местами гравелистые. Глины серые, прослоями пестроцветные, алевроитистые 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, кварцево-полевошпатовые, на глинистом цементе, косослоистые. Серо-зеленоватые морские породы приурочены к верхней части разреза.

Кампанский ярус представлен глинами, алевролитами с прослоями песчаников.

Отложения маастрихтского яруса расположен на породах кампанского возраста с размывом и трансгрессивным несогласием, мощность около 100 м. Песчаники кварцевые, кварцево-полевошпатовые, на известковистом или карбонатном цементе. Для отложений характерно значительное увеличение органического детрита, высокая степень карбонатности, наличие крупных раковин моллюсков, фрагментов аммонитов,

целых раковин гастропод и фораминифер, полости которых часто заполнены пиритом.

Турон-сенон отложения верхнего мела представлены 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 [25, 33, 74].

Кайнозойская группа.

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.

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

Распространены молассовые комплексы пород, образованные преимущественно в континентальных условиях, включают конгломераты, песчаники, глины и алевролиты.

При анализе стратиграфического разреза Арыскупского прогиба важным показателем является чередование различных комплексов пород, наличие пористых и проницаемых прослоев, которые могут являться и иметь практический интерес в связи с оценкой коллекторских пачек. Глинистые отложения указывают на вероятные условия образования замкнутого пространства (ловушки).

2.2. Тектонические особенности строения

Тектоническое развитие ЮТОБ тесно связано с глобальными геодинамическими процессами, происходившими в полосе сочленения восточной части Русской плиты (Прикаспийская впадина) и Казахстанской литосферной плиты. Активность и взаимодействие крупных плит приходится на верхнепалеозойское время и продолжалось вплоть до кайнозойской эры (таблица 2.1) [].

Положение ЮТОБ соответствует западной окраины Казахстанской литосферной плиты, в период существования Урало-Тобольского микроконтинента и Южно-Тяньшаньского палеоокеана. В процессе дальнейшей эволюции единого Торгайского мега прогиба (Северо-Торгайский и Южно-Торгайский блоки) формировались междуговые, задуговые бассейны

(впадины). В ходе исторического развития происходило преобразование крупных блоков и заложение тектонической основы ЮТОБ, Северо-Торгайского, Шу-Сарысуского, Сырдарьинского и Аральского бассейна [38, 40, 41].

Формирование ЮТОБ сопровождалось влиянием и активным развитием Главного Каратауского разлома (далее – ГКР), который является одним из основных тектонических элементов в регионе. В развитии ГКР активными периодами являются этапы ранняя и средняя юра, поздняя юра – поздний мел. Этапы активности сопровождаются образованием структурных элементов верхнего порядка (грабены-синклинали и горсты-антиклинали).

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 толщ
Ранний – поздний мел	145-66	Умеренная тектоническая активность, стабилизация	Песчано-алевритовые отложения, карбонаты, покрышки	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 покрышки

Основные характеристики тектонических особенностей Арыскупского прогиба можно обобщить следующим образом.

1) Прогиб имеет вытянутую, узкополосную форму с северо-западным направлением простирания и чередованием выступов и депрессий. Осадконакопление ниже-, средне- и верхнеюрских отложений происходило

в пределах грабенов-синклиналей. При этом верхнеюрские отложения частично перекрывают сводовые поднятия и участки с выступами фундамента.

2) В пределах рассматриваемого региона отмечается четкая дифференциация ЮТОБ по глубинам залегания поверхности кристаллического фундамента за счет развития субширотно ориентированных грабенов-синклиналей и горстов-антиклиналей.

3) Для разреза Арыкумского прогиба весьма характерна разломная тектоника. Поведение разломов характеризуется преимущественно северо-западным простиранием. Реже отмечается их северная и северо-восточная направленность. Амплитуда смещения блоков по разломам изменяется в широких пределах (100-800 м и более). В позднеюрскую и последующую эпохи активность разломов снижается.

4) В соответствии со структурными особенностями и общими очертаниями в плане, Арыкумский прогиб испытывал режим формирования рифтовой геоструктуры. Все это, очевидно, сопутствовало образованию довольно контрастного по гипсометрии структурного плана по основным отражающим горизонтам [3, 10, 17, 38].

Южно-Торгайский осадочный бассейн рассматривается как унаследованная рифтовая структура, в пределах которой основные геонимические границы земной коры располагаются согласованно, а распределение гравитационных и магнитных аномалий отражает сложное строение литосферы и неоднородность глубинных геологических процессов. Данные представления основаны на результатах комплексного анализа гравиметрических, геофизических и геологических материалов, опубликованных в научных исследованиях, и отражают одну из наиболее детализированных моделей геодинамического развития Южно-Торгайского бассейна [3, 4].

2.2.1. Допалеозойский этап развития

Основные тектонические элементы ЮТОБ (Жыланшиковский, Мынбулакский и Арыкумский блок) находят отражение по поверхности фундамента. В разрезе ЮТОБ выделяется три структурных этажа: нижний (фундамент), средний (промежуточный квазиplatformенный комплекс) и верхний (platformенный комплекс).

Тектоническая характеристика Арыкумского прогиба достаточно подробно освещена в работах Абдуллина А.А., Азнабаева Э.К., Даукеева С.Ж., Куандыкова Б.М., Жолтаева Г.Ж., Нажметдинова А.Ш., Рабкина Ф.С., Сапожникова Р.Б., Воцалевского Э.С., Фазылова Е.М., Оздоева С.М. и др.

Нижний структурный этаж сложен преимущественно метаморфическими породами верхнепротерозойского / докембрийского возраста. Местами предполагается нижнепалеозойский возраст консолидации фундамента. Разнообразные метаморфизованные ассоциации пород фундамента находят

отражение в аналогах пород бектурганской и майтобинской серии в разрезе хр. Улытау.

Контуры Арыскупского 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. Глубинные региональные разломы преимущественно северо-западного и меридионального простирания нередко пронизывали образования фундамента и продолжались в период формирования горстов-антиклиналей и грабенов-синклиналей.

Периодически выступы коренных пород возвышались над водной поверхностью, формировались отложения мощной «коры выветривания». В мелководном бассейне осадконакопление характеризовалось чередованием карбонатной и смешанной седиментации.

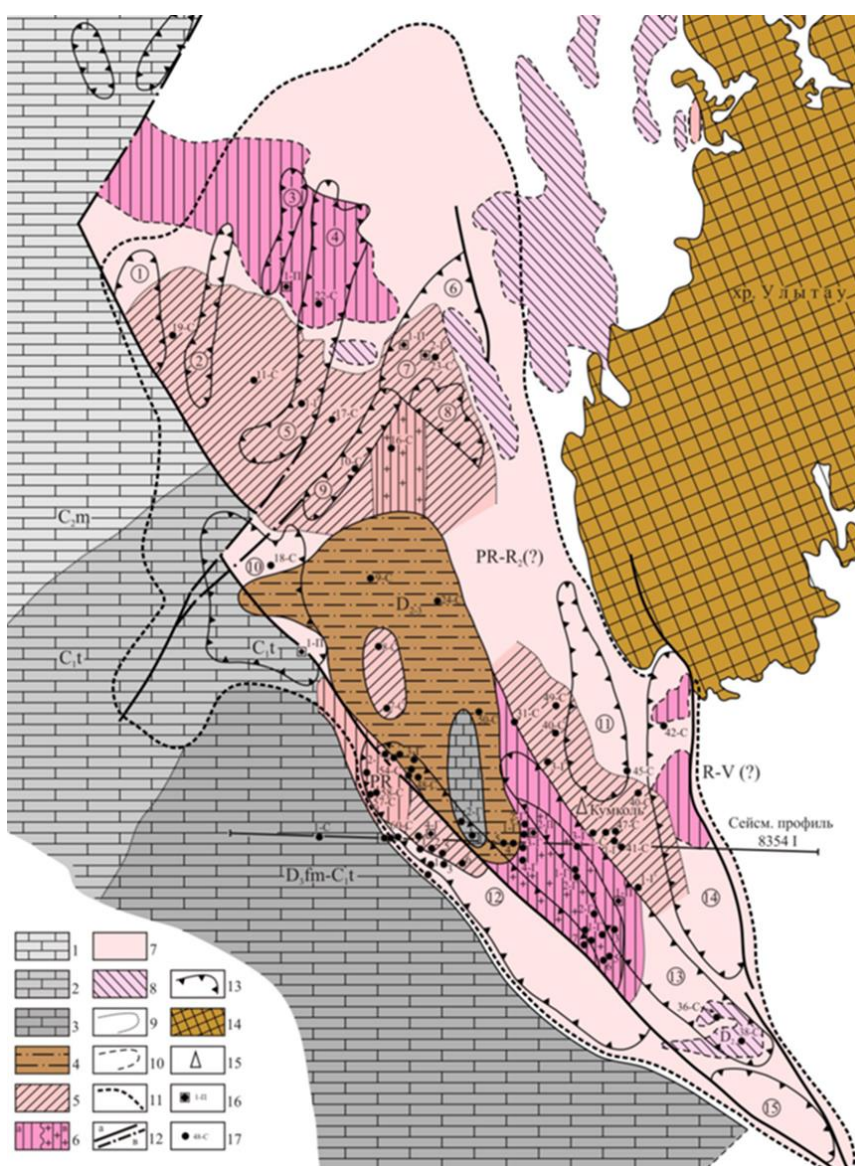


Рисунок 2.5 – Схема регионального тектонического строения домезозойских образований ЮТОБ [37]

Комплексы пород: 1 – карбонатные образования C2m; 2 – карбонатные образования C1t; 3 – карбонатные образования D3fm-C1t; 4 – терригенные образования D2-3; 5 – майтубинская серия; 6 – бектурганская серия (а-амфиболит-лептитовый комплекс, в – гранито-гнейсовый и амфиболит-лептитовый комплексы); 7 – метаморфические нерасчлененные породы PR-R2(?); 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-Арыскупская, 13-Акшабулакская, 14-Бозингенская, 15-Даутская; 14 – выходы на поверхность домезозойских отложений; 15 – месторождение Кумколь; 16 – параметрические скважины; 17 – структурные и глубокие скважины.

2.2.2. Верхнепалеозойский этап развития

Многие годы и по мнению исследователей отложения верхнего палеозоя не находили полновесного подтверждения в разрезе ЮТОБ. Этому, по-видимому, способствовала объективная ограниченность фактических материалов и новых данных бурения. В последнее время исследователи начали выделять т.н. квазиплатформенный комплекс (КПК), отождествляя с этим толщу, залегающую на кристаллическом основании (фундаменте). По результатам регионального обобщения всех данных (Акчулаков У.А., Коврижных П.Н., Урдабаев А.Т. и др.; 2009-2013 гг.) отложения КПК в полной мере были датированы верхнепалеозойским возрастом.

Наиболее актуальными вопросами в изучении отложений верхнего палеозоя продолжает оставаться неоднозначная оценка в отношении перспектив нефтегазоносности и ресурсного потенциала по нефти и газу. Получение новых данных и положительных результатов на площадях Кенлик, Кызылкия Северный, Карабулак и др. позволяют судить о характере литологического состава слагающих толщу КПК пород. По данным бурения отложения верхнего палеозоя представлены карбонатными и терригенными породами (известняки, доломиты, песчаники и алевролиты) (рисунок 2.6.).

Завершение герцинской тектонической активности в позднем палеозое приводило к стабилизации общей платформы региона. Это создавало условия и предпосылки для последующего мощного осадконакопления. Стадия образования КПК далее сопровождалась платформенными условиями развития. Накапливались отложения мезозойско-кайнозойского комплекса.

В центральных и южных районах бассейна на домезозойскую поверхность «выходят» метаморфические породы верхнепротерозойского и нижнепалеозойского возраста. В свою очередь, на нижнепалеозойские

образования (местами с выраженным эрозионным несогласием) «выходят» слабо дислоцированные терригенные породы девонского возраста.

Местами выделяются терригенно-карбонатные отложения фаменского и нижнекаменноугольного возраста. Существенная часть отложений девона и карбона была размыта и денудирована в результате длительных эрозионных процессов (пермский, триасовый и юрский период развития).

Выходы пород верхнего палеозоя связываются с зонами выступов фундамента. По мнению исследователей [12, 13] размещение зон накопления верхнепалеозойских отложений имеет зональный характер. В работе [13] авторами (на примере зоны Кенлик – Кенлик Северный – Кызылкия) в свое время ставилась поисковая задача оконтуривания особых специфических зон, в разрезе которых верхнепалеозойские отложения располагали значительной толщиной. Второстепенными факторами (показателями) развития отложений верхнего палеозоя могут выступать зоны дезинтеграции верхней части фундамента, развития трещиноватости.

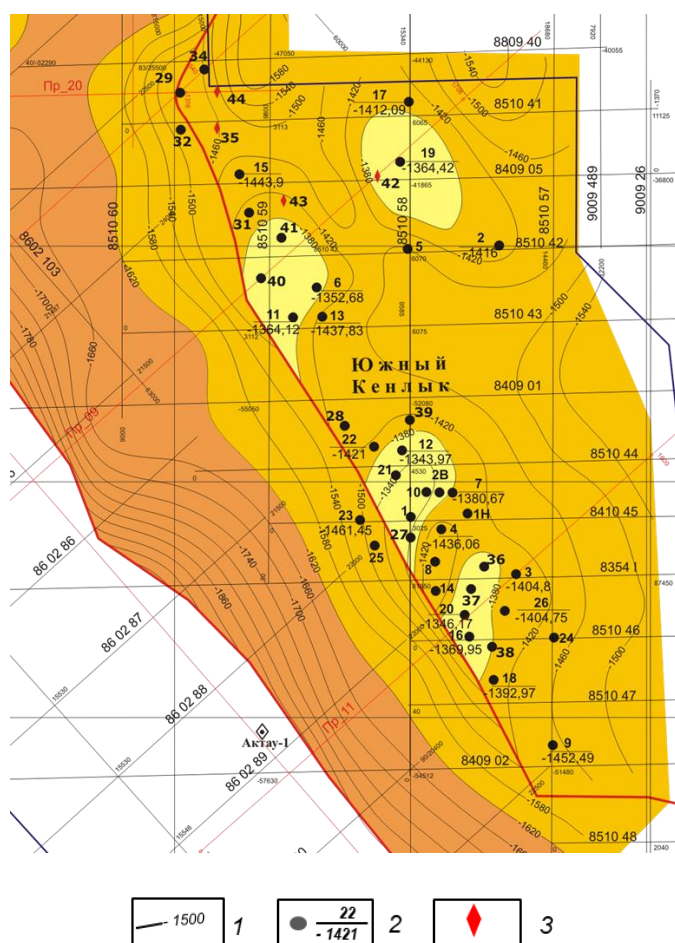


Рисунок 2.6 – Структурная схема по отражающему горизонту «PZ» центральной части Аксайской горста-антиклинали [43]

1 – изогипсы по кровле палеозоя, 2 – скважины с номером (числитель) и отметкой кровли палеозоя (знаменатель), 3 – проектные скважины

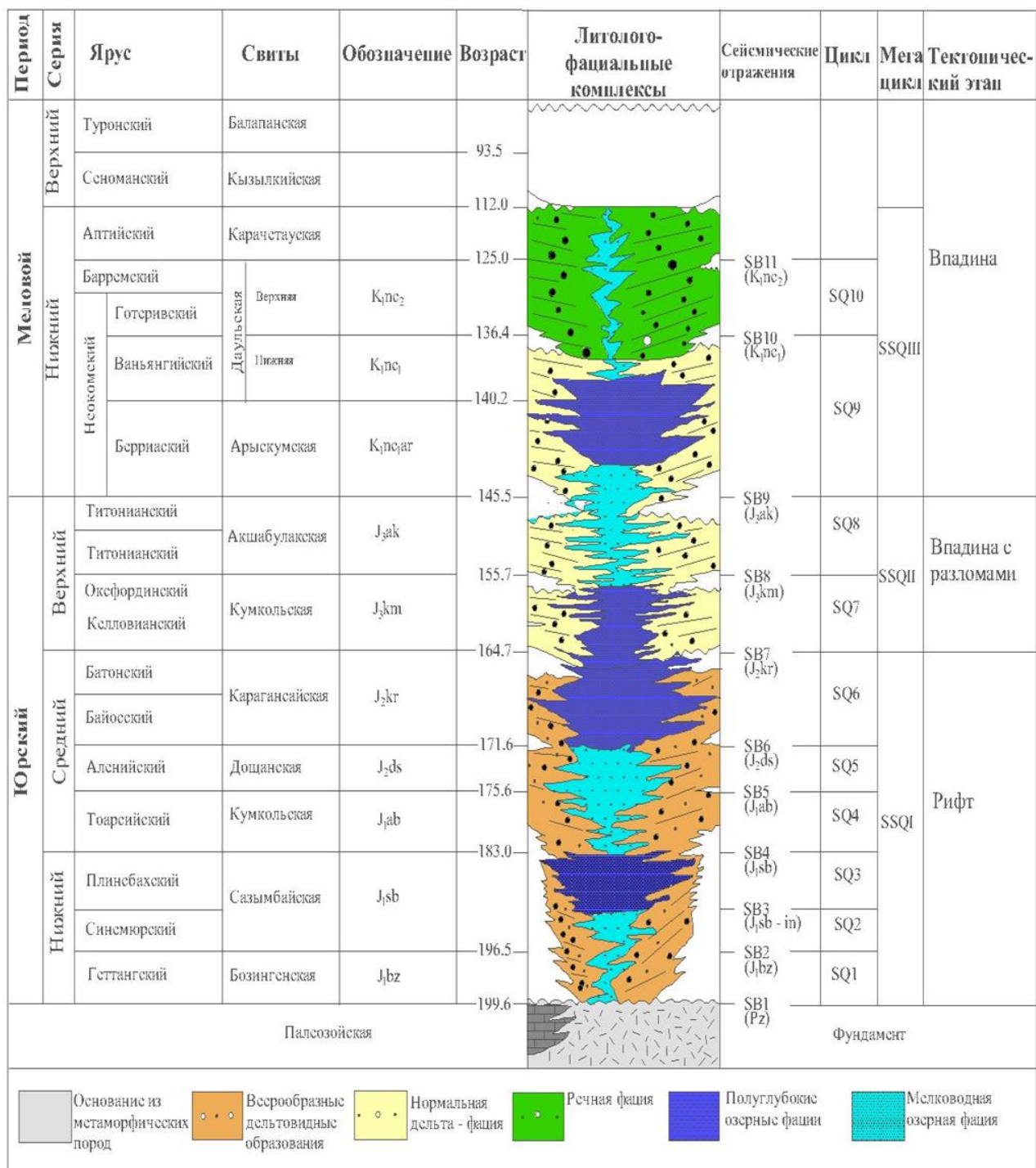


Рисунок 2.7 - Основные этапы формирования и литолого-стратиграфические комплексы Южно-Торгайского осадочного бассейна[46]

Доюрский период развития ознаменовался началом заложения ЮТОБ (Арыскупский прогиб) как самостоятельного структурного элемента. Дорифтовый, верхнепалеозойский этап (PZ₂) развития характеризовался завершением коллизии литосферных плит (КЛП, ВЕП) и заложением Торгайского палеопргиба. В основании данного палеопргиба накапливались отложения верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста. Также,

предположительно, характерна активность магматической деятельности и внедрение интрузивных образований.

2.2.3. Мезозойский этап развития

Мезозойский этап развития региона характеризовался формированием отдельных вытянутых депрессий (грабены-синклинали). Осадконакопление характеризуется масштабным заполнением образовавшихся депрессий. Нижняя часть т.н. рифтового заполнения представлена отложениями нижней и средней юры. Выделяется сазымбайская, айболинская, дощанская и карагансайская свита. Стадии завершения рифтового этапа соответствует накопление кумкольской и акшабулакской свита верхнеюрского возраста.

Контрастный палеорельеф и местами довольно высокий базис эрозии приводил к повышенным темпам осадконакопления и образованию значительной толщины осадков в нижне- и среднеюрской эпохе. Толщина отложений в грабенах-синклиналях составляет порядка 1,5-3,5 км и более. Вероятно, при высоких скоростях осадконакопления образование очагов концентрации и процессы преобразования органического вещества происходило в геологически короткие сроки. Выделяется три стадии мезозойского рифтогенеза: заложения, проседания и завершения [39].

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).

Отдельные прослои карбонатных пород соответствуют развитию кумкольской свиты. Породы имеют преимущественно сероцветную окраску до темного и черного оттенков. Литологический состав пород разреза характеризуется также глинистыми отложениями [76, 82, 86].

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

Меловой период осадконакопление соответствует эпирифтовому этапу развития региона. Накопление отложений было продолжено в более спокойной тектонической обстановке. Формировались отложения даульской (неоком), карачетауской (аптско–альбские отложения), кызылкинской (верхний альб, сеноман) и балапанской (турон) свиты. В целом, меловой период развития (К1-2) бассейна осадконакопления характеризовался трансгрессивно-регрессивным режимом, во время которого происходило накопление песчаников и глинистых пород.

На данном этапе развития формирование тектонического облика территории происходило в платформенных условиях (относительной стабилизации). Арыкумский и Жиланшикский прогиб, Мынбулакская седловина испытывали дальнейшую структурную дифференциацию в составе ЮТОБ. Рассматриваемый регион характеризовался общим погружением.

Кайнозойский этап развития характеризовался накоплением прибрежно-морских (палеоген) и преимущественно континентальных (плиоцен, четвертичное время) отложениями, представленными в разрезе чередованием песчаников, песков, алевролитов, галечников и суглинков.

В целом, на мезозойском этапе развития была характерна общая относительная тектоническая стабильность, что содействовало сохранности сформированных ловушек нефти и газа, а также условий для образования залежей углеводородов.

Выводы по главе 2.

1. Эволюция геологического развития Южно-Торгайского осадочного бассейна, включая Арыкумский прогиб, отражает последовательную смену тектонических режимов: от активных складчатых и разломных движений палеозойского этапа и формирования квазиплатформенного комплекса до амплитудных смещений крупных блоков с образованием грабенов и горстов, а также последующего формирования платформенного комплекса в конце мезозоя и кайнозое.

Южно-Торгайский бассейн относится к зонам унаследованного рифтогенеза и претерпел, по меньшей мере, два этапа рифтинга — в позднем протерозое–раннем палеозое и в юрское время. Цикличность тектонического развития способствовала формированию мощного осадочного чехла, включающего нефтегазоматеринские и коллекторские комплексы.

Слабая дислоцированность верхнепалеозойских и юрских отложений в пределах грабенов, значительные мощности осадков, благоприятные термобарические и геохимические условия, характеризующиеся высоким содержанием сапропелевого органического вещества, а также наличие надёжных покрышек и гидрогеологической изоляции создали благоприятные условия для формирования эффективных нефтегазовых систем и различных типов ловушек углеводородов.

Глубинные горизонты грабенов Южно-Торгайского прогиба остаются недостаточно изученными, что обуславливает необходимость дальнейших

поэтапных геологоразведочных работ, включающих комплекс геофизических и геохимических исследований, проведение сейсморазведки МОГТ-3D и глубокого бурения с детальным изучением кернового материала.

2. Частая и региональная перестройка структурного плана сопровождалась активной разломной тектоникой и образованием локальных поднятий, среди которых доминировали объекты (ловушки) преимущественно неструктурного типа (стратиграфическое, литологическое и тектоническое экранирование, комбинированный вариант).

3. Тектоническая эволюция региона сопровождалась широким разнообразием фациальной обстановки накопления отложений. Литолого-стратиграфический состав разреза отражает частую смену тектонических и палеогеографических условий осадконакопления.

4. В разрезе ЮТОБ выделены 3 ритмокомплекса, соответствующие отдельным стадиям мезозойского рифтогенеза: заложения (сазымбайская и айболинская свита), проседания (дощанская и карагансайская свита) и завершения (кумкольская и акшабулакская свита).

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 разрезе ЮТОБ по результатам поисково-разведочных работ выявлена региональная нефтегазоносность мезозойского комплекса отложений (центральная часть Арыкумского прогиба). Однако, в настоящее время перспективный диапазон разреза, наряду с юрскими и нижнемеловыми отложениями, дополняется отложениями верхнего палеозоя и верхней части фундамента (зона коры выветривания). На ряде площадей в регионе отмечена нефтегазоносность доюрских отложений, верхнепалеозойской толщи (таблица 3.1.).

Осадочный чехол рассматриваемой территории характеризуется значительными вариациями толщин отдельных стратиграфических подразделений. Юрские отложения получили распространение в разрезе грабенов-синклиналей. На выступах коренных пород получили развитие частично юрские и меловые отложения.

Общая толщина юрских отложений в грабенах-синклиналях достигает 1,5-4,5 км и более. Максимальные значения толщин отмечаются в осевых частях грабенов-синклиналей. Меловая часть разреза полностью перекрывает юрские отложения, толщина отложений мела составляет порядка 700-1500 м. Отложения кайнозоя имеют ограниченное распространение, толщина не превышает 150-200 м [25, 38]

Крупное месторождение Кумколь характеризуется многопластовым характером. В разрезе юры и нижнего мела резервуарная часть содержит 6 продуктивных горизонтов, в т.ч.: 4 – в отложениях юры и 2 – в нижнем мелу. 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 характеризуются значительным разнообразием по морфологии и генезису, что обусловлено сложной тектонической эволюцией Арыкумского прогиба [59, 60]. Основная часть выявленных залежей приурочена к антиклинальным поднятиям,

сформированным над выступами фундамента и в областях сочленения грабенов-синклиналей и горстов-антиклиналей. Зачастую продуктивные структуры приурочиваются к зонам тектонических нарушений, где создавались благоприятные условия для экранирования.

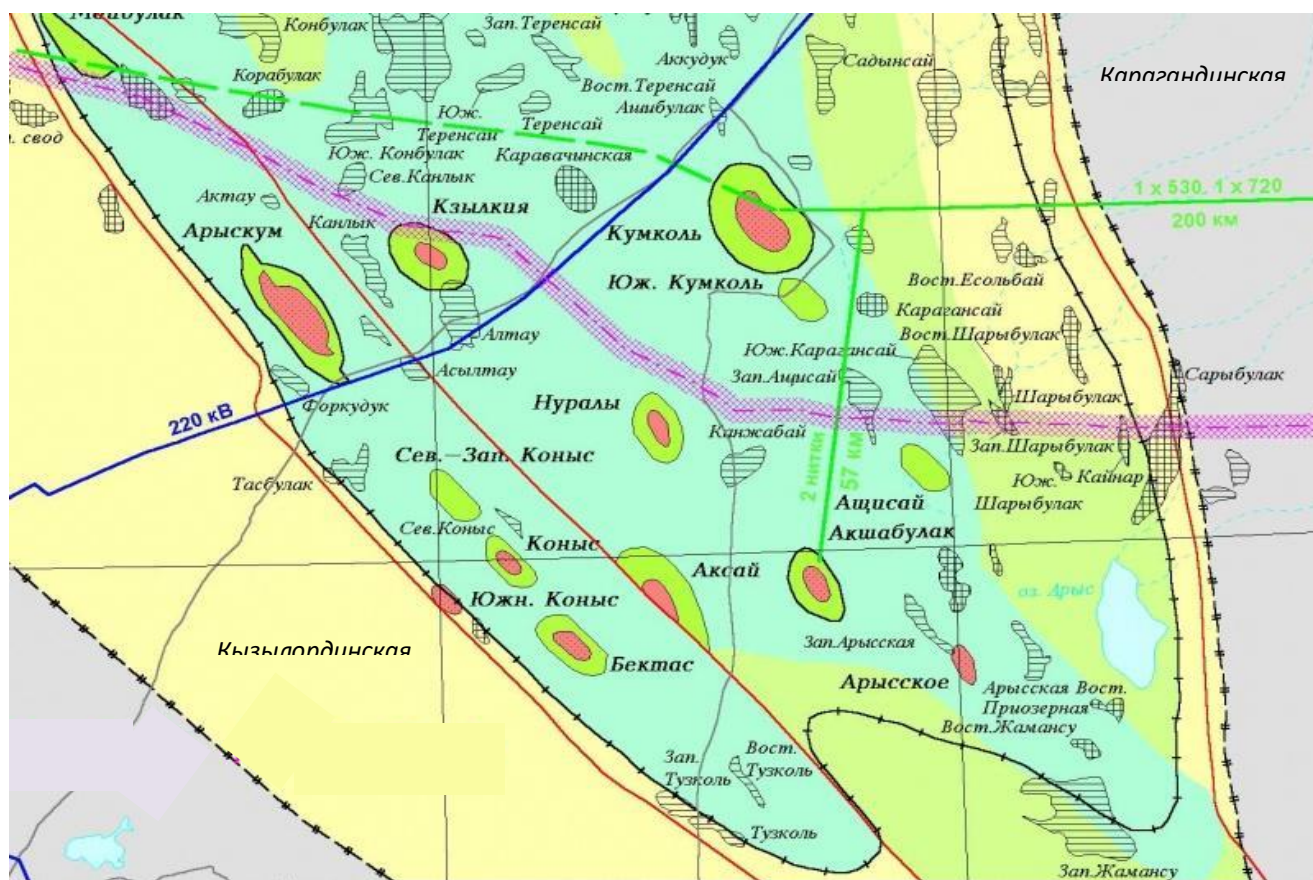


Рисунок 3.1 – Схема основных месторождений нефти и газа Южно-Торгайского бассейна. [55]

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

Кроме классических по типу пластово-сводовых залежей, в пределах Арыскупского 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 алевролитами 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 верхнепалеозойской толще. Характерной в данном отношении является

центральная часть Аксайской горста-антиклинали (зона Кенлик – Кенлик Северный – Кызылкия Северный – Карабулак).

Таблица 3.1 – Данные по нефтегазоносности палеозойских отложений Южно-Торгайского 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.	Арыское	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			

В разрезе центральной части Аксайской горста-антиклинали в последние годы был открыт ряд месторождений в палеозойских отложениях (Кенлик Северный, Кокбулак, Карабулак, Кызылкия Северо-Западный, Караванчи и др.). Ловушки нефти и газа зачастую представляют собой высоко амплитудные структурные сооружения (карбонатные постройки). Отмечена довольно высокая дебитная характеристика, порядка 200-300 м³/сут. Породы-коллекторы характеризуются высокими значениями ФЕС. С учетом этого и высоких дебитов отдельные зоны характеризуются наличием суперколлекторов (Акшабулак, Кызылкия и др.).

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.).

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 (Михайлец Н.М., 2012 г.).

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.).

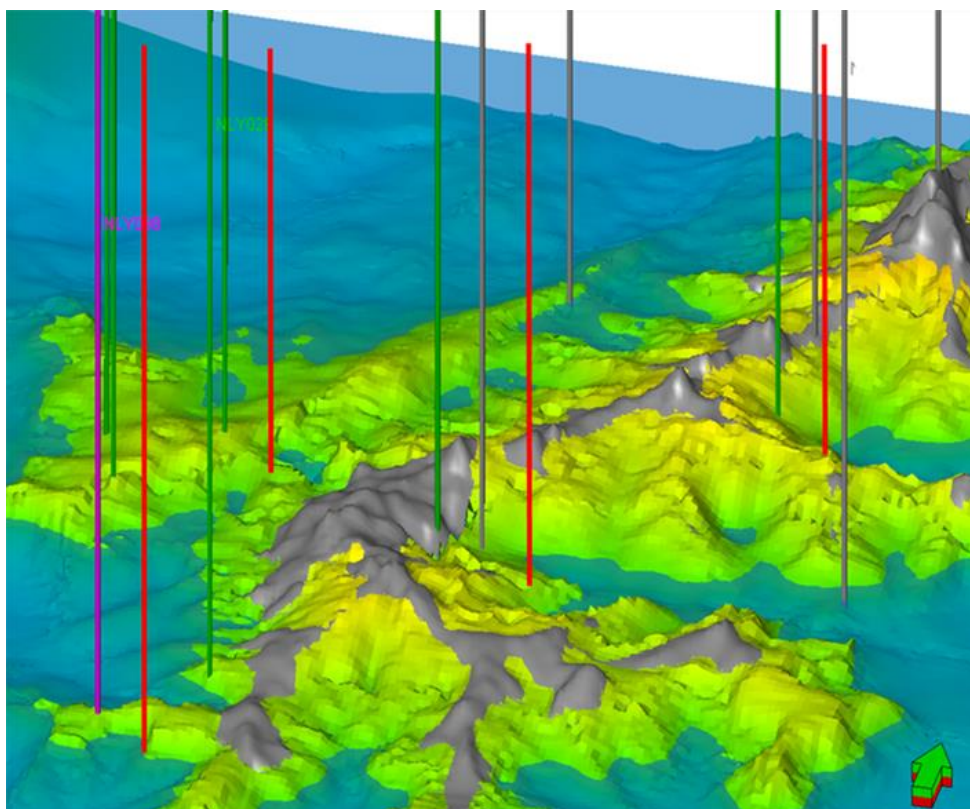


Рисунок 3.2. – Объемное моделирование выходов фундамента и верхнепалеозойских отложений – зон развития неантиклинальных ловушек в разрезе Акшабулакской грабена-синклинали (по данным ТОО «СП КазГерМунай», 2008-2010 гг.)

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 тектонически экранированного типа, с другой стороны являлись каналами вертикальной и латеральной миграции УВ. Особенно это характерно при вертикальных тектонических нарушениях и развитии зон с повышенной степенью трещиноватости пород [61].

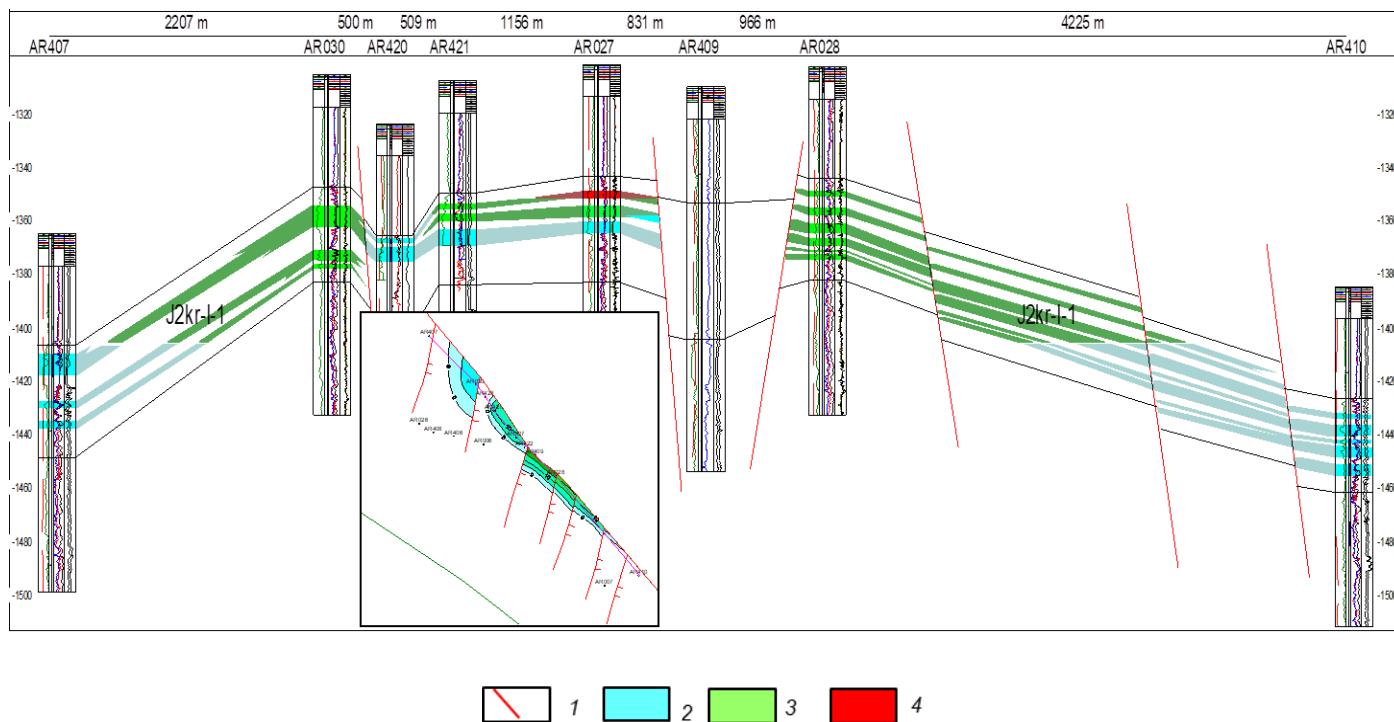


Рисунок 3.3. – Характеристика продуктивных горизонтов карагансайской свиты в разрезе площади Арыскуп по данным ГИС (по данным АО «ПетроКазахстан» и АО НК «КазМунайГаз», 2015-2016 гг.)

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

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 много стадийности процессов нефтегазообразования, что

является следствием изменений в активности тектонического режима, условий осадконакопления и термобарических показателей разреза осадочного чехла.

В разрезе ЮТОБ температурный градиент осадочных отложений составляет 1°C на 19,2 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].

В целом, сочетание благоприятных структурных условий, развитых терригенных коллекторов с высокими значениями ФЕС пород и наличия надёжных экранирующих толщ обусловило формирование крупных ЗНГН: Арыкумская (зона Майбулак – Арыкум – Бектас – Коныс), Кумколь-Акшабулакская, Аксайская (зона Кызылкия – Кенлик и др.). Широкое морфологическое разнообразие ловушек (залежей нефти и газа) связывается с уникальным характером (стилем) развития региона и отражением рифтовой природы Арыкумского прогиба.

Таким образом, выявленные нефтегазоносные структуры и типы залежей в пределах Арыкумского 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. Современная модель распределения залежей УВ следует рассматривать как результат взаимодействия всех элементов нефтегазоносной (углеводородной) системы, в т.ч.: очаг (зона) генерации, области аккумуляции и каналы региональной и площадной миграции. Другим, не менее важным разделом изучения продуктивности в разрезе Арыкумского прогиба является последующий анализ и изучение закономерностей формирования зон нефтегазонакопления (ЗНГН).

3.2. Характеристика и формирование зон нефтегазонакопления

По имеющимся представлениям зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) объединяют в своем составе группу залежей (месторождений), которые сопоставимы между собой по многим важным показателям (характеристикам). К данным показателям в различной мере можно отнести интервал глубин залегания продуктивных горизонтов, физико-химический состав вмещающих углеводородов, отношение к единой крупной тектонической структуре (прогиб, валообразное поднятие, платформа, зона поднятий и др.). В разрезе таких тектонических элементов палеотектонические и природные условия последовательно обеспечивали образование, перемещение и сохранение углеводородов.

В разрезе ЮТОБ ЗНГН развивались в условиях формирования основной юрской продуктивной толщи (терригенные и глинистые породы), богатой органическим веществом и зрелой степенью катагенеза. В условиях ЮТОБ

№ 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 НГМТ. 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 кароматическимУВ (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 биодegradации — 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).

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, дельтовой обстановке накопления.

Результаты комплексного геохимического анализа насыщенных и ароматических фракций нефти, свидетельствует о благоприятных условиях для образования зон генерации и аккумуляции углеводородов, их значительных миграционных возможностях.

Полученные экспериментальным путем значения соотношения алифатических и ароматических УВв отношении всех исследованных образцов (проб) указывают на отсутствие признаков биодegradации и соответствующую степень зрелости органического вещества. Это свидетельствует о сохранности и промышленной значимости выявленных залежей.

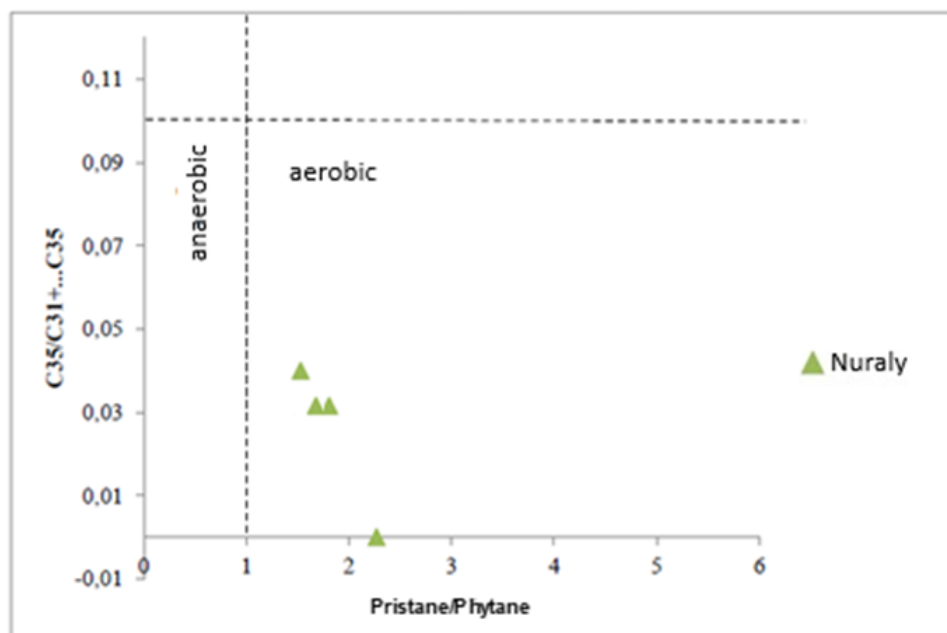


Рисунок 3.5 - График взаимосвязи пристан/фитан и соотношения C35[34]

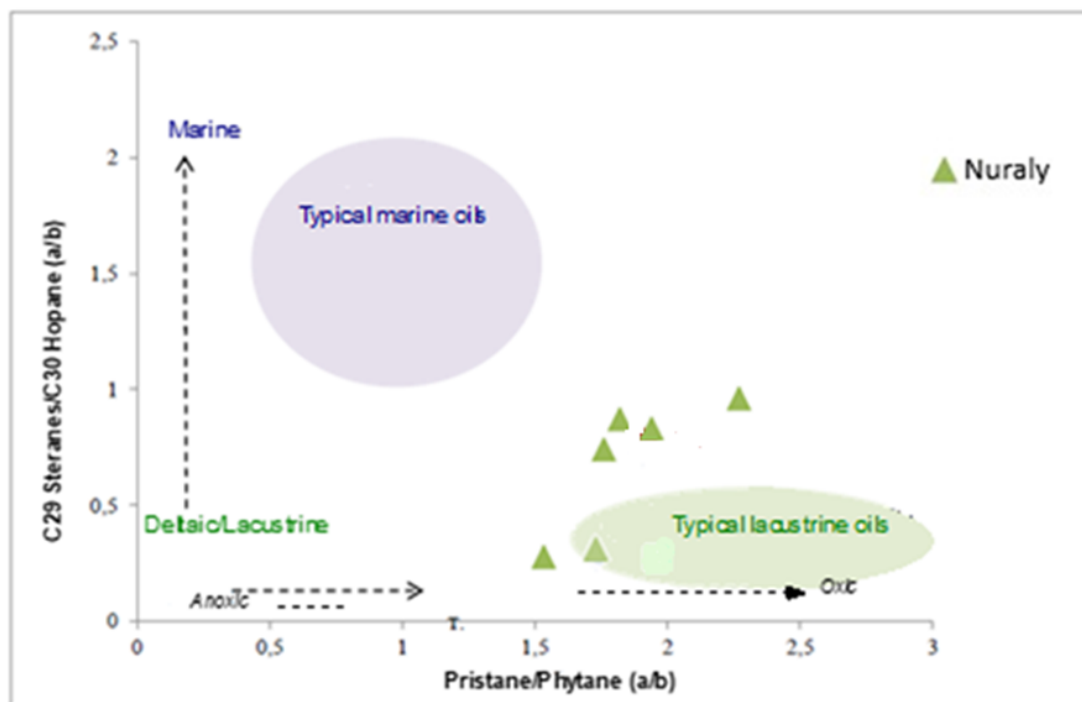


Рисунок 3.6 - График зависимости коэффициента стеран C29-гопана C30 и соотношения пристан/фитан [46]

Показатели биомаркерного состава (соотношения C29-стеран/C30-гопан и пристан/фитан) позволяют отнести тип и состояние органического вещества к преимущественно терригенному характеру осадконакопления (дельтовые отложения), слабоокислительной, преимущественно аэробной среде осадконакопления (рисунок 3.5).

Такие условия способствовали эффективному накоплению и сохранению органического вещества, а также последующей генерации жидких углеводородов, что подтверждается показателями (характеристиками) нефти, выделенными по результатам графического лабораторного анализа.

На тригонограмме распределения гопанов аномально высокий процент гопана C30 на фоне низкого содержания гопана C29 служит надежным маркером озерного происхождения исследуемой нефти (рисунок 3.6).

Тригонограмма относительного содержания стеранов (C27, C28, C29) 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).

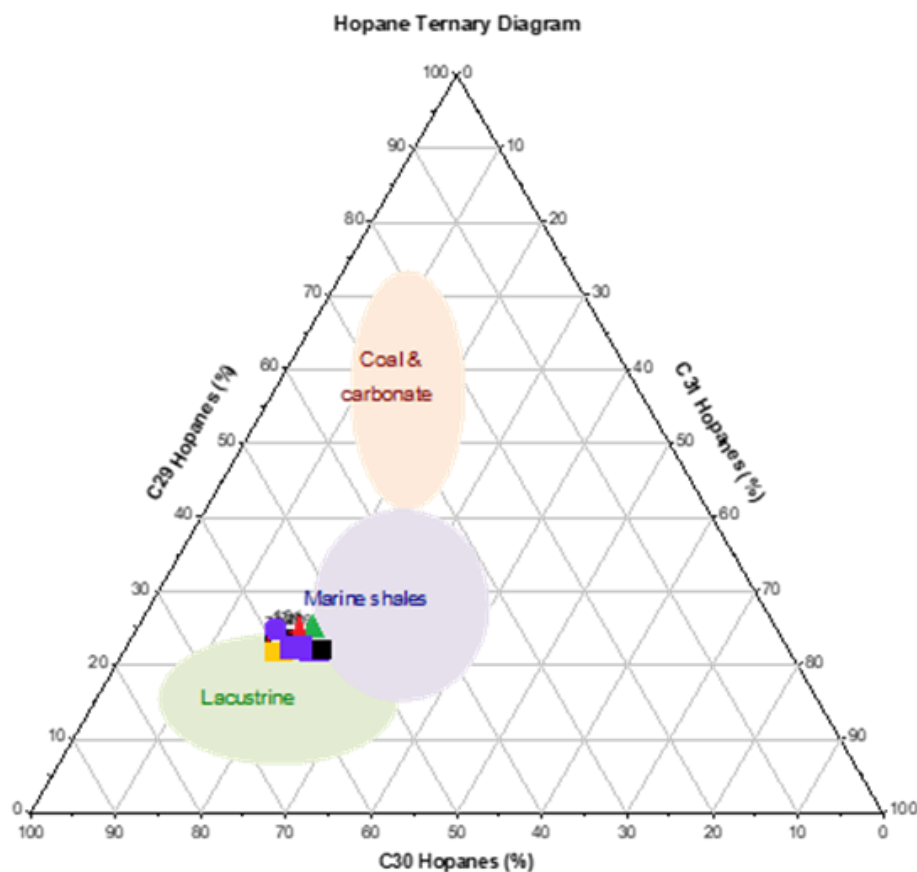


Рисунок 3.7 - Тригонограмма распределения гопанов

ЗНГН пространственно относится 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 данной обстановке накопления условия для развития процессов региональной и площадной миграции УВ являлись преимущественными.

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.

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

Полученные результаты и рекомендации обосновывают целесообразность расширения площади поисково-разведочных работ в разрезе известных ЗНГН и характерных структур и блоков, несмотря на достаточно высокую степень изученности бурением.

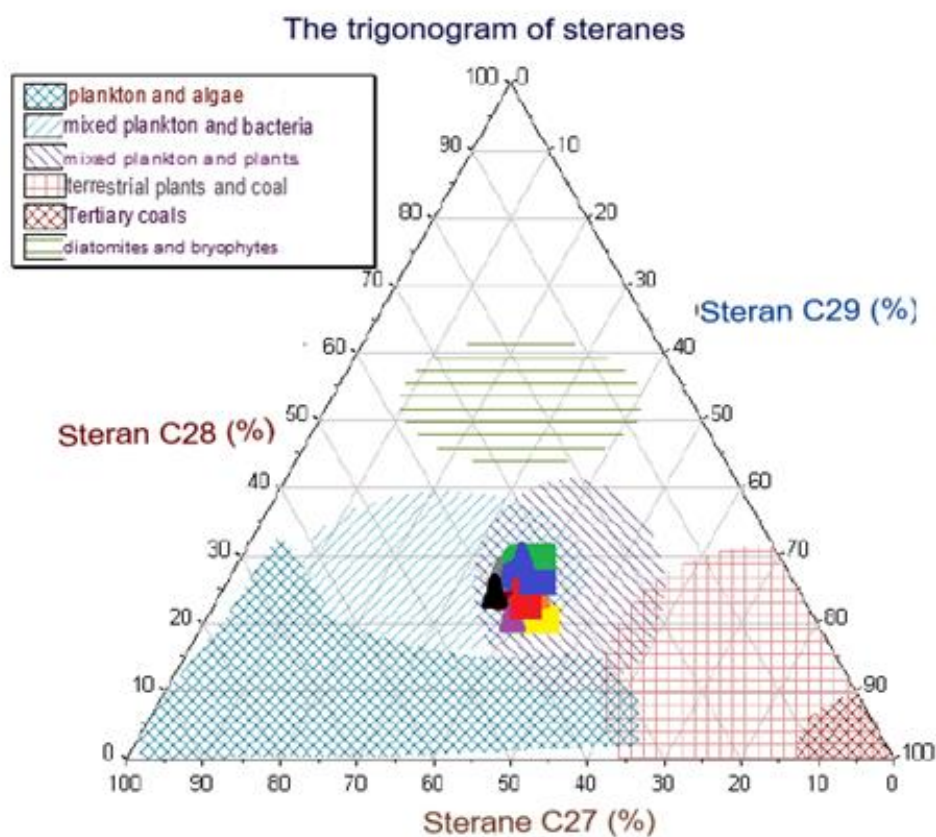


Рисунок 3.8 - Тригонограмма распределения стеранов

Результаты проведенных геохимических исследований проб нефти (площадь Нуралы и др.) позволяют сделать ниже следующие выводы.

1) Пространственное положение Арыкумского прогиба в разрезе ЮТОБ определяет наиболее погруженную локализованную область осадконакопления. С учетом структурно-тектонического критерия оценки перспективности Арыкумский прогиб рассматривается благоприятным для прогноза новых месторождений нефти и газа. Здесь 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 биодеградаци и является зрелой для образования углеводородов.

3) Обстановка терригенной седиментации, связанная с озерными и дельтовыми фациями соответствует специфическим условиям образования и созревания органического материала, благоприятствующим для формирования НМП и аккумуляции жидких углеводородов.

4) 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.

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

Таким образом, факторы, определяющие формирование ЗНГН, в полной мере соответствуют главным показателям режима тектонического развития территории исследования (структурные условия, влияние разломной тектоники, региональный наклон, чередование проницаемых и плотных пород по разрезу). По результатам проведенных исследований в качестве НМП могут выступать глинистые отложения и аржиллиты, содержащие высокую концентрацию ОВ.

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. Преобладающим типом поисковых локальных объектов могут рассматриваться ловушки, приуроченные к зонам различного характера экранирования и стратиграфических несогласий.

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 [16, 36, 47].

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 морфологию.

Характеристика строения и модель ЗНГН Арыкумского прогиба отражают собой результат многофакторного и многостадийного геологического процесса и развития бассейна осадконакопления. Закономерности формирования ЗНГН связываются, в первую очередь, со структурным фактором и развитием характерных по отдельным признакам строения и типа ловушек. В свою очередь, ЗНГН размещается в контурах отдельной тектонической структуры II-ого порядка (грабены-синклинали, горсты-антиклинали, др.).

Данные ориентиры можно рекомендовать в целях дальнейшего совершенствования методики поисковых работ и прогноза нефтегазоносности в разрезе ЮТОБ.

3.3. Гидрогеология и геохимическая зональность

Гидрогеология Арыскупского 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 Арыскупском 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 Арыскупского 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–Bota) 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 Aryskum.

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 А/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 ариллитах 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/гТОС)	HI ₀ (мг/гТОС)	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	-

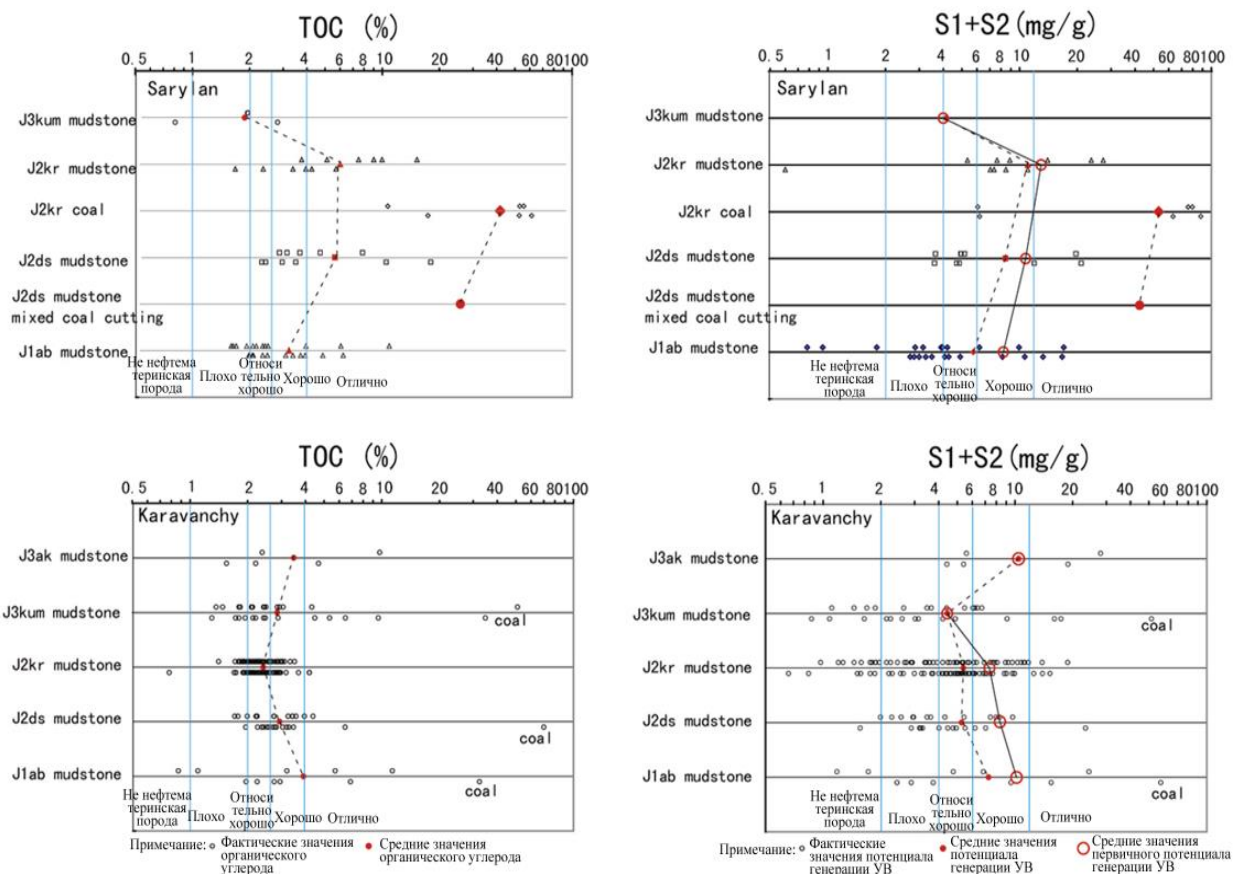


Рисунок 3.9 – Карта распространности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе площади Karavanchy

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 НГМТ 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.

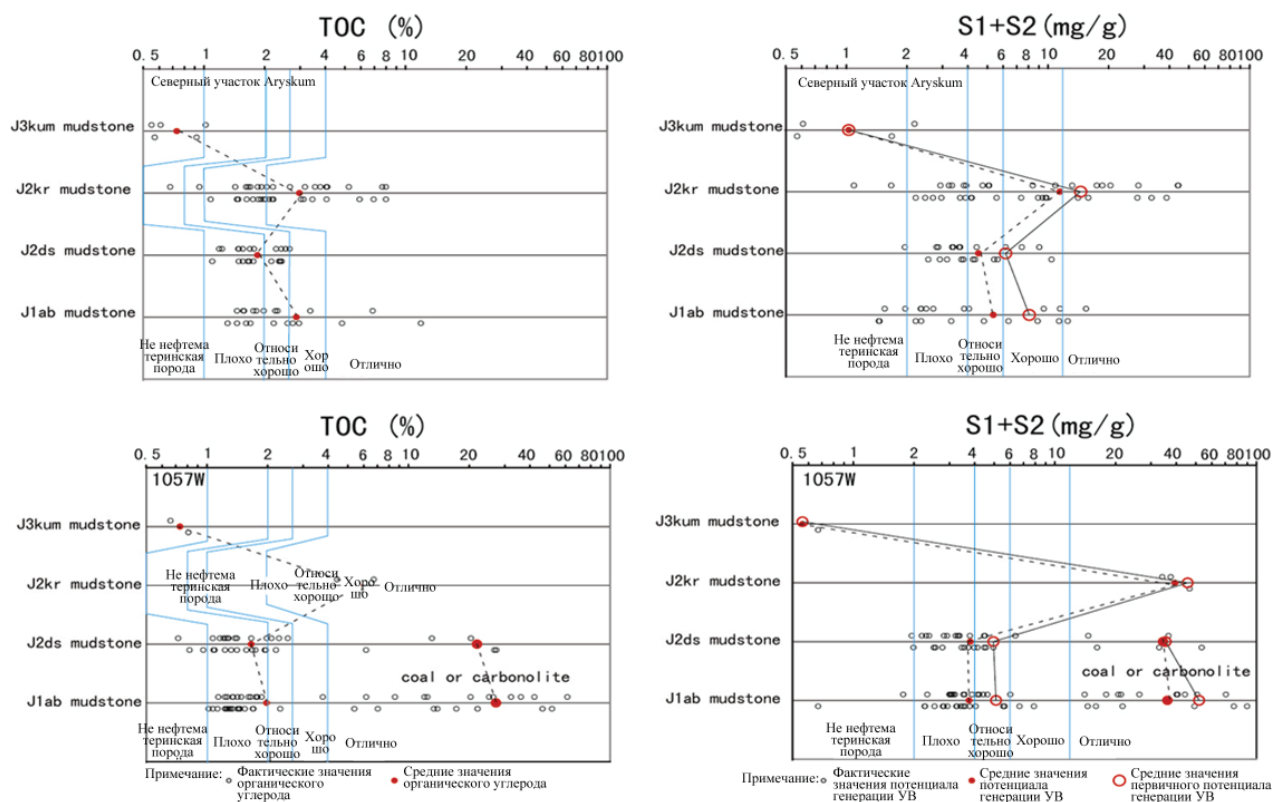


Рисунок 3.10 - Карта распространности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе 1057W на северном участке и юге прогиба Aryskum

Особое значение в формировании зон нефтегазонакопления имеют участки, где зрелые НМП 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.

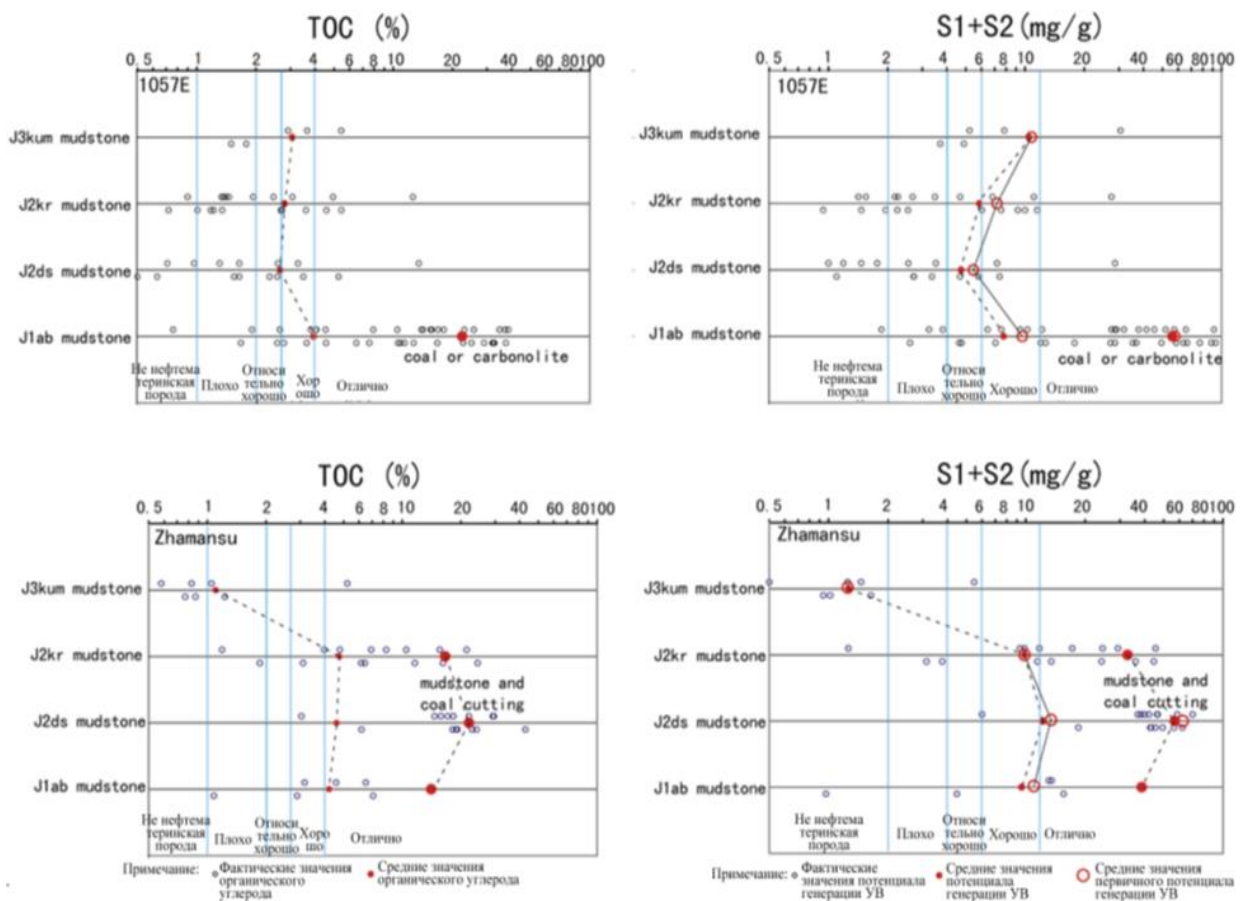


Рисунок 3.11 - Карта распространности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе блока 1057E-Zhamansu

Выводы по главе 3.

1) Арыкумский 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 Арыкумского 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 нефтегазоаккумуляции.

2) Формирование ЗНГН в разрезе Арыкумского прогиба в 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 высокогенерационного 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 УВв 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

Геохимическая часть данного исследования выполнена в двух взаимодополняющих направлениях, проведенных автором: биомаркерный анализ и фингерпринтинг нефти. Первое - биомаркерный анализ, проведенный в рамках данного исследования позволил получить характеристику зон генерации и аккумуляции углеводородов на основании стеранов, терпанов и других биомаркеров, которая представлена в 3-главе данной работы, по результатам которых установлено, что Арыскупский прогиб Южно-Торгайского бассейна является перспективным для накопления углеводородов, при этом их миграция происходит по разломным каналам с формированием локальных залежей. Данные твердофазной экстракции показали, что нефть не подвергалась биодеградации и достигла необходимой степени зрелости. Осадочная обстановка нефтематеринских пород характеризуется как озёрно-терригенная (возможно дельтовая), благоприятная для накопления органического вещества, а соотношения изопреноидов и нормальных алканов указывают на преобладание керогена II и III типов, сформированного в лагунных условиях с участием витринита и липтинита [89].

Вторая часть исследования, так называемое «фингерпринтинг нефти», является одним из направлений геохимического изучения нефти в мировой практике. Данный метод в переводе с английского (*fingerprint*) означает отпечаток пальца – это «отпечатки» нефти, которые используются для выявления различия или сходства нефти в пределах продуктивного пласта, залежи месторождения или бассейна на молекулярном уровне. Данный метод помимо определения флюидодинамической сообщаемости площадей нефтеносности, позволяет определить направление миграции углеводородов.

Технология фингерпринтинга нефти представляет собой не только экономически доступный, но и научно обоснованный и надёжный метод, позволяющий получать достоверную информацию о путях миграции углеводородов в пределах нефтегазоносного бассейна.

Анализ практики разведочных работ на одном из месторождений Аляски показал, что применение только геофизических методов приводит к значительно более низкой эффективности бурения по сравнению с их сочетанием с геохимическими исследованиями. В работе подчёркивается, что комплексный подход позволяет более чем в два раза повысить результативность выявления новых запасов. В качестве эмпирической основы использованы данные по 165 разведочным скважинам (рисунок 4.1), среди которых 120 оказались непродуктивными, а 45 — продуктивными. Также были рассмотрены три сценария успешности бурения и оценено влияние различных методов исследования на полученные результаты.

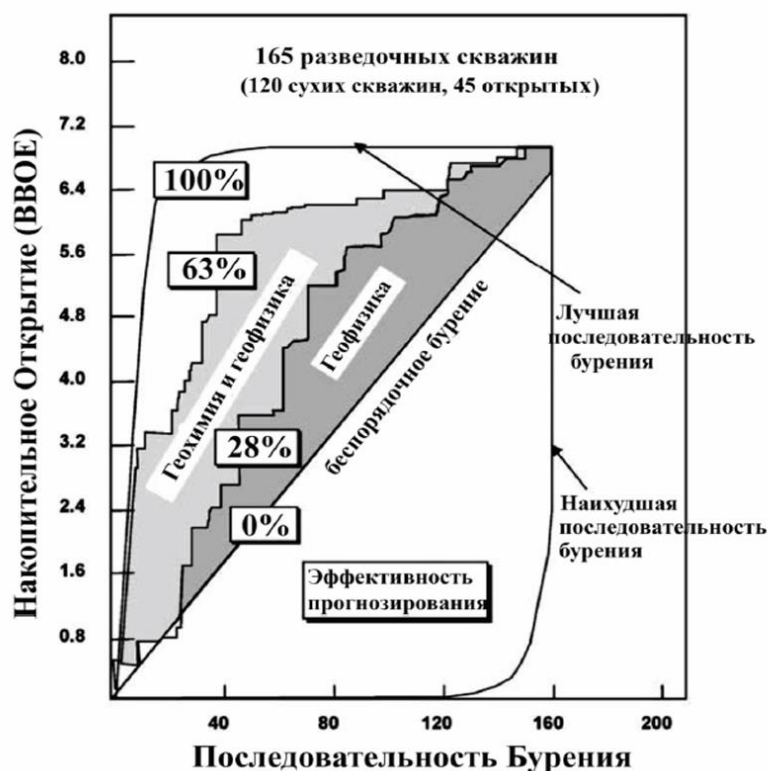


Рисунок 4.1 - Применение геохимии нефти и газа для повышения эффективности прогнозирования нефтегазоносности

На представленном графике (рисунок 4.1) наглядно отражено значение как геохимических, так и геофизических исследований, а также их совместной интерпретации, за счёт чего точность прогнозирования возрастает до 63%. В качестве геохимической основы использованы данные о нефтематеринских породах, включая показатели термической зрелости, генерационного потенциала, временные аспекты генерации, миграции и накопления углеводородов относительно формирования ловушек, а также направления их перемещения и другие параметры.

Метод фингерпринтинга на протяжении более чем 30 лет широко применяется для исследования нефтей различных месторождений в таких странах, как Канада, США, Кувейт, Нигерия, Великобритания и других. Так, при сопоставлении «лепестковой» диаграммы нефти месторождения Айдер (Eider), расположенного в Северном море, с аналогичными данными по близлежащим месторождениям — Терн (Tern), Корморан (Cormoran) и Оттер (Otter), было установлено, что нефть в Айдере имеет северо-восточное происхождение и мигрировала из района месторождения Оттер. Полученные результаты позволили обосновать бурение скважины EA10S1 в сводовой части структуры по направлению разлома, которая впоследствии дала значительный приток нефти, тем самым подтвердив выявленные пути миграции углеводородов.

Вместе с тем следует отметить, что данный метод имеет ограничения: его применение возможно преимущественно для нефтей, не подвергшихся

биодegradации, а также он малоэффективен при изучении сильно термически зрелых нефтей.

В Казахстане внедрение метода фингерпринтинга началось в Атырауском филиале ТОО «КМГ Инжиниринг». За последние годы здесь было проанализировано большое количество (более 4.5 тыс) образцов нефти, полученных из 117 месторождений и перспективных структур Казахстана и России, что позволило сформировать обширную базу данных по осадочным бассейнам региона.

Метод фингерпринтинга на LTM GC(газовом хроматографе) заключается в том, что различия флюидов по ароматическим пикам нефти вызваны разобщенностью резервуаров, что препятствует перемешиванию флюидов.

В таблице 4.1 представлены скважины и месторождения (площади), где был произведен фактический отбор проб нефтей для фингерпринтинга: скв. №111 м/р Восточный Кумколь (инт. 1000-1005 м, горизонт Ю-IV), скв. №5014 м/р Южный Кумколь (инт. 1005-1200 м, горизонт Ю-III), скв. №549 м/р Коньс (инт. 1255-1261 м, горизонт Ю-0-I), скв. №72 м/р Аксай (инт. 1569-1572 м, горизонт М-I), скв. №107 м/р Арыское (1362-1369 м, горизонт Ю-III). (рисунок 4.3)

Таблица 4.1 – Таблица фактического отбора проб нефтей для лабораторного анализа

Площадь/месторождение	№ скважины	Интервал отбора, м	Горизонт
1	2	3	4
Восточный Кумколь	111	1000-1005	Ю-IV
	22	1271-1278	Ю-I-II
Южный Кумколь	5014	1005-1200	Ю-III
Коньс	549	1255-1261	Ю-0-I
Аксай	72	1569-1572	М-I
Арыское	107	1362-1369	Ю-III
Кумколь	4109	1239-1240	Ю-III
	2725	1382.5-1390.5	Ю-I
	2705	1353-1361	Ю-I
	1211	1110.6-1112.3	М-I
	2146	1239.6-1270	Ю-I-II



Рисунок - 4.2 Пробы нефти из месторождений Арысқумского прогиба

Расположение точек отбора фактического полевого материала Арысқумского прогиба представлено на рисунке 4.1.

Отбор образцов нефти (рисунок 4.2) проводился на устьях скважин и были доставлены в лабораторию геохимических исследований нефти, воды и породы Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» в пластиковых тарах.

Имеющиеся пробы нефти были проанализированы на газовом хроматографе высокого разрешения (HRGC), с целью определения общего углеводородного состава и выявления степени биodeградации. Для проведения биомаркерного анализа аликвота была разделена на фракции (насыщенные, ароматические) методом ручной твердофазной экстракции.

Твердофазная экстракция представляет собой быстрый способ пробоподготовки, основанный на использовании сорбента (твёрдой неподвижной фазы) и соответствующего органического растворителя (подвижной фазы) для выделения целевых компонентов с их последующим элюированием. Данный метод широко применяется для селективного извлечения, концентрирования и очистки образцов перед проведением газохроматографического анализа. В частности, с использованием сорбентов — оксида алюминия и силикагеля, а также растворителей н-пентана и дихлорметана было выполнено разделение газоконденсата на алифатическую и ароматическую фракции соответственно.

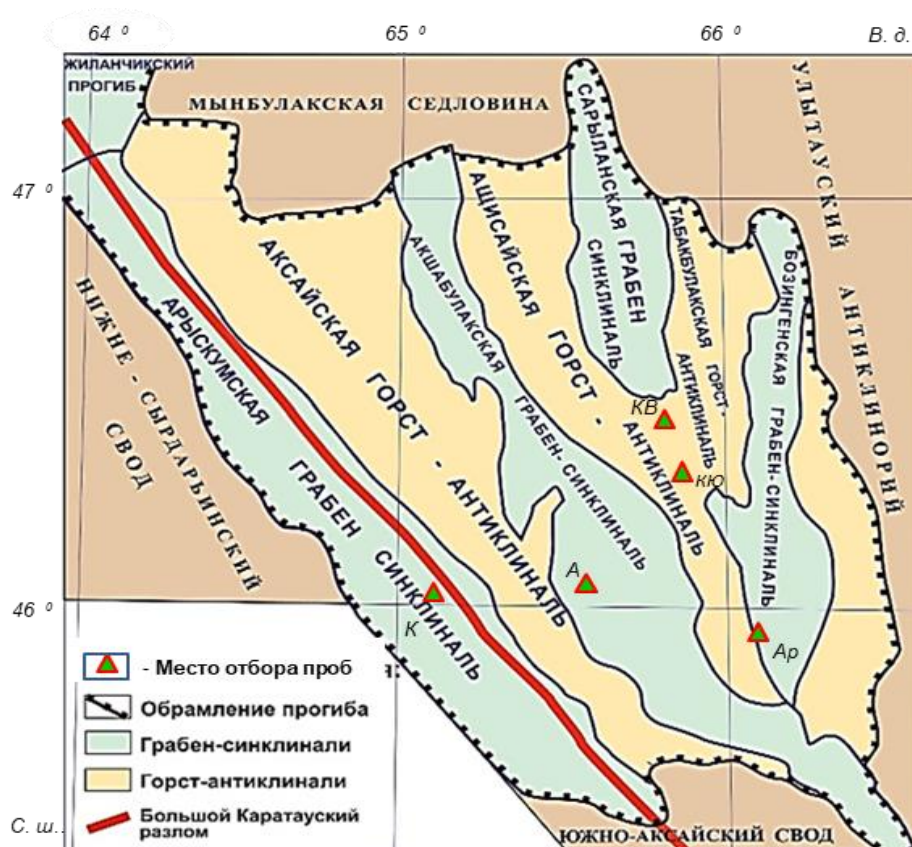


Рисунок 4.3 – Расположение точек отбора фактического полевого материала (пробы нефти).

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

Полученные фракции нефти анализируются отдельно на двух газовых хроматографах, что позволяет более точно идентифицировать биомаркеры в составе алифатической и ароматической частей. Фракционирование также необходимо для повышения качества хроматограмм: при отсутствии разделения различные компоненты могут элюироваться одновременно, создавая фоновый шум и затрудняя их корректное распознавание.

Биодеградация - микробные изменения органического вещества, которые происходят при низкой температуре (не более $\sim 80^{\circ}\text{C}$) и, следовательно, на небольших глубинах. Нефть может быть биодеградирована во время миграции, в резервуаре, и в местах выхода газоконденсата на поверхность.

Для корреляции нефтей продуктивных пластов применялись соотношения 11 ароматических пиков (таблица 4.3), включая внутренний стандарт, полученных по хроматограммам ЛТМ. На их основе строятся так называемые звёздчатые диаграммы, которые наглядно показывают сходства и различия между флюидами.

Таблица 4.2 - Ароматические компоненты, применяемые для фингерпринтинга

№ п/п	Целевой компонент (углеводород)	Обозначение
1	Этилбензол	EBENZ
2	Пара-ксилол	PXYL
3	Мета-ксилол	MXYL
4	Изопропилбензол	IP BENZ
5	Орто-ксилол	O XYL
6	Внутренний стандарт	ISTD
7	Н-пропилбензол	NP BENZ
8	4-этилтолуол	4 E TOL
9	3-этилтолуол	3 E TOL
10	1,3,5-триметилбензол	135 TMB
11	2-этилтолуол	2 E TOL
12	1,2,4-триметилбензол	124 TMB

В данной работе выполнено сопоставление усреднённых значений ароматических компонентов нефти месторождений Аксай, Арыское, Коныс, Кумколь Восточный и Кумколь Южный. Далее сравнение нефтей по методу фингерпринтинга проводилось с использованием построенных звёздчатых диаграмм (рисунок 4.3). Полученные результаты геохимических исследований проб, представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристика ароматических углеводородов месторождений Арысумского прогиба

№ п/п	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
1	Kumkol-2725	1,0667	0,9407	1,2253	0,5038	1,2437	0,4689	0,8205	1,0279	0,6102	1,0424	1,1921
2	Kumkol-2705	1,0797	0,9505	1,2103	0,5321	1,2483	0,4698	0,8274	1,0281	0,6133	1,0501	1,1912
3	Kumkol-1211	0,2074	2,3696	0,0562	3,8364	0,0723	3,9891	0,5687	0,4529	2,507	0,4717	0,0242
4	Kumkol-2146	1,0905	0,9674	1,2349	0,5125	1,2692	0,4593	0,8073	1,0074	0,5942	1,0177	1,1703
5	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
6	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
7	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
8	Aksai-72	0,9004	0,855	1,15	0,5238	1,1393	0,5635	0,8957	1,0662	0,7153	1,122	1,3173
9	Konys-549	1,1272	0,8757	1,2558	0,5962	1,2342	0,57	0,8752	1,0079	0,5926	1,247	1,0722
10	Arys-107	1,0681	0,8131	1,1501	0,7399	1,0217	0,5994	0,9085	1,2636	0,6966	1,2156	1,1495
11	Kumkol-4109	1,0618	0,9764	1,2353	0,5241	1,3108	0,4482	0,8165	1,0005	0,5756	1,0442	1,168

Анализы проводились по два раза, чтобы результаты были более точными и надежными. Повторные измерения помогают снизить погрешность проведенных исследований и повысить их точность.

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.

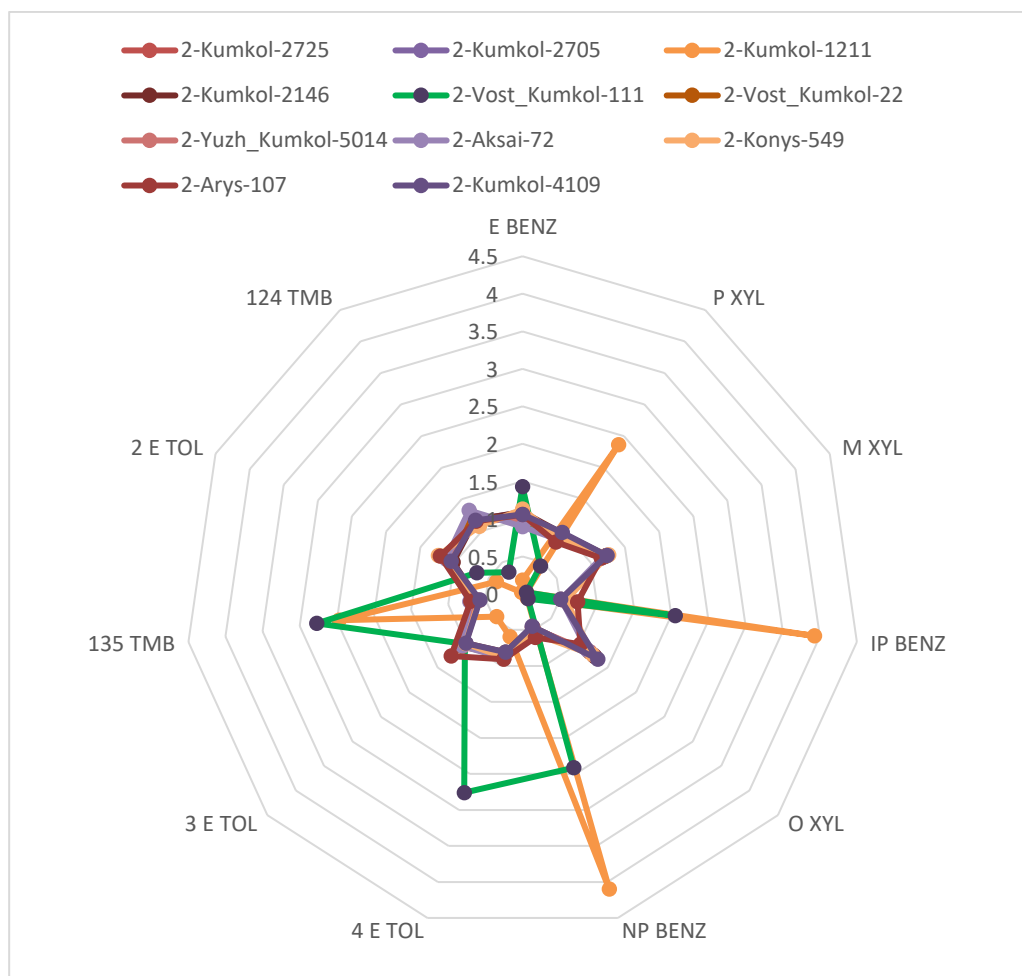


Рисунок 4.4 - Диаграмма содержания ароматических углеводородов по скважинам месторождения Кумколь

Сопоставление ароматических значений проб нефти на звёздчатой диаграмме в Excel указало на наличие незначительных отличий их друг от друга, кроме нефти скважины №1211 месторождения Кумколь и скважины №111 месторождения Восточный Кумколь, что отмечается разными цветами (зеленый, оранжевый) от основных групп нефтей и наглядно иллюстрируется на рис. 4.4.

Так как данные фингерпринтинга нефти определяют различия флюидов по ароматическим пикам, выявленные различия, вероятнее всего, вызваны разобщенностью резервуаров, что препятствовало перемешиванию данных флюидов, что в свою очередь может указывать на другие очаги генерации и различные пути миграции.

Большая часть исследованных нефтей связана с юрскими отложениями (Ю-I – Ю-IV), тогда как нефть месторождения Аксай в скважине относится к меловому горизонту (М-I). Все нефти, за исключением образцов из скважины 1211 Кумколь и скважины 111 Кумколь Восточный, демонстрируют схожие

формы звёздчатых диаграмм и формируют первую группу. При этом отмечается, что меловые нефти скважины №72 на месторождении Аксай также близки по характеристикам к нефтям других месторождений. Такая схожесть конфигураций звёздчатых диаграмм может свидетельствовать о хорошей флюидосообщаемости между породами-коллекторами.

На рисунке 4.5 Анализ данных и их графическое представление позволяет провести геохимическую классификацию проб нефти. На графике по оси X отложены 11 ароматических пиков, что позволяет оценить генетическое родство и влияние вторичных процессов на нефти из различных месторождений, представленных в таблице (Кумколь, КумкольВосточный, Кумколь Южный, Аксай, Коньис, Арыское).

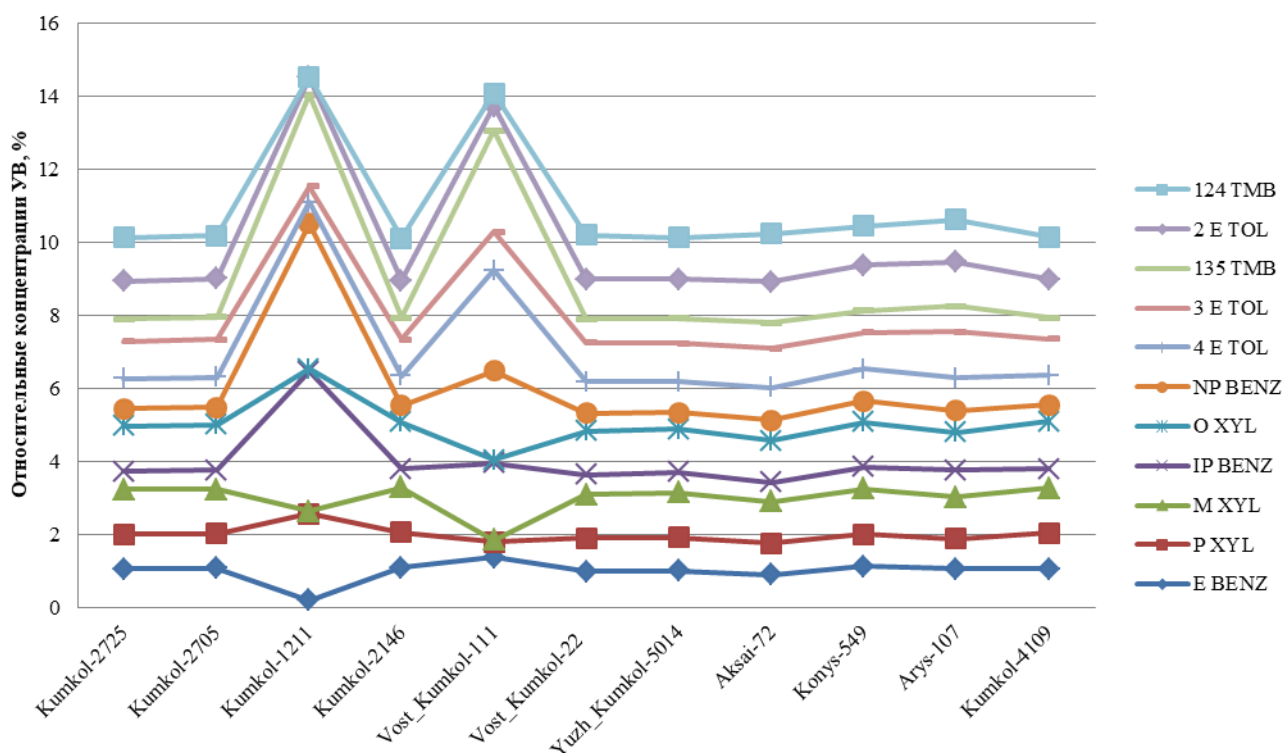


Рисунок 4.5 – Распределение ароматических углеводородов по пробам району исследований

Основная группа нефтей 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, Коньис-549 и Арыское-107, вероятно, сформировались в одной или сходных нефтематеринских толщах [58]. Таким образом, критерием группировки является не географическая близость, а идентичный "геохимический почерк".

Вторая группа (Группа 2) представлена всего двумя пробами: Kumkol-1211 и Vost_Kumkol-111. Их резко отличающийся профиль на графике — с

глубокими провалами поксилолам (M XYL, O XYL) и аномальными пиками попропилбензолам (IP BENZ, NP BENZ)— служит индикатором мощных вторичных процессов (биodeградация). 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 – первой группы месторождений.

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 НГМТ, типом пород-коллекторов и флюидоупоров, характером каналов миграции УВ. Результаты геохимических исследований по месторождению Нуралы, а также анализ данных по ЮТБ позволяют комплексно оценить характер нефтегазообразования и углеводородный потенциал разреза Арыскупского 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 биodeградации и обладает достаточной зрелостью. Условия седиментации и обеспечения НГМТ определяются озёрными и дельтовыми условиями накопления отложений. В таблице 4.3. представлены результаты пиролитического анализа кернa.

Таблица 4.4 Геохимическая характеристика по пиролитическому анализу отложений Арыскупского прогиба

№	Formation	Depth	TOC	S1	S2	S1+S2	S3	Tmax	HI	OI	S2/S3	S1/TOC *100	PI
1	K _{1nc1ar}	1682.9	0.52	0.97	1.6	2,57	1.03	413.02	298	198.1	2	187	0.385
2	K _{1nc1ar}	1686.4	0.53	0.57	2.2	2,77	0.75	437.49	417	141.5	3	108	0.205
3	K _{1nc1ar}	1687.43	1.12	2.05	3.1	5,15	0.25	445.16	277	22.3	12	183	0.398
4	J3km	1880.45	0.67	0.3	2.6	2,9	0.11	434.19	388	16.4	24	45	0.103
5	J3km	1883.85	0.47	0.24	1.1	1,34	0.41	440.33	238	87.2	3	51	0.176
6	J3km	1887.67	0.57	0.37	2.3	2,67	0.35	432.6	407	61.4	7	65	0.138
7	J3km	1896.54	0.68	0.49	2.8	3,29	0.32	330.67	412	47.1	9	72	0.149
8	J3km	1897.19	0.71	0.22	2	2,22	0.47	437.8	283	66.2	4	31	0.099
9	J3km	1897.36	1.41	1.65	9	10,65	0.99	434.11	640	70.2	9	117	0.155

По данным пиролиза керн скважин ЮТБ содержание общего органического углерода варьирует от 0,47 до 1,41 %, величины S₂ составляют порядка 1,1-9 мг УВ/г породы, что указывает на достаточно приемлемый генерационный потенциал[30].

Зависимость C_{орг}-S₂ 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 S₂. 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.

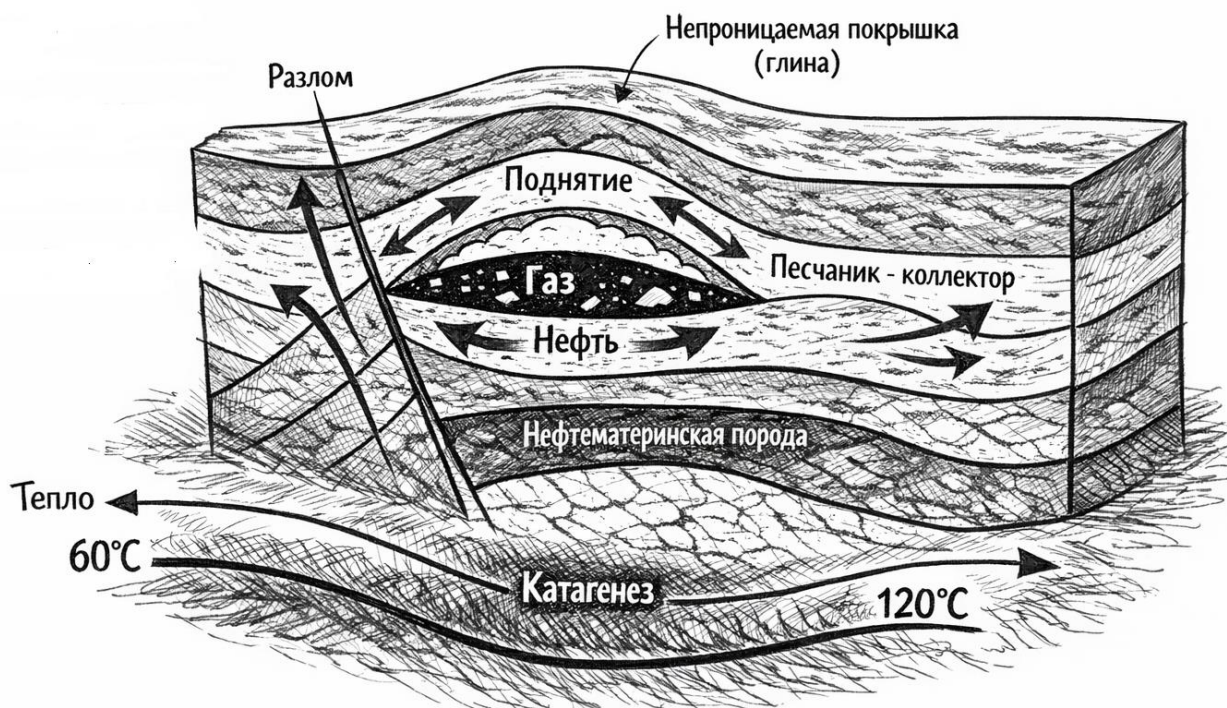


Рисунок 4.5 – Элементы углеводородной системы и показатели условия зоны нефтегазонакопления (составлено автором с помощью элементов компьютерной программ)

Согласно ранее проведенным исследованиям [31, 34] палеотектонические и литолого-фациальные условия бассейна осадконакопления характеризуются благоприятным соотношением показателя Pt/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 ($\delta^{13}C$) 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 ранее проведенных исследований и полученных новых результатов геохимических данных в рамках представленной работы позволяет сделать выводы о том, что юрские отложения ЮТБ обладают значительным углеводородным потенциалом (степень развития и объемы НГМТ). Отложения нижней и средней юры, участвующие в заполнении глубоких грабенов, 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 ЮТБ 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 4.5 – 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 условий осадконакопления (см. таблица 3.2).

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 НМП 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 4.5).

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

Таблица 4.6 – 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	+	+	+	+	+
		Дощанская	J1-2ds	+	+	+	+	+
Нижняя юра	J ₁	Айбалинская	J1ab	+	+	+	+	+
		Сазымбайская	J1sz	+	+	+	+	+

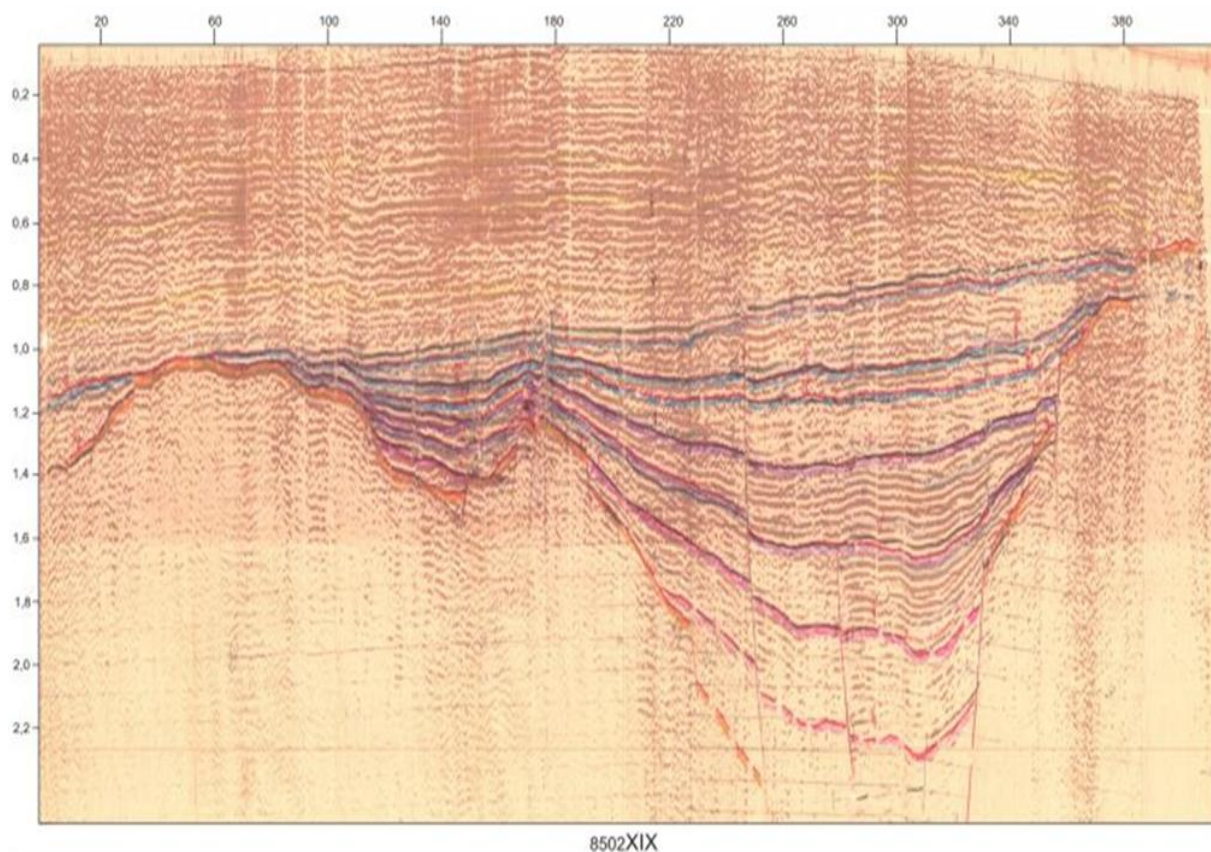


Рисунок 4.5 – Временной разрез 8502 XIX. Рифтовая природа грабенов-синклиналей (по данным Проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов РК»; 2009-2013 гг.)

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 Arysium наиболее мощные юрские толщи приходятся на нижнюю юру, но суммарная толщина юрских отложений остаётся невысокой. В позднеюрское время НМП 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.

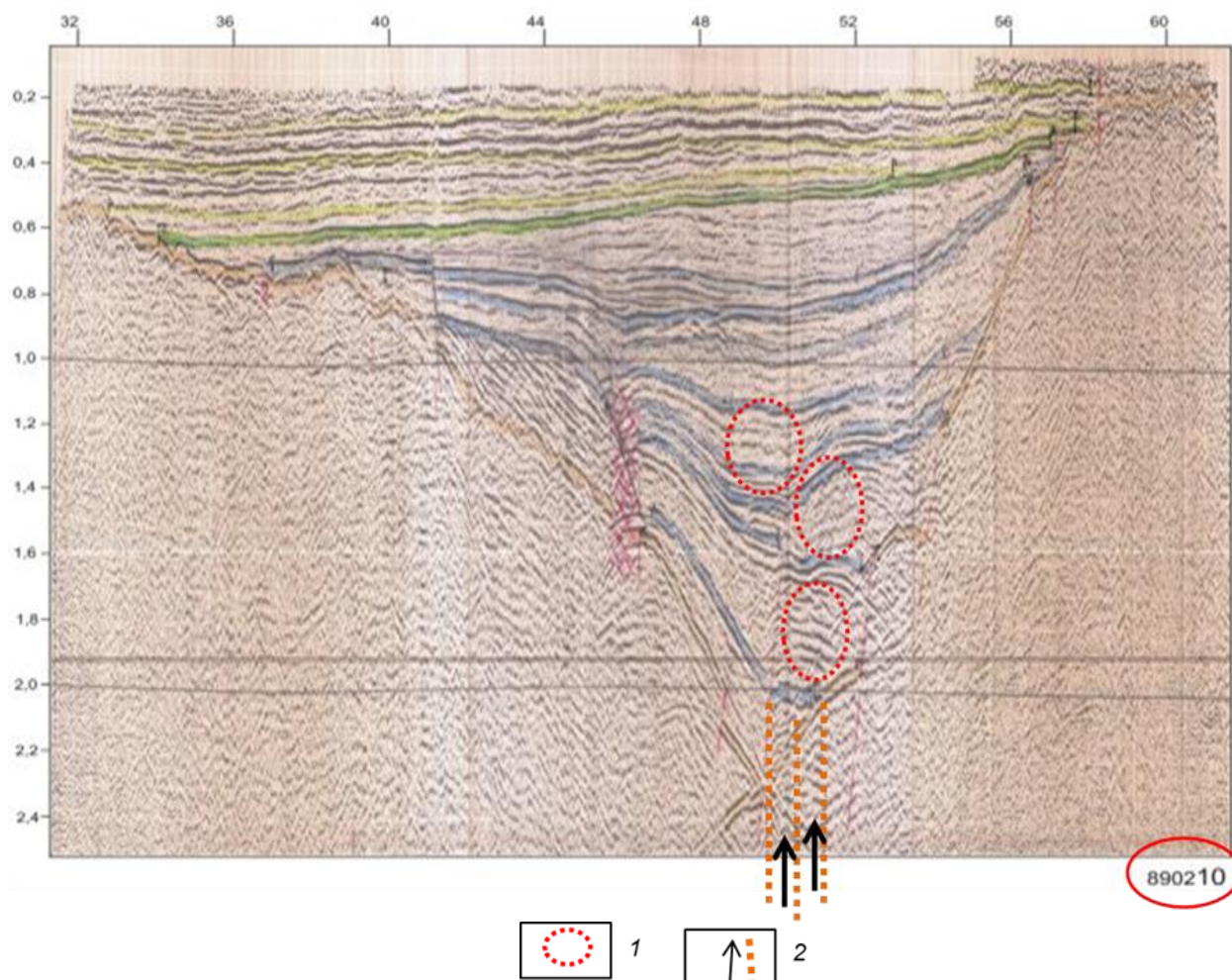


Рисунок 4.6 – Региональный временной разрез 890210 и принципиальная схема нефтегазоподводящих каналов[4]

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 J3кв при увеличенной мощности J3km. Поздне меловые 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 поздне меловую 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

поздне меловое 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 ЮТБ.

Таблица 4.7 -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 Аксаия и Коныса более зрелая и однородная, тогда как Арыское 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 Арыкумского 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 НГМТ (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 центральныхнаиболее погруженных зонахАрыскупского 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 алевритовых 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

Арыскупского прогиба были благоприятными для сохранения ранее сформированных скоплений нефти.

Таким образом, формирование нефтегазоносных систем Арыскупского 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. Арыскупский 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 керн 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 нефтегазоносность Кумкольской и Акшабулакской

структур и определяет перспективы выявления новых ловушек в смежных блоках.

4) Формирование углеводородных систем в разрезе Арыкумского 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 НГМТ, 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, арыкумского 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. В этой связи мощное осадконакопление в разрезе грабенов-синклиналей является основным фактором, обеспечивающим высокую оценку перспектив нефтегазоносности региона.

Отдельно следует рассмотреть возможности картирования зон приподнятого залегания выступов фундамента для детализации верхней дезинтегрированной части (кора выветривания) и совместного комплексного изучения продуктивности отложений КПК. Перспективное направление поисков и практический интерес представляют зоны с благоприятными условиями для формирования ловушек и залежей нефти и газа в отложениях верхнего палеозоя. 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 перспективностью отложений глинистого состава и прогнозом 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 проводящими 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.

Локальные объекты в разрезе верхнего палеозоя характеризуются широким диапазоном глубин залегания, значительной амплитудой и размерами, разнообразными формами (типами) ловушек. Имеющиеся геологические прогнозы позволяют считать возможный прогнозный потенциал верхнепалеозойской толщи достаточно высоким. Кроме того, данное направление поисков предполагает широкие возможности для реализации комплексных научных исследований.

Области значительного накопления юрских отложений в разрезе грабенно-синклиналей и крупных прогибов (в особенности их приосевые участки), предположительно, соответствуют в плане ослабленным зонам, сформировавшимся в подстилающем доюрском комплексе и, которые могут представлять собой вертикальные «подводящие» каналы, обеспечивающие глубинный подток углеводородов. Поэтому, наряду с общими вертикальными по разломам перетоками углеводородов в разрезе грабенно-синклиналей и

горстов-антиклиналей, существовала независимо глубинная миграция, связанная с нефтеподводящими каналами на уровне нижней наиболее погруженной части грабенов-синклиналей.

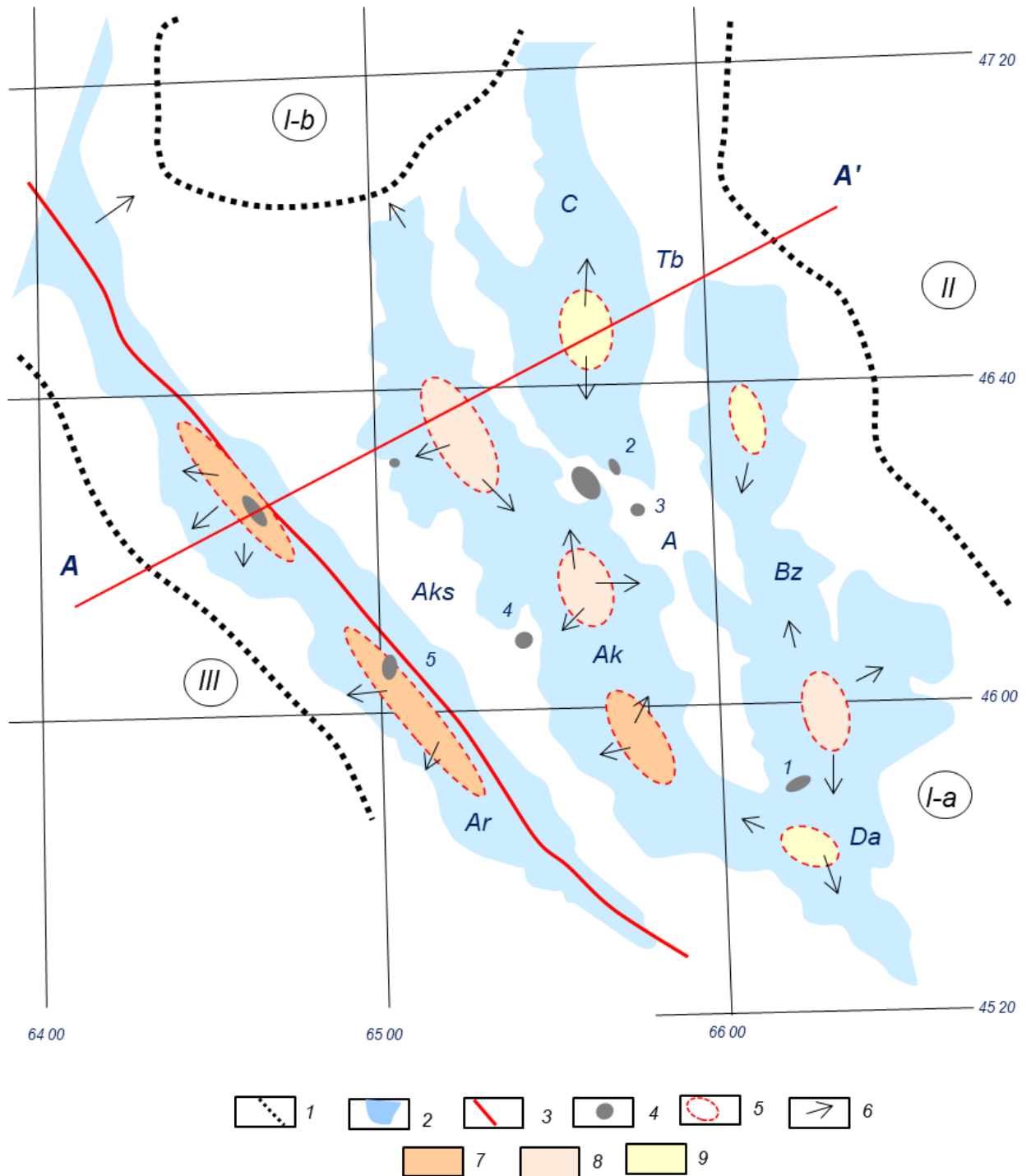


Рисунок 5.1 –Схема перспектив нефтегазоносности и формирования залежей УВ в мезозойском комплексе рифтового заполнения

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 – Коныс), 5 – участки максимального погружения и расположения глубинных «нефтеподводящих» каналов, 6 – направление (ориентуры) 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 – Арыкумский прогиб, I-b – Мынбулакская седловина, II – хребет Улытау, III – Нижнесырдарьинский свод. Горсты-антиклинали: Aks – Аксайская, A – Ацисайская, Tв – Табакбулакская

По результатам проведенных геохимических исследований проб нефти соискателем получены данные, позволяющие судить о наличии и характере проявления элементов углеводородных систем, в т.ч.: вероятные пути и каналы миграции, области генерации и аккумуляции, перспективные стратиграфические уровни накопления и локализации залежей УВ (рисунок 5.1). Дается характеристика элементов и проявлений нефтегазоносных систем с учетом значительного диапазона перспективной части разреза. Также, приведены доводы в части последовательности и механизма образования скоплений углеводородов в разрезе отдельных структурных этажей (фундамент, верхний палеозой, юра – нижний мел).

По мнению соискателя условием заполнения ловушек является наличие разуплотненной трещиноватой (пористой) среды. Подвижные УВ мигрируют вверх по ослабленным зонам, заполняют ловушки, при этом возраст нефтемещающих толщ не имеет существенного значения. Важен контакт в виде пористой разреженной среды на границе между отложениями различного возраста.

Примером для этого являются выступы коренных пород с залежами в образованиях «коры выветривания», перекрытые отложениями арыкумского горизонта нижнего неокома (ранее уже отмечалось в разделе 3.1.). В данном случае не вполне ясна последовательность формирования залежи на контакте данных разновозрастных толщ. С учетом зоны т.н. контакта, расположение толщ 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).

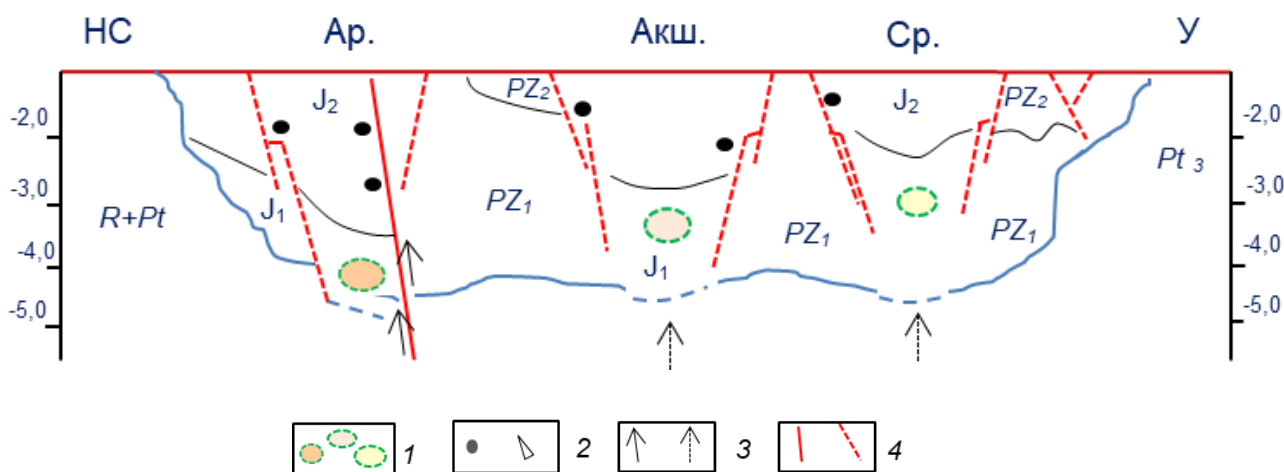


Рисунок 5.2 – Палеотектонический схема-профиль по линии А-А' на начало позднеюрской эпохи (IV отражающий горизонт; кровля карагансайской свиты J₂kr)

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

Обобщённая геолого-геохимическая модель нефтегазоносной системы в разрезе Арыкумского прогиба, отражает условия и области генерации, миграции и аккумуляции УВ (рисунок 5.3.). В нижней части разреза показан кристаллический фундамент, на поверхности которого развита кора выветривания фундамента, рассматриваемая как область развития потенциальных пород-коллекторов.

Глубинные разломы, несомненно, являются фактором, определяющим влияние на формирование зон аккумуляции и образования залежей углеводородов.

В средней части разреза локализованы генерационные зоны, приуроченные к НМП, 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 возможность как вертикальной, так и субвертикальной (сублатеральная) миграции УВ.

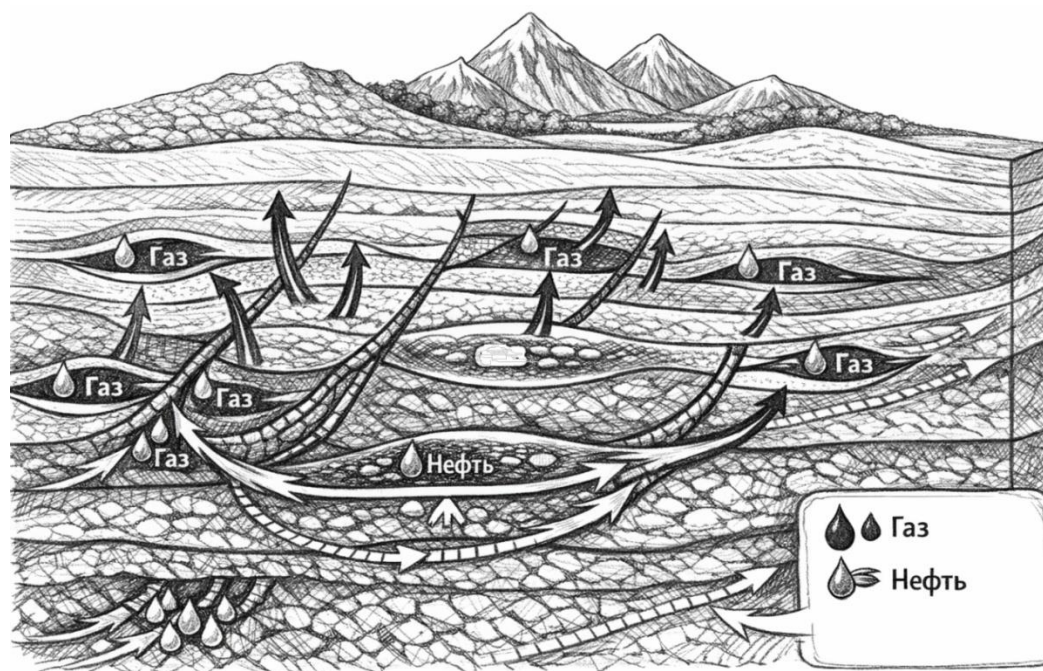


Рисунок 5.3 – Схема глубинной сублатеральной миграции углеводородов (составлено автором с помощью элементов компьютерной графики и программы)

В целом модель углеводородной системы является многоуровневой и многофакторной природной системой. Основная роль отводится развитию зоны генерации, разломно-блоковой тектонике, активизации каналов миграции, образованию разнообразных типов ловушек. Получил развитие широкий спектр ловушек различного типа (структурный, литологический, разломно-экранированный и др.).

При всем сложном разнообразии глубин залегания перспективных интервалов Арыкумский прогиб продолжает рассматриваться регионом благоприятным для постановки поисково-разведочных работ и комплексных научных исследований. Следует отметить высокую плотность выявленных залежей (ресурсов нефти и газа на единицу площади), наличие пород-коллекторов различного класса (в т.ч. суперколлекторы в отложениях юры). Несмотря на достаточно весомый фактически реализованный нефтегазоносный потенциал, имеющиеся благоприятные структурно-тектонические и литолого-фациальные предпосылки позволяют рассчитывать на дальнейшее увеличение запасов и расширение площади продуктивности.

Объектами первоочередной по перспективностикатегории земельрассматриваются 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.

Выводы по главе 5.

1) Проведённый анализ геологического строения, тектонического развития и эволюции в разрезе Арыкумского прогиба ЮТОБ позволил дифференцировать всю территорию на зоны распространения залежей со схожими геолого-тектоническими и геохимическими характеристиками разреза. Среди показателей: тектоническая приуроченность, преимущественный фазовый состав углеводородов залежей, стратиграфический диапазон продуктивных отложений (наличие нефтегазоносности образований коры выветривания и верхнепалеозойской толщи). Отчасти, одним из «инструментов» такого разделения применен геохимический критерий оценки разреза.

На основании данных показателей выделяется 7 локальных ЗНГН: Кумколь-Ащисайская (Кумколь, Кумколь Восточный, Кумколь Южный, Ащисай, Арыское, Блиновское), Нуралы-Акшабулакская (Акшабулак, Нуралы, Нуралы Северный, Аксай, Аксай Южный), Арыкумская (Арыкум, Доцан), Кенликская (Кенлик, Кызылкия, Кызылкия Северный, Карабулак), Северо-Западная (Майбулак, Жиланкыр), Тузкольская (Коныс, Бектас, Тузколь), Сарыбулакская (Сарыбулак, Майкыз).

2) Прогноз новых перспективных локальных объектов (ловушек) связывается с более углубленным изучением погруженных интервалов разреза

грабенов-синклиналей (нижняя и средняя юра), которые представляют толщу рифтового заполнения. Здесь следует оговориться, что качественные практические результаты будут определяться при условии повышения технических возможностей при снятии и обработке данных, а также совершенствовании результатов детальной сейсморазведки.

3) Полученные данные по грабенам-синклиналям 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 возможных продуктивных интервалов разреза за счет глинистых отложений нижней и средней юры.

3.1. Получение притоков нефти и газа в отложениях глинистых состава (нижняя и средняя юра) в разрезе Акшабулакской грабена-синклинали позволяют рассчитывать на значительный потенциал юрских отложений центральных и бортовых зон грабенов-синклиналей. Предположительно, залежи характеризуются накоплением и формированием «*insitu*».

4) Новые данные и результаты по доюрскому комплексу расширяют представления о масштабах нефтегазоносности ЮТОБ, в т.ч. Арыкумского прогиба. Это предполагает возможности вовлечения в детальные поисковые работы нижние стратиграфические интервалы разреза, а также новых перспективных объектов (ловушек нефти и газа).

На сегодня домезозойские отложения, в целом, не выделены в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса, обладающего собственным генерационным потенциалом (в настоящее время в ЮТОБ наличие собственного генерационного потенциала палеозоя экспериментально не установлено). В результате целенаправленного изучения доказан механизм формирования залежей в домезозойских образованиях и верхней дезинтегрированной части фундамента и верхнепалеозойском комплексе открытием ряда месторождений. Таковы данные по северной части Аксайской горста-антиклинали (Кызылкия Северо-Западный, Карабулак, Карабулак Западный, Кенлик, Кызылкия), с учетом этого одним из главных направлений ГРР является детальное изучение домезозойских отложений и прогноз перспективных объектов для обнаружения новых залежей, наращивания добычи нефти и газа в регионе. Отдельной задачей является оконтуривание перспективных участков с развитием в разрезе мощных карбонатов (в виде массивов и построек).

Кроме этого, поисковый интерес и отдельная региональная задача поисковых работ связывается с более детальным изучением северной части Арыкумского прогиба в полосе сочленения с Мынбулакской седловиной, малоизученной части территории ЮТОБ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная диссертационная работа выполнена в НАО «Карагандинский технический университет им. Абылкаса Сагинова» в период 2023-2026 гг. Работа и исследования посвящены решению основных вопросов геологии и нефтегазоносности Арыскупского прогиба: происхождение и формирование скоплений УВ, уточнение характеристик и элементов углеводородной системы. Объект исследований, Арыскупский прогиб является частью специфического 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 представляют мезозойский этаж нефтегазоносности (юра, нижний мел). На лабораторно-исследовательском этапе данной диссертационной работы осуществлен геохимический анализ данных проб нефти. 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 соответствии с полученными результатами, 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 диссертации обосновываются ниже следующие главные выводы, направленные на проведения 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.

Представляющие поисковый интерес локальные объекты (ловушки нефти и газа), преимущественно неструктурного типа прогнозируются на бортах грабенно-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.

2) Углеводородная система рассматриваемого региона предполагает существование залежей с различным фазовым составом углеводородов. 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. Также, залежь месторождения Ащисай практически не содержит в нефти растворенный газ.

Отдельно рассмотрены некоторые особенности проявления нефтегазоносности доюрской части разреза в составе фундамента и 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. Объемное моделирование углеводородных систем должно стать следующим этапом оценки потенциала Арыкумского прогиба. 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.

4) Результаты изучения строения и возможных масштабов нефтегазоносности нижней глубинной части разреза (дорифтовый комплекс), наряду с более изученной верхней юрско-меловой частью разреза, указывают на развитие локальных поисковых объектов (ловушек) в сложных геологических условиях залегания. С увеличением глубинности изучения актуальность приобретает детальное изучение ловушек неантиклинального типа.

5) В составе рифтового комплекса распространение перспективных объектов связывается с погруженными интервалами юрского разреза (сазымбайская, айболинская, дощанская, карагансайская свита). Различные по форме и морфологии ловушки УВ связываются с зонами литологического выклинивания и замещения, стратиграфического экранирования. Ловушки УВ формируют структурные «задержки» на моноклиналях и бортах крупных прогибов. В приосевых центральных зонах грабенно-синклиналей прогнозируется широкое развитие пород-коллекторов нетрадиционного типа преимущественно глинистого состава.

6) Результаты проведенного анализа проб нефти Арыкумского прогиба позволяют считать, что НМП 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

НМП 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 НГМТ. 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. Недр. Москва. 1991. 247 с.
2. Абетов А.Е., Муканов Д.Б. Структура гравитационного поля игравивозмущающие объекты Южно-Торгайского осадочного бассейна // *Naukovyi 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 ideato 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 сейсмofаций 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., Филиппев 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., Филиппев 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. Строение 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. 29с.

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 Арыскупской 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 Арыскупского 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., Парагульков Т.Х., Ажгалиев Д.К. Пространственно-временные закономерности размещения месторождений нефти и газа в Южно-Тургайском бассейне // Нефть и газ Казахстана. Алматы: Гылым. 1997. № 3. С.35-40.

40. 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.

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

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.

42. 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.
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 минерагения // 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 АНКаз. 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 минерагения Казахстана (доклады к XXXI сессии МГК). Алматы. 2000. С.211-223.

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

77. Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Парагульгов Т.Х., Филипьев 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. СафиУтебаева. 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. Филипьев Г.П., Цирельсон Б.С. и др. О соотношении структурных планов триас-юрских и мел-кайназойских отложений Арыскупской зоны Южного Тургая в связи с нефтегазоносностью // Известия АН Каз. ССР. Серия геологическая. 1986. № 4.

85. ХантДж.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. DemeuovaA., AmangeldiyevaG., MadishevaR., SeitkhaziyevY., AzhgalievD., LatipovaA., AkhmetovD., ImanbayevaS. 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., Amangeldieva, G.B., 2024. Prospects of oil and gas potential of the Aryskum trough of the South Torgai 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. BocaiLi, 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.

Приложение А.
Акт внедрения в производство



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	Геологический разрез Арыкумского прогиба Южно-Тургайского бассейна
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	Структурная схема по отражающему горизонту «PZ» центральной части Аксайской горста-антиклинали
9	Рисунок 2.7	Основные этапы формирования и литолого-стратиграфические комплексы Южно-Тургайского бассейна
10	Рисунок 3.1	Схема основных месторождений нефти и газа Южно-Тургайского бассейна
11	Рисунок 3.2	Объемное моделирование выходов фундамента и верхнепалеозойских отложений – зон развития неантиклинальных ловушек в разрезе Акшабулакской грабена-синклинали (по данным ТОО «СП КазГерМунай», 2008-2010 гг.)
12	Рисунок 3.3	Характеристика продуктивных горизонтов карагансайской свиты в разрезе площади Арыкум по данным ГИС
13	Рисунок 3.4	Геохимический разрез исходных пород образцов кернового материала
14	Рисунок 3.5	График взаимосвязи пристан/фитан и соотношения C35
15	Рисунок 3.6	График зависимости коэффициента стеран C29-гопана C30 и соотношения пристан/фитан
16	Рисунок 3.7	Тригонограмма распределения гопанов
17	Рисунок 3.8	Тригонограмма распределения стеранов
18	Рисунок 3.9	Карта распространенности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе площади Karavanchy

19	Рисунок 3.10	Карта распространенности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе 1057W на северном участке и юге прогиба Aryskum
20	Рисунок 3.11	Карта распространенности органических веществ нефтематеринских пород юры в районе блока 1057E-Zhamansu
21	Рисунок 4.1	Применение геохимии нефти и газа для повышения эффективности прогнозирования нефтегазоносности
22	Рисунок 4.2	Пробы нефти из месторождений Арыскумского прогиба
23	Рисунок 4.3	Расположение точек отбора фактического полевого материала (пробы нефти).
24	Рисунок 4.4	Диаграмма содержания ароматических углеводородов по скважинам месторождения Кумколь
25	Рисунок 4.5	Распределение ароматических углеводородов по пробам району исследований
26	Рисунок 4.6	Элементы углеводородной системы и показатели условия зоны нефтегазонакопления (<i>составлено автором с помощью элементов компьютерной программ</i>)
27	Рисунок 4.7	Временной разрез 8502 XIX. Рифтовая природа грабенов-синклиналей (<i>по данным Проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов РК»; 2009-2013 гг.</i>)
28	Рисунок 4.8	Региональный временной разрез 890210 и принципиальная схема нефтегазоподводящих каналов
29	Рисунок 5.1	Схема перспектив нефтегазоносности и формирования залежей УВ в мезозойском комплексе рифтового заполнения
30	Рисунок 5.2	Палеотектонический схема-профиль по линии А-А' на начало позднеюрской эпохи (IV отражающий горизонт; кровля карагансайской свиты J ₂ kr)
31	Рисунок 5.3	Схема глубинной сублатеральной миграции углеводородов

ТАБЛИЦЫ

№	Номер	Наименование таблицы
1	Таблица 2.1	Этапы тектонической эволюции и развития осадочного заполнения Арыскумского 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	Таблица фактического отбора проб нефтей для лабораторного анализа
12	Таблица 4.2	Ароматические компоненты, применяемые для фингерпринтинга
13	Таблица 4.3	Характеристика ароматических углеводородов месторождений Арыскупского прогиба
14	Таблица 4.4	Геохимическая характеристика по пиролитическому анализу отложений Арыскупского прогиба
15	Таблица 4.5	Содержание органических веществ в разрезе
16	Таблица 4.6	Нефтегазоматеринские толщи Арыскупского прогиба
17	Таблица 4.7	История генерации УВ в разрезе различных блоков Арыскупского прогиба