

Карагандинский Технический Университет

УДК 553.98

На правах рукописи

МАДИШЕВА РИМА КОПБОСЫНКЫЗЫ

**Исследование геодинамической обстановки осадконакопления
и формирования нефтегазоносности
доюрского комплекса Арыскупского прогиба**

6D070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты
доктор технических наук,
профессор
В.С. Портнов

академик НАН РК,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор
С.М. Оздоев

доктор геолого-минералогических наук,
профессор
В.И. Исаев
(Томск)

Республика Казахстан
Караганда, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	3
ВВЕДЕНИЕ	4
1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА	9
1.1 Геолого-геофизическая изученность.....	9
1.2. Геодинамика Южно-Торгайского бассейна.....	10
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	16
1.4 Нефтегазоносность Арыкумского прогиба.....	22
1.5 Породы – коллекторы.....	31
1.5.1 Типы коллекторов.....	32
1.5.2 Нетрадиционные коллекторы.....	33
1.6 Выводы по первому разделу.....	37
2 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ФУНДАМЕНТА ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ	38
2.1 Краткий обзор месторождений с продуктивным фундаментом.....	38
2.2 Нефтегазоносность доюрских отложений Арыкумского прогиба.....	41
2.3 Характеристика и вещественный состав пород домезозойских отложений Южно-Торгайского прогиба.....	44
2.4 Выводы по второму разделу.....	47
3 АНАЛИЗ ВЗГЛЯДОВ О ГЕНЕЗИСЕ НЕФТЕЙ И СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ХИМИЧЕСКОЙ ПРИРОДЕ И О ПРОИСХОЖДЕНИИ НЕФТЕЙ	49
3.1 Анализ взглядов о генезисе нефтей.....	49
3.2 Геохимическое исследование нефти.....	51
3.3 Изотопный состав углерода нефти.....	53
3.4 Обзор биомаркеров источника нефти.....	55
3.5 Выводы по третьему разделу.....	59
4 ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕЙ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА	60
4.1 Газо-жидкостный и хромато-масс спектрометрический анализ нефтей Арыкумского прогиба.....	60
4.2 Геохимическая характеристика нефтей Арыкумского прогиба.....	64
4.3 ЯМР-спектроскопия нефтей разных горизонтов Арыкумского прогиба.....	71
4.4 Изотопный состав нефтей Арыкумского прогиба.....	77
4.5 Выводы по четвертому разделу.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Акт внедрения	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Патент	98

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

НГБ	– НГБ нефтегазоносный бассейн
НГМТ	– НГМТ нефтегазоматеринская толща
ЮТ НГБ	– ЮТ НГБ Южно-Торгайский нефтегазоносный бассейн
ГРР	– ГРР Геолого-разведочные работы
МОВ	– МОВ Метод отраженных волн
КМПВ	– КМПВ Корреляционный метод преломленных волн
ОГТ	– ОГТ Общая глубинная точка
МТЗ	– МТЗ Магнитотеллурическое зондирование
МТП	– МТП магнитотеллурическое профилирование
ГИС	– ГИС Геофизические исследования скважин
Сорг	– Сорг общее содержание органического углерода в породе
УВ	– УВ углеводороды
ОВ	– ОВ органическое вещество
РОВ	– РОВ рассеянное органическое вещество
ЛСК	– ЛСК Литолого-стратиграфический комплекс
НАЛ	– НАЛ Неантиклинальные ловушки
ГЖХ	– ГЖХ газожидкостная хроматография
ХМС	– ХМС хромато-масс-спектрометрия
П/Ф	– П/Ф отношение пристана к фитану
П/н-С ₁₇	– П/н-С ₁₇ отношение пристана к н-алкану С ₁₇
Ф/н-С ₁₈	– Ф/н-С ₁₈ отношение фитана к н-алкану С ₁₈
АБ	– АБ алкилбензол
Н	– Н нафталин
Ф	– Ф фенантрен
ФН	– ФН фенилнафталин
Пир	– Пир пирен
ФФ	– ФФ фенилфенантрен
Хр	– Хр хризен
Фпир	– Фпир фенилпирен
ФТФН	– ФТФН фенилтифенилен
НФ	– НФ 1,9-(1-нафтилметил)-фенантрен
М-	– М- метил-
ДМ-	– ДМ- диметил-
ТМ-	– ТМ- триметил-
ТеМ-	– ТеМ- тетраметил-

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Южно-Торгайский осадочный бассейн согласно «Карте перспектив нефтегазоносности Казахстана» (2002) относится к Восточному нефтегазогеологическому региону и является одним из важных нефтегазодобывающих районов Республики Казахстан. В Арысском прогибе. Нефтегазоносность Арысского прогиба связана с литолого-стратиграфическими комплексами юрско-меловых отложений, девонско-нижнекаменноугольными образованиями квазиплатформенного комплекса и дезинтегрированными выступами фундамента. Предполагается наличие определенного потенциала нефтегазоносности домезозойских образований, в связи с нефтегазопроявлениями, вплоть до промышленных притоков нефти при их испытании. За более чем 30 лет проведено огромное количество ГРП, в результате которых выявлены более 35 месторождений нефти и газа, большинство из которых на сегодняшний день находятся на поздней стадии разработки и характеризуются высокой степенью выработки запасов. Одним из важных направлений поисково-разведочных работ является выявление новых залежей в отложениях доюрского комплекса.

Поэтому актуальность работы, направленной на изучение нефтегазоносного доюрского комплекса, как одного из перспективных объектов восполнения минерально-сырьевой базы, увеличения экономического потенциала страны, очевидна.

Известно, что эффективность поиска и открытия новых месторождений часто связано с проблемой определения источника и природы нефти. Выявление вероятных нефтепроизводящих пород является одной из первоначальных задач системного подхода в поиске новых залежей нефти и газа, поэтому данная работа является актуальной, в свете использования полученных данных для разработки методик поиска перспективных объектов в доюрских отложениях Арысского прогиба Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна.

Известно, что промышленные скопления углеводородов, главным образом, встречаются в верхней, осадочной оболочке земной коры преимущественно в песках, песчаниках, известняках и доломитах, поскольку эти породы отличаются повышенной пористостью и представляют естественные вместилища жидких и газообразных углеводородов.

Тем не менее, такие скопления нередко обнаруживают и в трещиноватых кристаллических породах – вулканических, интрузивно-магматических и метаморфических, а запасы углеводородного сырья в кристаллическом фундаменте, учитывая его огромную площадь и толщину, могут превышать известные запасы осадочного чехла.

Возможные пути формирования залежей в кристаллическом фундаменте с позиции осадочно-миграционного происхождения нефти включают: 1) миграцию углеводородных флюидов из окружающих осадочных пород в трещины магматического тела после его остывания; 2) термальную деструкцию рассеянного органического вещества (РОВ) при контакте с магмой,

перемещение углеводородов в виде газовой фазы или гидротермальных растворов и последующую конденсацию флюидов в относительно более холодных участках породы; 3) конденсацию органического вещества внутри захваченных магмой ксенолитов и сопутствующих газовых пузырей, превращающихся в крупные миндалины-агрегаты.

В первом случае нефть будет иметь традиционный состав, отражающий условия формирования осадочных пород, прилегающих к выступам кристаллического фундамента. Состав нефти в залежах, сформированных по второму и третьему вариантам, предполагающим значительное термическое воздействие на органическое вещество, может существенно отличаться от нефтей осадочной толщи.

Ярким представителем скопления нефти в породах коры выветривания является Арыкумский прогиб Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

Исследование состава нефтей, залегающих в мезозойском осадочном чехле и примыкающем к нему домезозойских отложений, позволит уточнить их генезис, определить отличительные характеристики, расширить представления о геохимической эволюции органического вещества (ОВ), а в последствии, возможно и разработать новые геохимические критерии поиска и разведки нефтяных месторождений Южно-Торгайского НГБ в отложениях доюрского комплекса. Все это определяет необходимость и актуальность исследования.

Цель и задачи работы. Целью является выявление источников нефти домезозойского комплекса и реконструкция геодинамических условий формирования нефтематеринских отложений Арыкумского прогиба.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Изучение и обобщение материалов по геологическому строению и нефтегазоносности палеозойских отложений Арыкумского прогиба.

2. Исследование индивидуального состава биомаркеров, а также изучение изотопного состава углерода нефтей мезозойских и домезозойских залежей Арыкумского прогиба современными хроматографическими и масс-спектрометрическими методами.

3. Проведение сравнительного анализа изотопного состава углерода нефтей и состава углеводородных биомаркеров нефтей, залегающих в доюрских отложениях месторождений Арыкумского прогиба и нефтей из перекрывающих их осадочных толщ.

4. Геолого-геохимическая интерпретация результатов исследований мезозойских и домезозойских нефтей для определения типов исходного органического вещества (ОВ), условий его накопления, катагенетической зрелости для выделения потенциальных нефтематеринских пород (НМП) Арыкумского прогиба.

Научная новизна:

1. Впервые в нефтях Арыкумского прогиба определены индивидуальный состав и относительное содержание алканов, n-алкилбензолов, нафталинов, фенантронов, пентациклических тритерпанов и

стеранов, рассчитаны геохимические параметры, отражающие особенности условий формирования нефтематеринских отложений.

2. Изучен изотопный состав углерода нефтей осадочного чехла мезозойского возраста и коры выветривания домезозойских отложений ЮТ НГБ для решения генетических задач образования нефтей Арыкумского прогиба.

3. Установлен наиболее вероятный источник УВ в отложениях доюрского комплекса – органическое вещество мезозойских отложений Арыкумского прогиба, полученные на основании геолого-геохимической интерпретации состава углеводородных биомаркеров и данных изотопного состава углерода нефтей.

4. Установлены типы исходного ОВ, фациальные условия его накопления для Акшабулакской грабен-синклинали (сапропелевый), Аксайской горст-антиклинали (сапропелево-гумусовый), Бозингенской грабен-синклинали (гумусово-сапропелевый) на основе индивидуального состава углеводородов, а также изотопного состава углерода нефтей мезозойского и доюрского комплексов.

В работе защищаются следующие основные положения:

1. Нефтематеринские породы Арыкумского прогиба формировались в различных обстановках диагенеза: в более глубокой части моря и менее окислительных условиях в пределах Акшабулакской грабен-синклинали и Ащисайской горст-антиклинали; в условиях засоленной лагуны в пределах Аксайской горст-антиклинали; в опресненной дельтовой зоне в пределах Бозингенской грабен-синклинали.

2. Нефти мезозойского и доюрского комплексов в пределах отдельных структур имеют единый генезис – K_1pc_1 и PR (из нижнего мела и протерозоя) Акшабулакской грабен-синклинали, а также K_1pc_1 и Pz (из нижнего мела и палеозоя) Аксайской горст-антиклинали.

3. Наиболее вероятными путями миграции из примыкающих осадочных отложений мезозойского возраста Акшабулакской грабен – синклинали являются секущие разломы в домезозойские трещиноватые коллектора Ащисайской горст – антиклинали, позволяющие обоснованно оценить запасы нефти доюрских отложений.

Фактический материал. Для выполнения диссертационной работы использованы материалы геолого-геофизических исследований, а также результаты анализов образцов мезозойских и домезозойских нефтей (Аксайской, Ащисайской горст-антиклиналей, Акшабулакской, Бозингенской грабен-синклиналей) отложений Арыкумского прогиба Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна, любезно предоставленные геологами и из коллекции академика, заведующего лабораторией нефти и газа Института геологических наук им. К.И. Сатпаева, профессора, д.т.н. Оздоева С.М.

Определены:

– методами газо-жидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии (в институте химии нефти им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Томск) определен индивидуальный состав и распределение биомаркеров

нефтей; индивидуальный состав алканов, н-алкилбензолов, нафталинов, фенантронов, хейлантанов, пентациклических тритерпанов и стеранов;

– изотопный состав углерода нефти, выполненные в лаборатории института в Томском филиале Сибирского Научно Исследовательского Института Геологии, геофизики и минерального сырья; и методом ядерно-магнитной спектроскопии в лаборатории Кокшетауского государственного университета им. Ш. Уалиханова.

В работе также использованы фондовые материалы ранее выполненных геологических, геохимических исследований нефтегазоматеринских отложений Арыскупского прогиба; проведен анализ опубликованных геолого-геофизических материалов, это труды А.А. Абдулина. А.А. Бакирова. Ю.А. Воложа, С.М. Оздоева, С.А. Нигматовой, Г.Ж. Жолтаева, А.Н. Обухова и других. Проведена обработка, интерпретация геолого-геофизических материалов, любезно предоставленных сотрудниками производственных и научных организаций «КазгеоФизика», «Южказгеология», Института геологических наук имени К.И. Сатпаева АН Казахстана.

Практическая значимость работы. Выявление вероятных нефтепроизводящих пород является одной из первоначальных задач системного подхода в поиске новых залежей нефти и газа, поэтому данная работа является актуальной в свете использования полученных результатов для разработки методик поиска перспективных объектов в доюрских отложениях Арыскупского прогиба Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна.

Разработанная методика изучения состава углеводородов позволяют проводить более точные корреляции нефть – нефть, а полученные свидетельства генерации нефтей отложениями мезозойского комплекса – обоснованно оценить запасы нефти домезозойских отложений месторождений Арыскупского прогиба.

Результаты исследования могут быть использованы при проведении занятий магистрантов и докторантов специальностей «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых» и «Геофизические методы поисков и разведки» по дисциплинам, связанными с изучением нефтегазоносных провинций Казахстана.

Апробация работы. Основные результаты исследований докладывались на XXIII Международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина (Томск, 2019), получены акты внедрения результатов научно-исследовательской работы в производство, а также в учебный процесс (Приложение А). Получено удостоверение автора №107315 (Приложение Б) – способ ядерно-физического анализа геологического керна.

Публикации. По теме работы опубликовано 9 работ, в том числе 2 статьи в журналах, входящих в базу данных Scopus, 3 статьи в Казахстанских журналах, включенных в список ККСОН, 4 доклада в трудах международных конференций.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 4 разделов, выводов, списка использованных источников из 110 наименований. Полный объем диссертации составляет 95 страниц, включая 35 рисунков и 11 таблиц.

Автор выражает глубокую признательность за помощь в проведении исследований и полезные консультации заведующей лабораторией природных превращений нефти ИХН СО РАН д-ру хим. наук, профессору Серебренниковой О.В., мл. науч. сотр., канд. г-м. наук Краснойровой Н.А., ведущего научного сотрудника Томского филиала Акционерного общества «Сибирский Научно-Исследовательский Институт Геологии, Геофизики и Минерального Сырья», Голышеву С.И., канд. хим. наук, заведующей лабораторией Томского филиала Акционерного общества «Сибирский Научно-Исследовательский Институт Геологии, Геофизики и Минерального Сырья», Падалко Н.Л. Автор выражает благодарность за ценные советы и помощь в исследовании проф., док. техн. наук Портнову В.С., проф., док. геол.-мин. наук Исаеву В.И., академику НАН РК, проф., док. геол.-мин. наук Оздоеву С.М., а также преподавателям и сотрудникам кафедры «Геология и разведка МПИ» КарГТУ за оказанную помощь и поддержку.

1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

1.1 Геолого-геофизическая изученность

Общегеологическое изучение Южно-Торгайского бассейна геофизическими методами началось в 1950-х гг. Основные объемы работ до 1973 г. выполнялись Тургайской и Джезказганской ГФЭ Казгеофизтреста, а с 1983 года и ПГО «Казгеофизика».

В период 1975-1983 гг. поисковые работы на нефть и газ в Южно-Торгайском бассейне не выполнялись.

Сейсморазведка МОВ и КМПВ в 1963-1974 гг. выполнялась Кустанайской и Джезказганской экспедициями Казгеофизтреста в северной части бассейна. По этим данным было изучено строение мезокайнозойского комплекса и поверхности палеозоя, выявлены антиклинальные структуры Кулагак, Шеркитау, Сазымбай, Саралка и др. Однако качество прослеживания отражающих границ было не всегда достаточно хорошим из-за недостатков, присущих однократной методике МОВ.

Глубоким бурением исследуемая территория до 1980-х гг. была изучена слабо. В 1963 г. на севере бассейна была пробурена скважина Карасор глубиной 1732 м, вскрывшая складчатый фундамент на глубине 1380 м, которая до 1983 года оставалась единственной глубокой скважиной в бассейне.

При геологических съемках выполнялось бурение картировочных скважин глубиной до 800 м, вскрывших палеоген, мел и юрские отложения, а на участках неглубокого залегания фундамента и палеозойские образования.

В 1983 г. специалистами ПГО Южказгеология, Казгеофизика и ИГН АН КазССР составлена программа геолого-геофизических и научно-исследовательских работ на нефть и газ в Южном Торгае. И в 1983 г. Южно-Казахстанская нефтеразведочная экспедиция начала бурение структурных и глубоких параметрических скважин с целью изучения перспектив нефтегазоносности разреза мезозоя и верхней части палеозоя.

Детальное изучение Южно-Торгайского осадочного бассейна берет начало с 1984 года, когда скважина Кумкольской структуры дала первую фонтанную нефть и бассейн перешел в разряд нефтегазоперспективных.

В последующие годы в Южном Торгае открыто более 30 месторождений нефти и газа. В период до 1992 г. все открытые месторождения располагались только в Арыскумском прогибе. Здесь же выполнены основные объемы глубокого бурения. В Жиланшикском прогибе все разбуренные структуры оказались без признаков нефти и газа, а единственное мелкое месторождение нефти Жиланкыр открыто в 2004 г.

Начиная с 1983 г. в Южно-Торгайском бассейне выполнены значительные объемы геофизических работ (сейсморазведка ОГТ, гравиразведка масштаба 1:50 000, аэромагниторазведка масштаба 1:50 000), позволившие в комплексе с данными бурения изучить строение бассейна.

Площадь Южно-Торгайского бассейна в период до 1992-93 гг. изучена сейсморазведкой МОГТ-2D по густой сети профилей, подготовлено к бурению большое количество структур, на которых и были выявлены все известные на настоящее время месторождений нефти и газа.

В период после 1990-х гг. при поисковых работах на нефть и газ на лицензионных площадях в значительных объемах выполняется сейсморазведка МОГТ-3D.

В период после 1992-93 гг. работы на нефть и газ выполняются, в основном, частными компаниями, в том числе с участием иностранных инвесторов.

На сегодняшний день геологической съемкой масштаба 1:200 000 покрыта вся территория бассейна, а на площадях, примыкающих к горам Улытау, Каратау и в бортовых участках впадин выполнены и геологические съемки масштаба 1:50 000.

В настоящее время вся площадь обеспечена гравиметрическими съемками масштаба 1:200 000, частично съемками масштаба 1:50 000. Аэромагнитными съемками масштаба 1:50 000 покрыта вся территория бассейна.

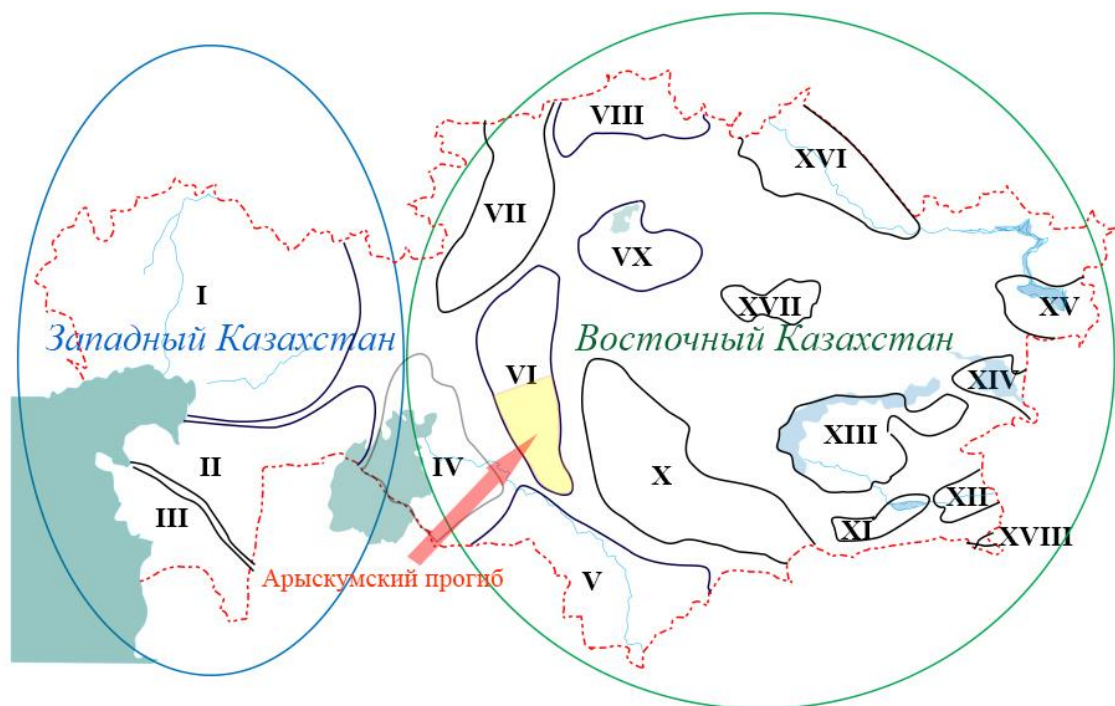
Электроразведочные работы выполнялись при поисках источников водоснабжения и при поисках твердых полезных ископаемых. На региональном этапе данные электроразведки МТЗ, МТП использовались для определения глубин залегания фундамента, для поисковых работ на нефть и газ они существенного значения не имели.

1.2 Геодинамика Южно-Торгайского бассейна

Известно, что геодинамический режим развития областей определяет их современное структурное положение и создает благоприятные или неблагоприятные условия для образования, миграции и скопления УВ.

Жолтаевым (2018) установлено, что большинство осадочных бассейнов палеозойского возраста образовались между Восточно-Европейской и Казахстанской литосферными плитами вследствие развития Урало-Тянь-Шаньского палеоокеана [1].

Южно-Торгайский осадочный бассейн согласно «Карте перспектив нефтегазоносности Казахстана» (2002) относится к Восточному нефтегазогеологическому региону (рисунок 1.1) и входит в состав Туранской эпигерцинской плиты, где отложения древнее палеозоя образуют фундамент, на котором залегают слои осадочных горных пород, представленных гнейсами, кварц-биотит-плагиоклазового состава, близкие протерозойской секции разреза Улытау [2, 3].



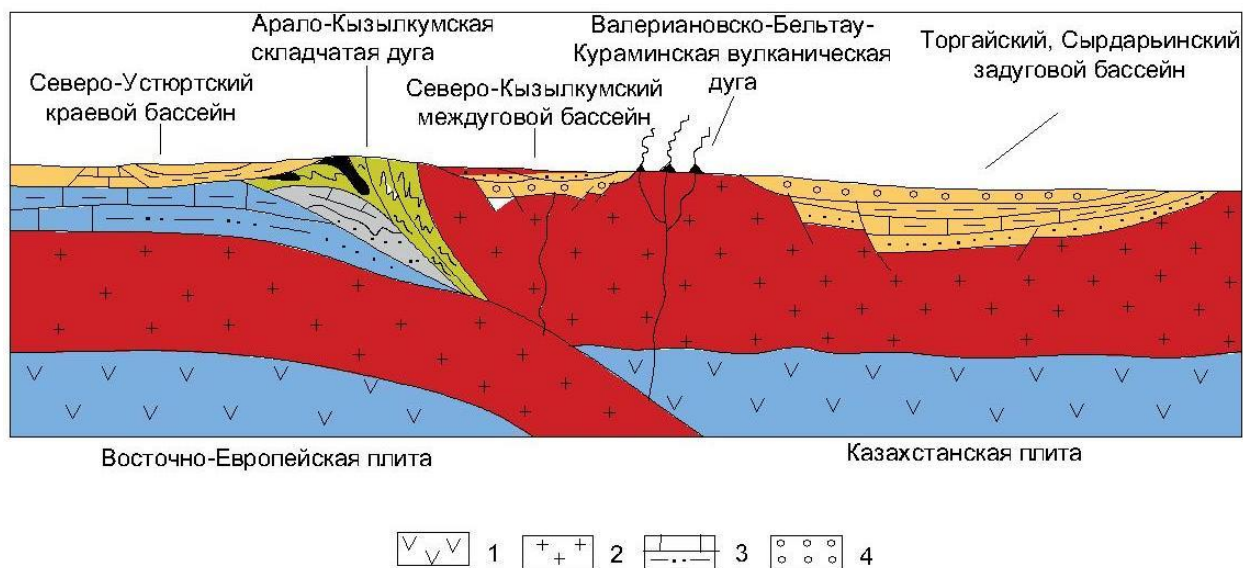
I – Прикаспийский; II – Устюртско-Бозашинский; III – Мангистауский; IV – Аральский; V – Сырдарьинский; VI – Южно-Торгайский; VII – Северо-Торгайский; VIII – Северо-Казахстанский; IX – Тенизский; X – Шу-Сарысузский; XI – Западно-Илийский; XII – Восточно-Илийский; XIII – Балхашский; XIV – Алакольский; XV – Зайсанский; XVI – Прииртышский; XVII – Карагандинский; XVIII – Текесско-Каркаринский

Рисунок 1.1 – Схема положения осадочных бассейнов Казахстана

Южно-Торгайский осадочный бассейн по толщине осадочного чехла, особенностям тектонических и литолого-стратиграфических характеристик относится к внутриконтинентальному и заложен на молодой Скифско-Туранской платформе. Гетерогенный фундамент Скифско-Туранской платформы состоит из ряда микроконтинентов, которые являются фрагментами Восточно-Европейской платформы, или Пангеи [3, с. 25]. При первом крупном столкновении Восточно-Европейской и Казахстанской плит, в позднем силуре-раннем девоне, и начиная с конца среднего девона в пределах микроконтинентов закладывались внутриконтинентальные рифты, с которых берет начало процесс спрединга в девоне [2, с. 52]. Южно-Торгайский внутриконтинентальный рифт является фрагментом крупнейшей системы рифтов, которая протягивается с Западной Сибири в зону Талассо-Феганского сдвига [4].

В девоне и раннем карбоне в режиме пассивной континентальной окраины Казахстанской плиты к концу палеозоя формировался Торгайский и Сырдарьинский задуговые бассейны (рисунок 1.2). Разделенные северозападным продолжением Каратауского антиклинория Торгайский и Сырдарьинский бассейны в дальнейшем претерпели растяжение. Развитие Южно-Торгайского бассейна началось в результате тектонических процессов

поздней перми и триаса, в результате активного движения Торгайской микроплиты [3, с. 56].



1 – базальтовый слой; 2 – гранитный слой; 3 – осадки девон-каменноугольного возраста, накопившиеся в условиях пассивной континентальной окраины; 4 – осадки карбон-пермского возраста, образовавшиеся в этапы столкновения Восточно-Европейской и Казахстанской литосферных плит в краевых, междугорных и задуговых бассейнах

Рисунок 1.2 – Геодинамическая модель развития Южно-Торгайского осадочного бассейна

Примечание – Составлено по источнику [1, с. 34]

Со скоростью 140 метров в миллионы лет происходило осадконакопление, и к концу юры грабены соединились в единый Южно-Торгайский осадочный бассейн [5].

Южно-Тургайский прогиб является частью трансконтинентального рифтового пояса Арыс-кум, установленного Акчулаковым и др. на основе анализа геолого-геофизической информации по Южно-Торгайскому нефтегазоносному, Шу-Сарысу-йскому газоносному, Северо-Торгайскому, Илийскому перспективным нефтегазоносным бассейнам (2001) (рисунок 1.3) [6, 7].

В своей работе Парагульгов Т.Х. (1995) выделил четыре мезозойских рифтовых зон в Торгайском прогибе, в число которых входят Жиланшикская и Арыс-кумско-Мынбулакская рифтовые зоны [8].

На основе анализа геолого-геофизических материалов Устьуртского и Арало-Торгайского регионов установлено развитие систем линейных грабенообразных прогибов и депрессий в толщах верхнепалеозойских и нижнемезозойских структурных комплексов. Осадочное заполнение данных геоструктур, их морфология и особенности развития показали их формирование в условиях растяжения литосферы, и представляют собой рифтогенные структуры [9].

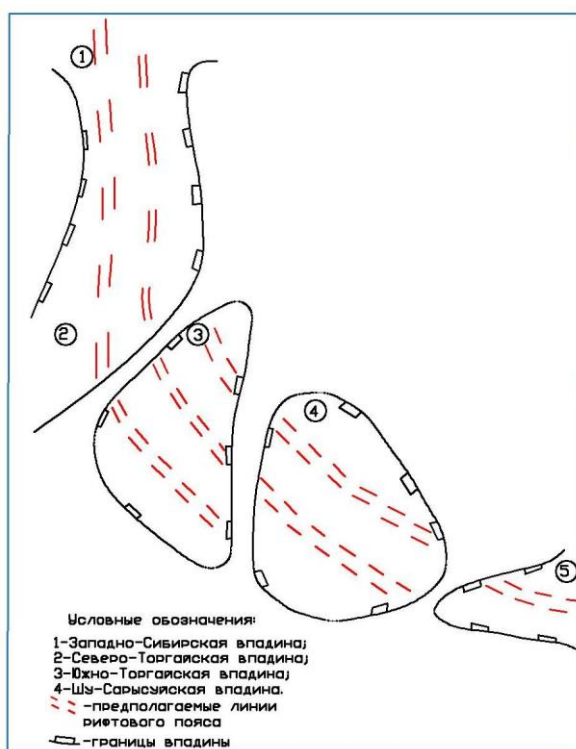


Рисунок 1.3 – Схематическая зона распространения Арыкумского трансконтинентального рифтового пояса

Примечание – Составлено по источнику [2, с. 54]

Тектоническая характеристика Арыкумского прогиба Южно-Торгайской впадины подробно освещены в работах Абдуллина А.А., Даукеева С.Ж., Куандыкова Б.М., Жолтаева Г.Ж., Нажметдинова А.Ш., Пузановой И.В., Сапожникова Р.Б., Воцалевского Э.С., Булекбаева З.Е. и др.

В Южно-Торгайской впадине мезозойский рифтогенез проявился максимально, чем в Северном Тургае, в котором цикл рифтогенеза оказался урезанным, т.к. грабены не испытали стадию проседания и образования надрифтовой депрессии [8, с. 77].

Пузановой И.В. установлено, что мезо-кайнозойский цикл геодинамической эволюции прогиба начался в триасе с грабено-горстового раскола фундамента, что предшествовало образованию системы узких глубоких грабенов (до 5000 м), ограниченных разрывными нарушениями.

Таким образом, Южно-Торгайская впадина состоит из глубоких, линейно-вытянутых грабен-синклиналей, разделенных резкими выступами домезозойского основания.

Основными факторами, определяющими режимы осадконакопления являлись:

- 1) континентальные условия развития;
- 2) специфический характер тектоники в рифтовую фазу.

Первый фактор обусловил формирование типично континентального терригенного осадочного разреза, второй – определил энергетические уровни осадконакопления и литофациальный облик отложений. Интенсивное

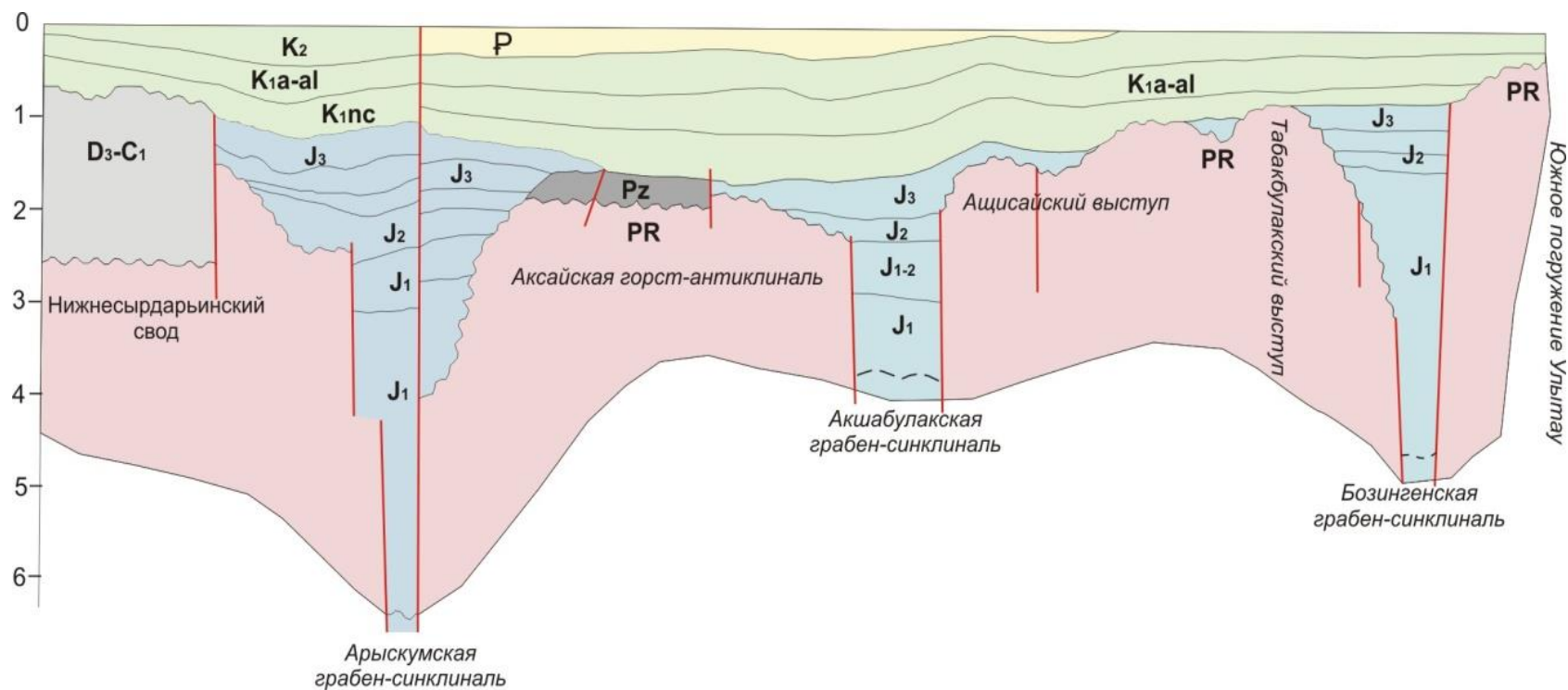
погружение блоков фундамента в раннюю фазу рифтогенеза определяло высокую энергетику осадконакопления и преобладание в низах рифтогенного комплекса грубообломочно-крупнозернистого, слабоотсортированного материала. Аналогичный разрез формировался вдоль крутых восточных бортов грабен в ранне-, средне- и частично позднеюрское время (конусы выноса). По мере уменьшения скорости прогибания и темпов поступления осадочного материала, происходила и относительная стабилизация осадконакопления при общем снижении энергетики. В подобных условиях формировался переслаивающийся тонкослоистый разрез пойменно-озерного типа. Ближе к бортам происходило переслаивание пластов высокой и низкой энергетики, с формированием в ряде случаев разреза клиноформенного типа (континентальные клиноформы). Существенный вклад в формирование разреза внесли активные речные потоки, сносимые со склонов, а также протекавшие вдоль осевых частей грабен, и их локальные дельтовые зоны. Значительные изменения энергетики осадконакопления определялись и общей цикличностью развития территории, отображавшей смены фаз относительной стабилизации с возобновлявшимися нисходящими и восходящими движениями. В момент активизации нисходящих движений возрастала энергетика осадконакопления, приводящая к общему огрублению разреза. Отмечается также большая роль эрозионных процессов, проявляющихся в тесной связи с цикличностью развития грабен.

В северной части Тургайского прогиба в триасе – возникли крупные грабенообразные структуры (Кушмурунская, Апгабулакская, Каргалытауская), выполненные мощной толщей эффузивов, преимущественно базальтового состава [9, с. 145-149].

Формирование Южно-Тургайского бассейна проходило под контролем Главного Каратауского разлома, который взял свое начало в раннем протерозое. В конце позднего палеозоя, с закрытием Южно-тяньшаньского океана, в Каратауском сдвиге произошли крупномасштабные правосторонние движения [10]. Каратауский разлом повлиял на Южно Тургайский бассейн в два периода: ранне – среднеюрский и позднеюрский – поздне меловый. В течение первого периода образовывались рифтовые бассейны, тогда как в течение последнего происходила тектоническая инверсия и устанавливалось окончательное распределение ловушек [11].

Метаморфический фундамент бассейна расчленен на три блока: Жыланшиковский, Мынбулакский и, собственно, Арыкумский, который представляет наибольший интерес в данной работе.

Арыкумский прогиб ограничен на западе Главным Каратауским разломом, на востоке – Западно-Улытауским. Прогиб имеет северо-западное простирание и характеризуется сложным тектоническим строением. В пределах прогиба выделяются Арыкумская, Акшабулакская (Бесоба-Теренсайская), Сарыланская, Бозингенская, Даутская и Жинишкекумская грабен-синклинали, образуя систему мезозойских рифтов. Грабены отделяются друг от друга Аксайской, Ащисайской и Табакбулакской горст-антиклиналями (рисунок 1.4).



Условные обозначения:

 - тектонический разлом

J₁ – нижняя юра, J₂ – средняя юра, J₃ – верхняя юра,

K_{1a-al} – нижний мел, апт-альб, K₂ – верхний мел,

Pz – палеозой, PR – протерозой, D₃-C₁ – верхний девон-нижний карбон,

P – палеоген

Рисунок 1.4 – Сводный ортогональный геологический разрез Арыскупского прогиба (по линии Арыскуп-Улытау)

На рубеже юрского и мелового периодов закончился рифтовый этап развития: грабен-синклинали прекратили свой активный рост, и вся территория прогиба превратилась в область умеренного тектонического прогибания.

Переходу территории в платформенные условия развития предшествовал перерыв в осадконакоплении, приведший к частичному размыву верхнеюрских отложений и формированию в низах мелового платформенного разреза (горизонт М-II нижнего неокома K_{1nc1ar}) песчано-гравелитового горизонта, имеющего ярко выраженную базальную природу, который отмечается на диаграммах ГИС (рисунок 1.5), интервал 1440,2-1448,1 м. Разрез отложений пострифтового мел-кайнозойского чехла представлен переслаиванием различных типов терригенных осадков, среди которых преобладали отложения озерного генезиса [12].

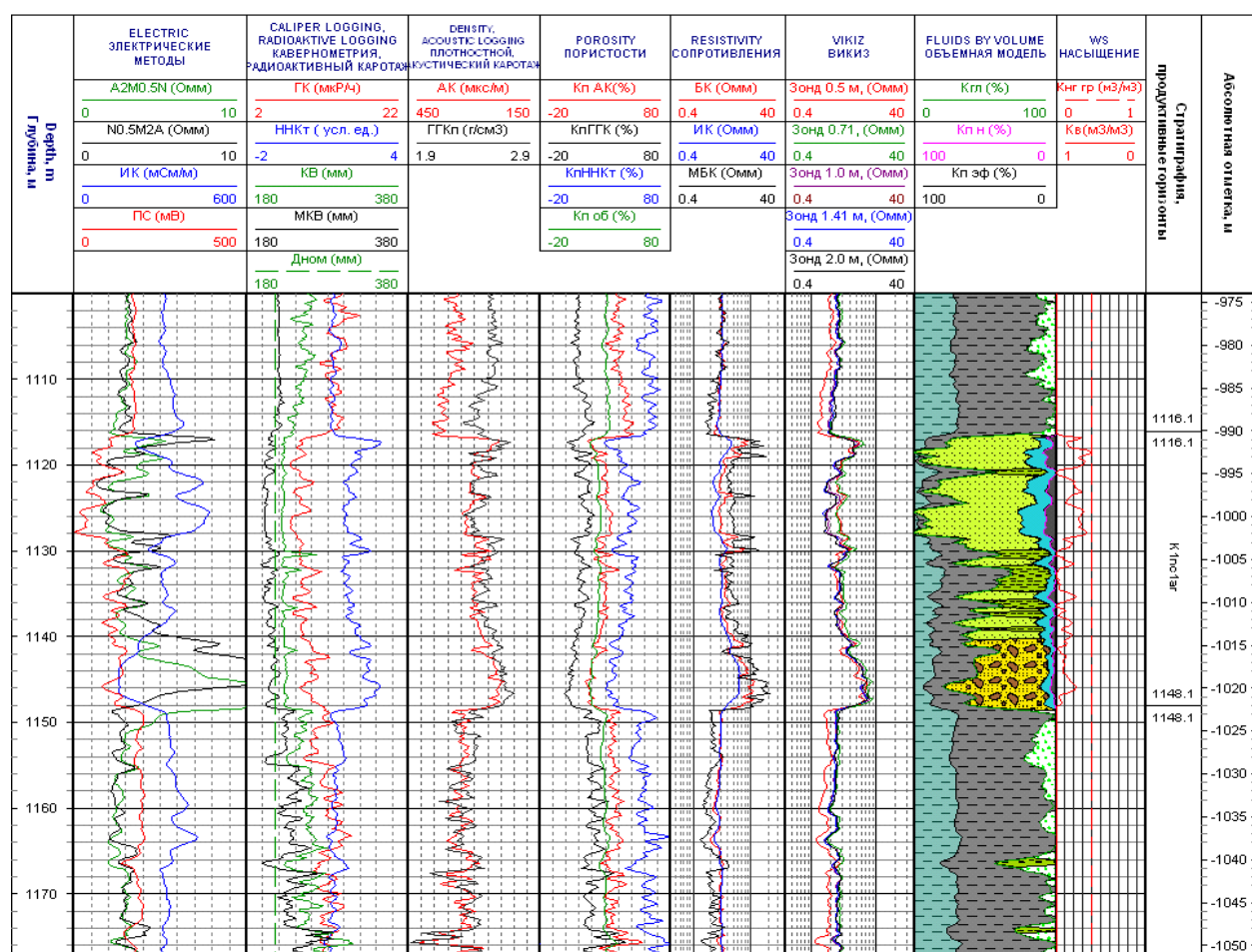


Рисунок 1.5 – Песчано-гравелитовые отложения нижнего неокома

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Южно-Торгайский осадочный бассейн представлен породами докембрийского складчатого фундамента и осадочного комплекса мезо-кайнозоя и подразделяется на три структурных этажа: нижний – фундамент, средний – квазиплатформенный и верхний – платформенный.

Схематизированный типовой разрез представлен на рисунке 1.6.

Возраст	Мощность, м	Литология	Нефтегазоносные комплексы (НГК)	Палеонтологическая и палинологическая характеристика
N ₂ -Q	До 150 м			
P	0-500		Зональный флюндоупор	Фораминиферы, остракоды, моллюски, зубы акул
K ₁₋₂	500-1500		Зональный флюндоупор (K _{1a13} -K _{2s})	Фораминиферы; Споры и пыльца: Selaginellaceae, Rouseisporites, Aurosporites, Kuprianiipollis, Vacuipollis, Cicatricosisporites, Gleichenioidites и др.
			Региональный флюндоупор (K _{1nc1})	
J ₃	0-650		Средне-верхнеюрский нефтегазоносный комплекс	Пыльца: Classopollis, Cyathidites minor Coup., Gleichenia lacta Bolch. и др. Споры: Cyathidites minor Coup., Cyathidites sp. и др.
J ₂	0-1100			Пыльца: Classopollis, Pinaceae, Spherpollenites psilatus psilatus Coup., Sph. scabratus Coup., Shizosporis sprigii Cook. Споры: Cyathidites minor Coup. и др.
J ₁	0-1600		Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс	Пыльца: Circulina-C. meyeriana Klaus, Circulina sp. (38-59%), Classopollis (до 10%), а также Pinaceae и др. Споры: Cyathidites, Leiotriletes и др.
RZ ₂₋₃	0-3000?		Верхнепалеозойский перелективный ПГК	Фораминиферы: Radiosphaera, Visinesphaera и др.
PR	до 400		Зональный ПГК коры выветривания метаморфитов	

Рисунок 1.6 – Схематизированный типовой разрез Южно-Торгайской нефтегазоносной зоны

Примечание – Составлено по источнику [13]

Палеозойская группа (Pz)

Слагающие фундамент породы палеозоя, вскрытые скважинами, сформированы верхнедевон-турнейскими карбонатными отложениями. Состоят из:

- известняков серых с бурым оттенком, микрозернистых, (участками перекристаллизованных, кристаллически-зернистых), крепких, трещиноватых, с трещинами заполненными кальцитом и ожелезненным глинистым материалом, массивной текстуры, доломитовых, с включениями кремнистого вещества светло-серого цвета в виде гнезд, линз, неравномерно распределенных по породе и местами образующих большие скопления;

- песчаников темно-коричневого цвета с фиолетовым оттенком, трещиноватых;

- песчаников серых, кварцевых, очень крепких, трещиноватых (трещины разноориентированы, раскрытостью до 3-5 мм, выполненные кварцем).

На месторождении Кенлык к верхней, выветрелой части палеозойских отложений приурочен продуктивный горизонт Ф-1, где вскрытая толщина палеозойских пород изменяется от 5 до 1183 м.

Платформенный этаж. Мезозойская группа (Mz).

Юрская система – J

Юрские отложения заполняют грабенообразные прогибы и существенно отличаются друг от друга по составу, мощности и представлены нижним, средним и верхним отделами, которые развиты повсеместно. В разрезе юрских отложений выделяется три ритмокомплекса серо-цветных терригенных отложений:

Нижний и средний отделы – J1+2d + J2ks

По результатам бурения отложения нижнего ритмокомплекса в составе сазымбайской и айбалинской свит литологически представлены аргиллитами с тонкими прослойками алевролитов и каменных углей. Аргиллиты от всех оттенков серого до чёрных, блочные и субблочные, изредка слоистые, от среднетвердых до твердых, содержат пески, ломкие, водопоглощаемость и пластичность слабая. Мощность свиты достигает 800 м.

Алевролиты серые, светло-серые, сортированность хорошая, цемент глинистый, сцементированность средняя.

Каменные угли чёрные, тёмно-коричневые, чешуйки, на руках остаются следы от краски, части горения.

Отложения среднего ритмокомплекса - неразделенные породы дощанской (J1-2d) и карагансайской (J2ks) свит. Литологически породы представлены песчаниками с тонкими прослойками аргиллитов и прослоями гравелитов и сланцев.

Песчаники полимиктовые, светло-серые, серые до чёрных, от средне- до крупнозернистых, с примесью обломков гравийной размерности, сортировка зерен средняя.

Аргиллиты тёмно-серые, серые, зеленовато-серые и коричнево-красные, тонкослоистые, расколотые на отдельные тонкие плитки. Сланцы темно-серые, чёрные, ломкие, слоистые, содержат большое количество кварца.

По результатам описания керна по скважинам встречается содержание непостоянной примеси обломков гравия и отдельных полуокатанных, полуугловатых обломков мелкогалечной размерности, а также отдельных включений углистого вещества.

Гравелиты светло-серые, серые, полупрозрачные, плохо сцементированные.

По результатам палинологического анализа образцов скважины комплекс характеризуется значительным преобладанием спор папоротникообразных растений (66,5-81,5%). Доминируют гладкие треугольные формы *Cyathidites minor* Couper, *C. minor* Couper var. *compactus* Barchatnaja, *C. australis* Couper, *Cyathidites* sp., *Leiotriletes magnus* Jersey, *L. karatauensis* Timoshina, *L. corrugatus* Menshikova, *Leiotriletes* sp. (36-51%). Разнообразны споры семейства *Osmundaceae* (7,5%). *Sevenova*, которая является ключевым таксоном байосских споро-пыльцевых комплексов.

Среди пыльцы голосеменных преобладает однобоборзная пыльца *Cycas glabra* Bolchovitina, *Cycadopites jurassicus* Petrosjanz, *C. dilucidus* (Bolchovitina) Iljina, *Ginkgocycadophytus* – до 6%. Двухмешковой пыльцы сем. *Pinaceae*+*Podocarpaceae* мало, формы в основном мелких размеров, составляют до 10%. Единично встречены также *Aletes rugosus* Prosvirjakova, *Callialasporites dampieri* (Balme) Dev., *Quadraeculina limbata* Maljavkina, *Araucariacites australis* Cookson, *Podozamites* sp. и др. Сопоставление описываемого комплекса показывает его сходство со среднеюрскими (аален – байосскими) комплексами континентальных отложений районов Казахстана, Мангышлака.

Встречаются ядра фораминифер и единичные обломки остракод: *Rhabdummina* cf. *discreta* Brady, *Rhabdammina irregularis* Carpenter, *Stegnammina spectata* Bulatova, *Saccammina scabra* Bulatova, *Saccammina* cf. *sphaerica* M. Sars, *Thurammina splendens* Egger, *Thurammina porosa* Egger, *Thurammina* cf. *magnoalveolata* Bulatova, *Thurammina* sp., *Hyperammina* sp., *Reophax* sp., *Ammobaculites* sp., *Trochammina* cf. *squamana* Parker et Jones, *Gaudryina* aff. *navarroana* Cushman, *Marssonella* cf. *doneziana* Dain, *Lagena* sp.

К нижней и средней юре приурочены продуктивные Ю-IV и Ю-V горизонты. Вскрытая толщина нижней и средней юры изменяется от 126 м до 745 м.

Верхний отдел - J3

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

Оксфорд - келловейский ярусы - J3o+k

Кумкольская свита - J3 km

Отложения представлены переслаиванием песчаников и аргиллитов.

Аргиллиты зеленовато-серые, серые, мягкие, изредка известковистые.

Песчаники зеленовато-серые, серые, средне сцементированные, мелко-, средне- и крупнозернистые, с содержанием большого количества зерен полевого шпата и кварца, зерна кварца прозрачные и полупрозрачные, а также полевого шпата.

В разрезе свиты получили развитие Ю-I, Ю-II, Ю-III горизонты.

Толщина отложений свиты изменяется от 87 м до 282 м.

Турон-кимериджский ярусы - J3tt-km

Акшабулакская свита - J3ak

Отложения представлены песчаниками, аргиллитами, алевролитами.

Песчаники зеленовато-серые, серо-белые, прозрачно-полупрозрачные, сцементированность средняя, мелко и среднезернистые, содержат небольшое количество кварца, полевых шпатов, средней сортированности.

Аргиллиты красно-коричневые, светло-коричневые, пятнистые, от мягких до средне-твёрдых, частично известковые.

Алевролиты серо-зеленые, средне сцементированные.

Встречены агглютинирующие фораминиферы *Rhabdammina* sp., *Thurammina* sp., *Saccammina* sp., *Crithionina dubia* Bulatova, *Hyperamminoides* sp., *Ammoscalaria* sp., *Ammobaculites* sp., *Haplophragmoides excavata* Cushman et Waters и др.

Толщина акшабулакской свиты колеблется от 268 м до 475 м.

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

Отложения нижнемелового возраста (*K1*) представлены даульской, карачетауской, кызылкиинской свитами, возраст которых определен, соответственно, как неокомский надъярус (*K1nc*), аптский-среднеальбский ярус (*K1a-al2*), верхнеальбско-сеноманский ярус (*K1-2al3-s*), верхнемеловый отдел (*K2*) представлен отложениями турон-сенона (*K2t-sn*).

Даульская свита (K1ncdl) нижнего мела с региональным стратиграфическим несогласием перекрывает юрские, либо домезозойские образования и сложена пачкой красноцветных с голубовато-серыми пятнами алевролитистых, известковистых глин, песчаников, гравелитов и мелкогалечных конгломератов.

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

Арыкумский горизонт (K1nc1ar) нижнедаульской подсвиты (*K1nc1*) литологически представлен частым переслаиванием песчано-алевролитовых пород различной мощности, аргиллитов и глин во внутренних частях прогиба, гравелитов и конгломератов на бортах прогиба.

Толщина арыкумского горизонта составляет от 30 м до 67 м.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K1nc1dl1) сложен аргиллитами серо-коричневыми и темно-коричневыми, средней твёрдости, слабоизвестковыми и алевролитами зелено – серыми, темно-серыми, плотными, на глинистом цементе, изредка песчанистыми.

Толщина отложений колеблется от 60 м до 116 м.

Верхнедаульская подсвита (K1nc2dl2) залегает на нижнедаульской подсвите с посредственным переходом или непосредственно на домеловых образованиях и сложена аргиллитами коричневыми, светло-коричневыми,

слабо-известковыми, песчаниками пёстрыми, серо-зелеными, коричнево-желтыми, красно-коричневыми, хорошо сцементированными, от мелко- до среднезернистых, плохо сортированными, алевролитами серыми, зелено-серыми, плотными, песчанистыми.

Толщина подсвиты выдержана по прогибу и варьирует в пределах 138 м до 183 м.

Карачетауская свита (K1kr) (Антский+среднеальбский ярусы – K1a-al2) с размывом и мелкогалечными конгломератами в основании залегает на отложениях даульской свиты и литологически представлены 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, среднесортированные, с прослоями гравия пестрого, темно-серого, коричнево-желтого и серо-зеленого.

Кызылкинская свита (K1-2kz) (Верхнеальбский+сеноманский ярусы - K1-2al3-s) в Южно-Торгайской впадине распространена повсеместно и с размывом залегает на отложениях карачетауской свиты. Отложения кызылкинской свиты сложены песчаниками пестрыми, серыми и коричнево-желтыми, плохо сцементированными, средне сортированными, аргиллитами светло-серыми, зеленовато-серыми, от мягких до средне твердых, алевролитами светло-серыми, зеленовато-серыми и желто-серыми, плотными. Кызылкинские глины красновато-коричневые, коричневые с сиреневым и охристым оттенком, пятнистые, алевритистые, участками обогащенные углефицированным растительным детритом.

Толщина варьирует от 78 м до 171 м.

Балапанская свита (K2tt1bl) с размывом залегает на кызылкинской свите и сложены двумя пачками: песчаной нижней и глинистой верхней. Пески, песчаники, алевролиты, местами гравелистые. Глины серые, прослоями пестроцветные, алевритистые 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-песчаными, с маломощными прослоями конгломератов в основании.

Сантонский ярус перекрывает кангазганскую свиту с глубоким стратиграфическим несогласием. В разрезе преобладают песчаные породы. Пески, песчаники, мелко-среднезернистые, плохо отсортированные, кварц-полевошпатовые, на глинистом цементе, косослоистые. Серо-зеленоватые морские породы приурочены к верхней части разреза.

Кампанский ярус представлен глинами, алевролитами с прослоями песчаников.

Маастрихтский ярус залегает на породах кампана с размывом и трансгрессивным несогласием, мощность около 100 м. Песчаники кварцевые, кварц-полевошпатовые, на известковистом или карбонатном цементе. Для

отложений характерно значительное увеличение органического детрита, высокая карбонатность, наличие крупных раковин моллюсков, фрагментов аммонитов, цельно-раковинных гастропод и фораминифер, полости которых часто заполнены пиритом.

Турон - сенон (K2t-sn) верхнего мела представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин. Песчаники пестрые, светло-серые и белые, крупнозернистые, средне отсортированные, мелко и среднезернистые пески и песчаники полимиктового состава. Глины тёмно-серые, серовато-белые, частично известковистые. Аргиллиты красно-коричневые, светло-коричневые, желтовато-серые и зелено-серые. Алевролиты зеленовато-серые, плотные, частично песчанистые.

Толщина отложений колеблется от 161 м до 204 м.

Палеоген-неоген-четвертичная система- P-N-Q

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.

1.4 Нефтегазоносность Арыкумского прогиба

Промышленная нефтегазоносность Южно-Торгайской впадины, относящейся по толщине осадочного чехла, особенностям тектонических и литолого-стратиграфических характеристик к внутриконтинентальному осадочному бассейну, была установлена в 1984 году, открытием месторождения Кумколь [14].

Впадина является крупной отрицательной структурой первого порядка, в строении которой участвуют три структуры – Жиланшикский прогиб на севере, Арыкумский прогиб на юге, и разделяющая их Мынбулакская седловина. Все месторождения промышленной значимости открыты в Арыкумском прогибе.

Геодинамика, геологическое строение и нефтегазоносность впадины в разные годы были изучены В.И. Корчагиным и др. (1996), Г.Ж. Жолтаевым (1992, 2004), Парагульговым Т.Х. (2013), в результате которых установлено, что мезо-кайнозойский осадочный чехол перекрывает промежуточный комплекс средне-верхнепалеозойских отложений, который в свою очередь залегает на протерозойском плитном фундаменте [5, с. 245; 7, с. 181-185; 12, р. 13]. Таким образом, в строении Южно-Торгайского бассейна выделяется три структурных этажа.

В строении Южно-Торгайского бассейна принимают участие весь комплекс мезо-кайнозойских отложений, залегающий на докембрийском основании.

Нефтегазоносность Арыкумского прогиба связана с литолого-стратиграфическими комплексами юрско-меловых отложений, девонско-

нижнекаменноугольными образованиями квазиплатформенного комплекса и дезинтегрированными выступами фундамента.

Предполагается наличие определенного потенциала нефтегазоносности домезозойских образований, в связи с нефтегазопроявлениями, вплоть до промышленных притоков нефти при их испытании (Кенлык, Кызылкия, Акшабулак и др.) [13, с. 45].

Фундамент бассейна сложен разнообразными глубокометаморфизованными докембрийскими породами [15].

Одним из геологических факторов, благоприятных образованию УВ в породах фундамента является рифтогенный геодинамический режим развития региона, вследствие которого формировались выступы фундамента, разбитые разломами на блоки и образовались зоны трещиноватых разуплотненных пород.

Волож Ю.А. и др (2016) считают, что палеозойские отложения Южного-Торгая в связи с повышенной дислоцированностью и отсутствием надежных покрышек следует относить к малоперспективным в нефтегазоносном отношении [16].

Перспективы нефтегазоносности домезозойских отложений связывают с эрозионными поверхностями с развитыми трещинами, способными аккумулировать УВ, мигрировавшие с мезозойских отложений [16, с. 26], небольшие залежи углеводородов возможны в выветрелых и трещиноватых доюрских отложениях в случае примыкания к ним нефтегазоносных толщ мезозоя [17].

Нефтегазоносные комплексы Жолтаев Г.Ж. и Парагульгов Т.Х. (2018) стратифицировали на региональные юрский (сингенетический), неоконский (эпигенетический) и зональный коры выветривания пород домезозойского возраста [18].

Продуктивные горизонты меловых и юрских отложений сложены песчаниками и алевролитами [18, р. 163].

Литокомплексы, формирующие юрский и мел-палеогеновый структурные этажи осадочного чехла Южно-Торгайского НГБ, существенно отличаются друг от друга. Особенностью юрских литокомплексов является формирование их в исключительно внутриконтинентальных условиях, характеризующихся активным тафрогенным тектоническим режимом, обусловившим, в свою очередь, формирование узких линейно-вытянутых грабенов, расширяющихся вверх по разрезу по каждому выполняющему их ритмокомплексу отложений, и разделенных относительно плоскими, устойчивыми выступами фундамента, не испытывавшими активного воздымания.

Мел-палеогеновый структурный этаж Южно-Торгайского НГБ формировался в период длительных прерывисто-пульсационных прогибаний Туранской плиты, сопровождавшихся морскими трансгрессиями.

К началу мелового периода относится формирование постепенно расширяющейся Арыкумской синеклизы, в контуры которой в верхнемеловую и палеогеновую эпохи были вовлечены обрамляющие ее территории в связи со сменой внутриконтинентального режима осадконакопления морским [9, с. 74].

Таким образом, фациальные условия накопления осадков продуктивного разреза менялись от внутриконтинентального режима в юре, до осадконакопления в морском режиме в мел-палеогене.

По стратиграфической приуроченности в разрезе впадины выделяют три нефтегазоносных комплекса: юрский, нижнемеловый и нефтегазоносный комплекс коры выветривания доюрских образований.

В 1863 году американский исследователь Винчел ввел в научную литературу понятие о нефтематеринских свитах осадочных пород как месте рождения нефти.

По результатам геохимических исследований установлено, что основные литологические комплексы Южного Тургая, юрско-меловые образования, характеризуются достаточно высокими содержаниями различного типа органических веществ – от гумусовых до сапропелевых, концентрация ОВ в которых, превышает кларковые значения (таблица 1.1) [15, р. 65].

Таблица 1.1 – Содержание органических веществ в разрезе

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
Дощанская	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

До недавнего времени домезозойские нефтегазолокализирующие отложения не выделялись как самостоятельный нефтегазоносный комплекс, так как считалось, что не обладают собственным генерационным потенциалом, а залежи нефти и газа в верхней, дезинтегрированной части фундамента, рассматриваются как вторичные, образовавшиеся в результате миграции углеводородов из нефтематеринских пород юрского возраста [19].

В юрских отложениях бассейна мощностью до 5000 м (шесть свит: сазымбайская, айбалинская, дощанская, карагансайская, кумкольская и акшабулакская) свойственно разнообразие литологического состава (озерные осадки, периодически сменяющиеся аллювиально-дельтовыми и пойменными).

Породы *сазымбайской свиты*, развитые в центральных наиболее погруженных частях грабен-синклиналей, содержат ОВ от 0,1 до 2,5%. Его средние концентрации изменяются в ряду (глины) от 0,5 к 1,3 до 1,8% на объем породы. Органическое вещество на 80-90% сложено гелифицированными компонентами растительных остатков, часто имеющих крупную размерность, формирующих редкие линзочки и прослойки углей. Накопление осадков в большинстве своем происходило в слабовосстановительной обстановке, сменявшейся на отдельных этапах геологической истории на окислительную.

Отложения *айбалинской свиты* по сравнению с сазымбайской, более обогащены ОВ. Его средние содержания в породах составляют в %: в песчаниках – 0,1-1,5; в алевролитах – 0,6-2,2; в аргиллитах – 0,8-3,9. Содержание гелифицированного вещества, накапливающегося в восстановительной обстановке, составляет 70-75%.

Возрастание доли фюзенитовых микроконтинентов до 35% вызвано периодической активизацией водной среды временными водотоками. Такая обстановка более характерна для Бозингенской грабен-синклинали, а для Арыскупской, приближенная к озерной. В Жинишкекумской грабен-синклинали в большей степени развивались низинно-болотные условия седиментации РОВ, характеризовавшиеся накоплением предельно гелифицированного материала, образующего прослой углей кларенового типа. Такие угли в большинстве своем формируются в анаэробной обстановке застойных болот.

Условия накопления осадков *дошанской свиты* изменялись от аллювиально-дельтовых до озерно-болотных. В её породах содержание органических веществ еще более высокое, в %: в песчаниках – 0,1-1,5; в алевролитах – 3,3-7,0; в аргиллитах – 1,1-5,0. В составе органики развиты в основном гелифицированные компоненты и встречаются единичные мелкие кусочки фюзенизированных тканей, скопления кутикул, микроспор и присутствуют остатки водорослей. Концентрированные включения ОВ представлены зольным углем, относящимся к типу кларенов. Вероятнее всего, что в этих замкнутых водоемах накапливался материал высших растений и осаждался отмирающий планктон. Периодически во время паводков привносился материал извне, на что указывают скопления спор, обрывки кутикул, фюзенизированных частиц и обрывков растений, связанных с более грубозернистыми осадками.

В отложениях *карагансайской свиты*, имеющих преимущественно пелитовый состав, преобладает дисперсионно-рассеянное ОВ, которое накапливалось в Арыскупской впадине. Вероятнее всего она представляла собой единый озерный бассейн, заходивший частично в пределы южных окраин Жиланшикского прогиба. Средние содержания $C_{орг}$ в породах данной свиты составляют в %: в песчаниках – 0,9-1,2%; в алевролитах – 1,2-4,5; в аргиллитах – 1,0-9,5. В составе ОВ отмечены гелифицированные, фюзенизированные лейтинитовые и альгинитовые микрокомпоненты. Гелифицированное вещество (60-80% массы РОВ) – это в основном средне-крупноклеточные ткани. Содержание фюзенита колеблется от 8 до 40% при четких клеточных структурах тканей. В осадках свиты резко повышена доля альгинита и лейтинита, составляющих до 6-8%. Водоросли зачастую обладают четкими контурами, но присутствуют иногда в виде сапроколлитов, почти полностью утративших первоначальную структуру. Преобладание в составе РОВ смешанных гумусово-сапропелевых форм, свидетельствует об эпизодическом зарастании озерного водоема с развитием озерно-болотных фаций осадконакопления. Иногда в водоеме восстанавливаются проточные условия, приводящие к усилению привноса лептинитовых компонентов.

Отложениям *кумкольской свиты* характерно большое разнообразие условий осадконакопления и литологических комплексов. Концентрации органического вещества в породных ассоциациях данной свиты снижаются, составляя, в %: в песчаниках – 0,08-1,3; в алевролитах – 0,09-1,8; в аргиллитах – 0,3-2,2, достигая редко 5-6%. На площади Дошан и в Бозингенской грабен-синклинали преобладают гелифицированные ткани (60-70% РОВ), сложенные линзочками витринита и детритом. Лейптинитовые и водорослевые компоненты представлены единичными остатками. В пределах площади Дошан отмечено концентрированное органическое вещество в виде прослоев углей типа кларен и ультракларен, которые образуются, как правило, при резко повышенных скоростях седиментации, способствующих быстрому перекрытию более молодыми осадками. На площадях Караванши и Майбулак в ОВ преобладает фюзенизированное вещество (80-90%) при резко подчиненном значении гелифицированных и лейптинитовых компонентов. Формирование ОВ такого типа более присуще озерно-болотным ландшафтам сложного строения с проточными участками, где воды обогащались кислородом, приводя к окислению основной части растительных остатков. Необходимо отметить, что в центральных частях бассейна в отложениях данной свиты отмечается возрастание в составе ОВ водорослевого материала от 1 до 8%.

В отложениях *акшабулакской свиты*, представленных красноцветными песчано-глинистыми толщами пород, содержание ОВ не превышает 0,05-0,1%, редко в отдельных прослоях достигая 0,5%. Данные осадки накапливались при резко усилившейся континентализации климата в окислительных условиях.

В аналогичных условиях накапливались также осадки даульской свиты нижнего мела, литологически представленные красноцветными глинами и глинисто-песчаными толщами. Содержание РОВ в её породных ассоциациях в среднем не превышает 0,1%, достигая в отдельных сероцветных прослоях около 0,3-0,5%.

Оценка уровня катагенеза ОВ в нижнемеловых и юрских комплексах для различных нефтегазоперспективных зон нефтегазообразования были даны на основе реконструкции палеотемператур, были построены графики эволюции глубин залегания данных литолого-стратиграфических комплексов для Арыскупской грабен-синклинали.

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

Зонами генерации с учетом изложенных выше геологических параметров могли быть только грабен-синклинали, а основными зонами нефтегазонакопления – горст-антиклинали и внутриграбеновые поднятия.

Следует при этом признать главенствующую роль вертикальной миграции при резко подчиненной роли латеральной миграции при формировании месторождений.

Д.А. Шлыгиным и др. для оценки интенсивности процессов генерации УВ была построена модель процессов нефтегазообразования (рисунок 1.7), показавшее, что в первой половине юрского периода осадконакопление происходило с высокими скоростями, что обусловило вхождение нефтематенских отложений в «главную фазу нефтеобразования» [20].

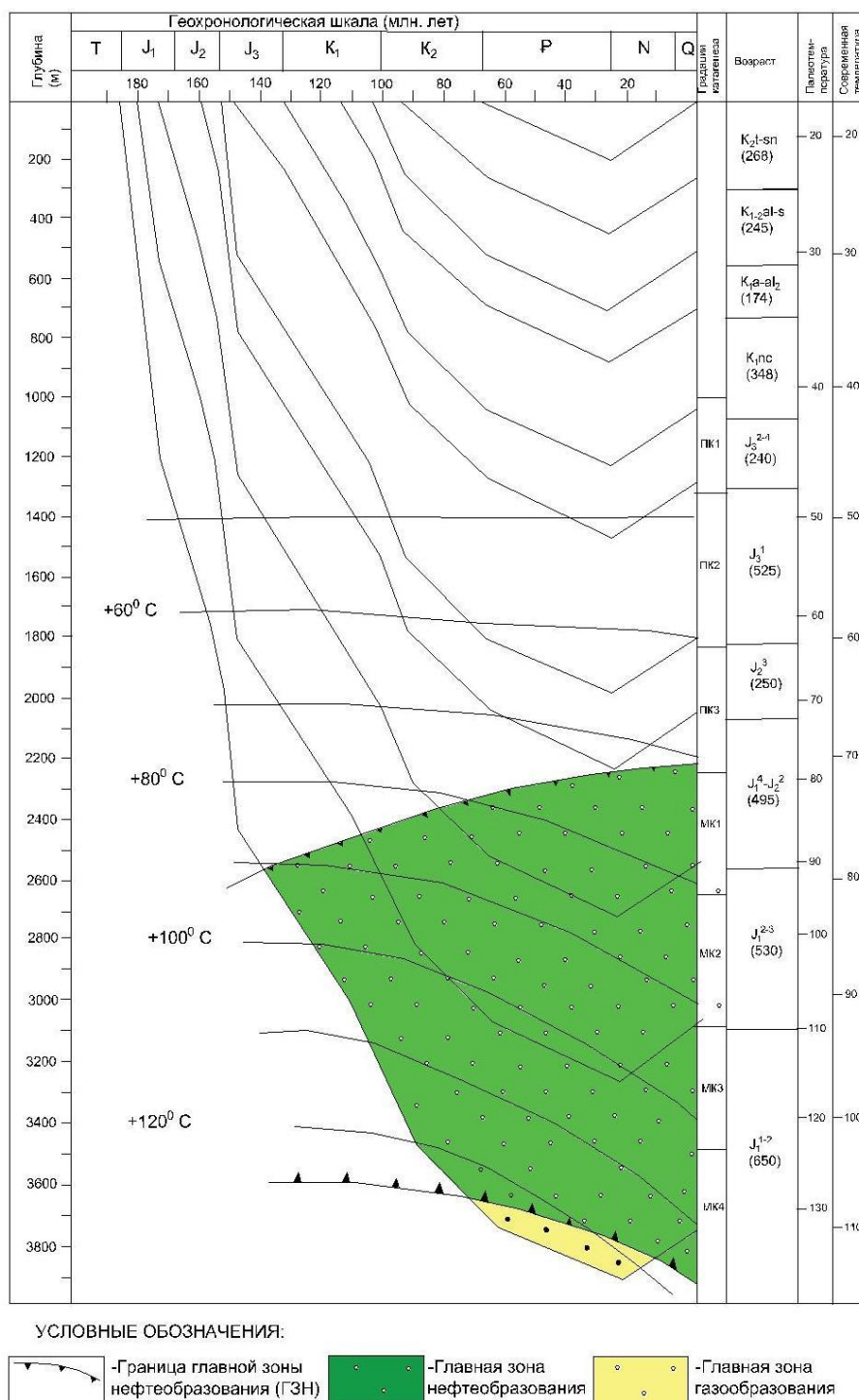


Рисунок 1.7 – Палеотемпературная модель Арыскупского прогиба (скв. 1-П Арыскуп)

Таким образом, исследуя термобарические условия бассейна, а также на основе геохимических исследований и реконструкции палеотемператур осадочного бассейна, к нефтегазоматеринским толщам грабен-синклиналей были отнесены сазымбайская, айболинская свиты нижнеюрских отложений, дощанская, карагансайская свиты средне-нижнеюрских отложений, а также кумкольская свита верхнеюрских отложений, которые начали генерировать жидкие углеводороды (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Нефтегазоматеринские толщи Арыскупского прогиба

Отдел		Свита		Грабен-синклиналь				
				Арыскупская	Акшабулакская	Бозынгенская	Сарыланская	Даутская
Верхняя юра	J ₃	Акшабулакская	J _{3ak}	-	-	-	-	-
		Кумкольская	J _{3km}	-	+	+	+	+
Нижне-средняя юра	J ₁₋₂	Карагансайская	J _{1-2kr}	+	+	+	+	+
		Дощанская	J _{1-2ds}	+	+	+	+	+
Нижняя юра	J ₁	Айболинская	J _{1ab}	+	+	+	+	+
		Сазымбайская	J _{1sz}	+	+	+	+	+

Одно из необходимых условий нефтегазоносности территории-одновременное существование проницаемых комплексов пород и перекрывающих их флюидоупоров.

Так, к числу благоприятных факторов консервации УВ, сгенерированные НГМТ, характеризующих Арыскупский прогиб в целом относится трансгрессивный характер формирования юрских грабен-синклиналей, выраженный в последовательном расширении площадей распространения J₁, J₁₋₂ и J₃, каждый из которых в верхней части содержит толщи глинистых флюидоупоров.

Такой характер развития является оптимальным для сохранения УВ в данных литолого-стратиграфических комплексах (ЛСК). Трансгрессивный характер осадконакопления свойственен и нижнемеловым отложениям, для которых также характерно трансгрессивное перекрытие снизу вверх отложений нижнего, верхнего неокома и апт-альба.

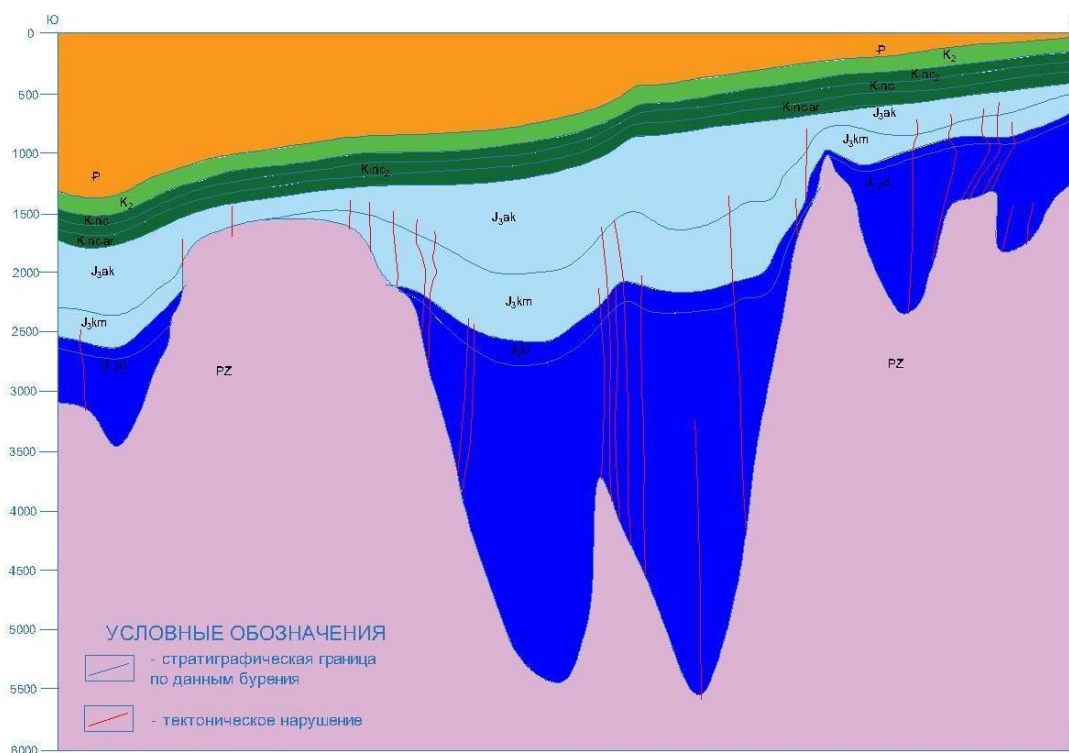
В отложениях нижнего мела имеется один региональный флюидоупор (K_{1nc1}), представленный алевролитоглинистой толщей нижнего неокома, разделяющей отложения арыскупского горизонта и верхнего неокома, содержащие пласты песчаных коллекторов (рисунок 1.6).

Наличие этого флюидоупора обеспечило региональную продуктивность арыскупского горизонта, питающегося за счет миграции нефти и газа из юрских ЛСК.

Этот флюидоупор развит не повсеместно, отсутствует на территории Жинишкекумской грабен-синклинали, в зоне сочленения Арыскупской грабен-синклинали с Нижнесырдарьинским сводом, а также в зонах сочленения Мынбулакской седловины с Арыскупским прогибом и в южной части последнего.

Следующим, выше по разрезу, флюидоупором является песчано-алеврито-глинистая толща верхнего альба-сеномана ($K_{1al3}-K_{2s}$), перекрывающая мощную песчано-гравийную толщу (150-400 м) апт-альба. Последняя, по видимому, способна не столько аккумулировать, как рассеивать в огромной массе коллекторов поступающие в нее УВ.

Также Парагульгов Х.Х. и др выделяют зональный флюидоупор для Южно-Торгайского разреза в отложениях палеогена (рисунок 1.6). К числу благоприятных факторов консервации УВ также относится установленное в последующие годы ступенчатые, листрические разломы бортовых частей грабен – синклиналей по поверхности фундамента, обусловленное конседиментационными разломами фундамента, заложенными на этапах предшествовавших формированию каждого юрского ЛСК и контролирующими границы их распространения. На рисунке 1.8 представлен геологический разрез Арыскупского прогиба. На породах фундамента до мезозойского возраста выделяются грабены и горсты, на бортах которых наблюдаются ступенчатые разломы.



Наличие таких ступеней создает дополнительное экранирование, благоприятное для сохранения УВ в самих ЛСК и образования залежей в ловушках неантиклинального типа.

Фактором, неблагоприятным для консервации УВ во всех нефтегазоносных комплексах Арыскупского НГБ, являются повсеместное развитие коры выветривания по породам фундамента с изменчивой толщиной, достигающей 200 м и более. Она обладает удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами, в связи с чем представляет самостоятельный продуктивный комплекс, содержащий залежи и являющийся проводником, обуславливающим миграцию УВ из юрских отложений.

Таким же фактором, снижающим общий потенциал нефтегазоносности, являются разломные нарушения (рисунок 1.9). На структурной карте по кровле кумкольской свиты, площади Такир, расположенной на юго-востоке Бозингенской грабен-синклинали, можно увидеть разломные нарушения, выявленные сейсмическим 3D профилированием.

Главенствующая роль для прогиба принадлежит Главному Каратаускому разлому, который взял свое начало в раннем протерозое и ориентирован в северо-западном ($320-325^{\circ}$) направлении, прослеживается на сотни километров и имеет крутое ($65-85^{\circ}$) падение на юго-запад. Разлом глубинного заложения, долгоживущий, подвергался неоднократным подновлениям, продолжающимися и в настоящее время.

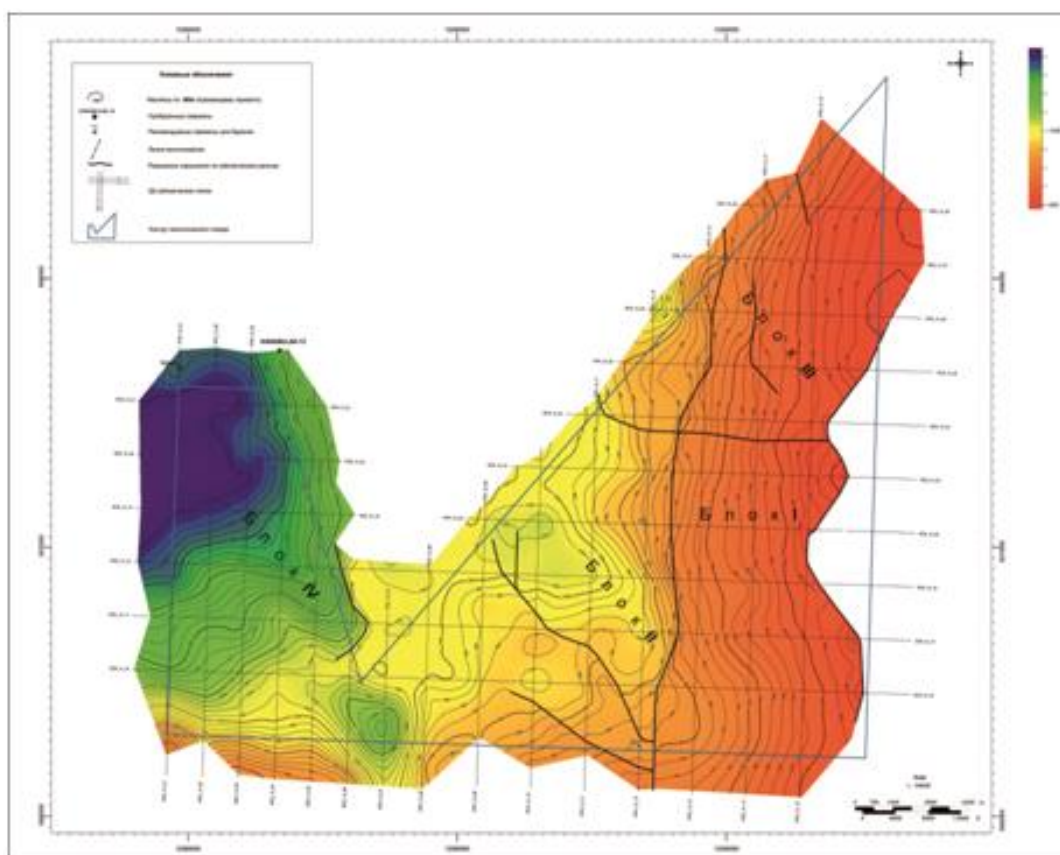


Рисунок 1.9 – Структурная карта по кровле кумкольской свиты, площадь Такир

1.5 Породы – коллекторы

Залежи нефти и газа в Арыкумском прогибе сосредоточены, в основном, в отложениях нижне-неокомского, верхне- и среднеюрского комплексов.

Меловые отложения сложены чередующимися толщами пород, характеризующимися различными емкостно-фильтрационными свойствами (ФЕС).

Турон-сенонские коллекторы имеют широкое развитие в пределах впадины. Флюидоупорами являются вязкие аргиллитоподобные глины палеогена.

Коллекторы апт-альбских отложений сложены песчаниками, гравелитами и насыщены пластовыми водами. Открытая пористость песчаников варьирует от 20,7 до 35,8%, проницаемость от 36,1 до 1528 мД.

Для апт-альбских коллекторов флюидоупорами являются кызылкиинские глины.

Верхне-неокомские коллекторы представлены песчаниками и алевритистыми песчаниками, насыщенными пластовыми водами. Цемент карбонатного, глинистого состава, контактово-порового, пленочного, реже – базального типа. Открытая пористость коллекторов варьирует от 10,84 до 22,2%, проницаемость в пределах 0,6-1054 мД.

Покрывками для верхне-неокомских коллекторов являются красновато-коричневые алевритистые глины.

В строении нижне-неокомских коллекторов арыкумского горизонта участвуют комплексы аллювиальных литофаций зон конусов выноса, русла и поймы, представленные часто переслаиваемыми пластами песков, песчаников, гравелитов, конгломератов, глин, алевролитов и аргиллитов.

Нижнемеловый нефтегазоносный комплекс приурочен к верхне-неокомской свите и арыкумской свите нижнего неокома, в его толще выявлены продуктивные горизонты М-0, М-I, М-II. Пористость коллекторов составляет 32-35%, проницаемость 7000 мД, мощность коллекторов колеблется до 20-30 метров [21].

Флюидоупором служат охристые алевритистые глины каолинового и хлорит-гидролюдистого состава с примесью гидроокислов железа верхнего неокома.

Залежи в отложениях данного комплекса рассматриваются как вторичные, сформированные за счет подтока углеводородов из нефтематеринских юрских отложений.

Юрский нефтегазоносный комплекс подразделяется на три подкомплекса – нижний, средний и верхний.

В *нижнем комплексе* выявлены Ю-VIII-ЮХ продуктивные горизонты, установленные в пределах Арыкумской грабен-синклинали.

Средний нефтегазоносный комплекс охватывает продуктивные горизонты Ю-VI, Ю-VII. Пористость изменяется от 10 до 20%, проницаемость в пределах 0,1-670 мД.

В пределах *верхнего нефтегазоносного комплекса* выделяются продуктивные горизонты Ю-V, Ю-I.

В качестве флюидоупора юрского нефтегазоносного комплекса служат перекрывающие их меловые отложения и палеогеновые осадки [22].

1.5.1 Типы коллекторов

В Арыскупском прогибе выявлены антиклинальные и неантиклинальные типы залежей нефти и газа. Установлено, что залежи антиклинального типа приурочены к сводовым частям локальных структур, иногда осложненные разрывными нарушениями с литологическим замещением коллекторов и их выклиниванием. Развита сводовые, пластовые, массивные и залежи промежуточного типа [22, с. 61].

Благоприятным для формирования месторождений нефти и газа являются приразломные складки внутренних частей грабен-синклиналей. К подобному типу структур относится месторождение Арыскуп [23].

По Габриэлянцу Г.А. залежи нефти и газа, связанные с неантиклинальными ловушками разделены на 7 групп (рисунок 1.10):

1. «Лысый свод». Формирование кольцевых залежей типа «лысый свод» обусловлено сокращением юрских отложений на своде и быстрое возрастание на крыльях, наблюдаемые у длительно развивающихся конседиментационных структур.

2. Тектонически и стратиграфически экранированные, так называемые, козырьковые залежи образуются в случае, если породы-коллекторы развиты на крыльях или периклиналях локальных поднятий.

3. Клиновидные ловушки образуются при литолого-фациальном замещении, стратиграфическом выклинивании или срезании песчаных пластов на моноклинальных склонах, клин пород-коллекторов внедряется в непроницаемые породы.

4. Шнурковые ловушки это – литологические ловушки речного типа, дельтовые, подводных течений, имеющие шнурковую форму – узкое песчаное тело протягивается на расстояние до десяти километров и более среди глинистых пород.

5. Клиноформные ловушки – особую группу образуют залежи, приуроченные к крупным формам – толщам песчано-глинистых пород, формирующимся на границе между шельфовой и дисперсионно-склоновой областями бассейна осадконакопления.

6. Линзовидные ловушки – достаточно обширную группу составляют залежи нефти и газа, связанные с отдельными линзами. Они развиты в отложениях различного возраста, имеют различную конфигурацию, и, как правило, небольшие размеры.

7. Мозаичные ловушки – группа мелких песчаных линз, которых следует рассматривать как единый объект.

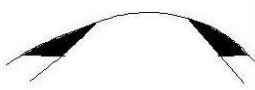
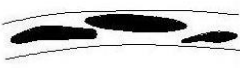
Тип залежи	Разрез	Система разведки
Кольцевая ("лысый свод")		Кольцевая, радиальная
Козырьковая		Профильная, вкрест линии выклинивания и замещения
Клиновидная		Профильная, вкрест линии выклинивания и замещения
Шнурковая		Профильная, вкрест простираения, по методу клина, зигзагопрофильная
Клиноформная		Профильная, вкрест простираения
Линзовидная		Профильная, вкрест простираения
Мозаичная		Профильная, равномерная по площади

Рисунок 1.10 – Типы НАЛ согласно классификации Габриэлянца Г.А.

1.5.2 Нетрадиционные коллекторы

На кривых каротажа по удельному электрическому сопротивлению терригенные коллекторы нефти и газа, как правило, выделяются повышенным сопротивлением по сравнению с вмещающими породами, а водонасыщенные – низким. Исключением являются коллекторы нефти и газа, которые отнесены к классу низкоомных, удельное электрическое сопротивление у которых ниже уровня вмещающих пород. Подобные коллекторы выявлены и в Арыкумском прогибе [24].

Структура расположена в северной части Аксайской горст-антиклинали.

Месторождение разрабатывается на ранней стадии (период пробной эксплуатации). Продуктивные коллекторы отложения средней юры относятся к нетрадиционным коллекторам (низкоомные: 1,5-3,0 Ом*м). Коллекторы по электрическим сопротивлениям выделяются ниже уровня значения вмещающих (глина 3,0-4,0 Ом*м) пород. Поэтому изучение и выявление в разрезе вскрытой скважиной по газовому каротажу продуктивных коллекторов для месторождения актуально.

Изучение таких коллекторов геофизическими методами исследований скважин (ГИС) оказалось сложной задачей. По электрическим характеристикам низкоомные продуктивные коллекторы аналогичны водоносным коллекторам (водонасыщенные: 0,5-2,5 Ом*м).

Низкоомная продуктивная залежь месторождения приурочена к карагансайской свите (J_2kr) средней юры. Породы, слагающие продуктивный горизонт, представлены глинами и аргиллитами. Коллекторы порового типа представлены песчано-алевролитовыми разностями.

Выделение коллекторов и оценка эффективных толщин в условиях месторождения представляет сложную задачу вследствие большого диапазона перекрытия геофизических параметров коллекторов и вмещающих пород, вызванного сложным минеральным составом скелета пород. Пример комплексной интерпретации материалов ГИС открытого ствола скважины 5 низкоомного коллектора представлено на рисунке 1.11.

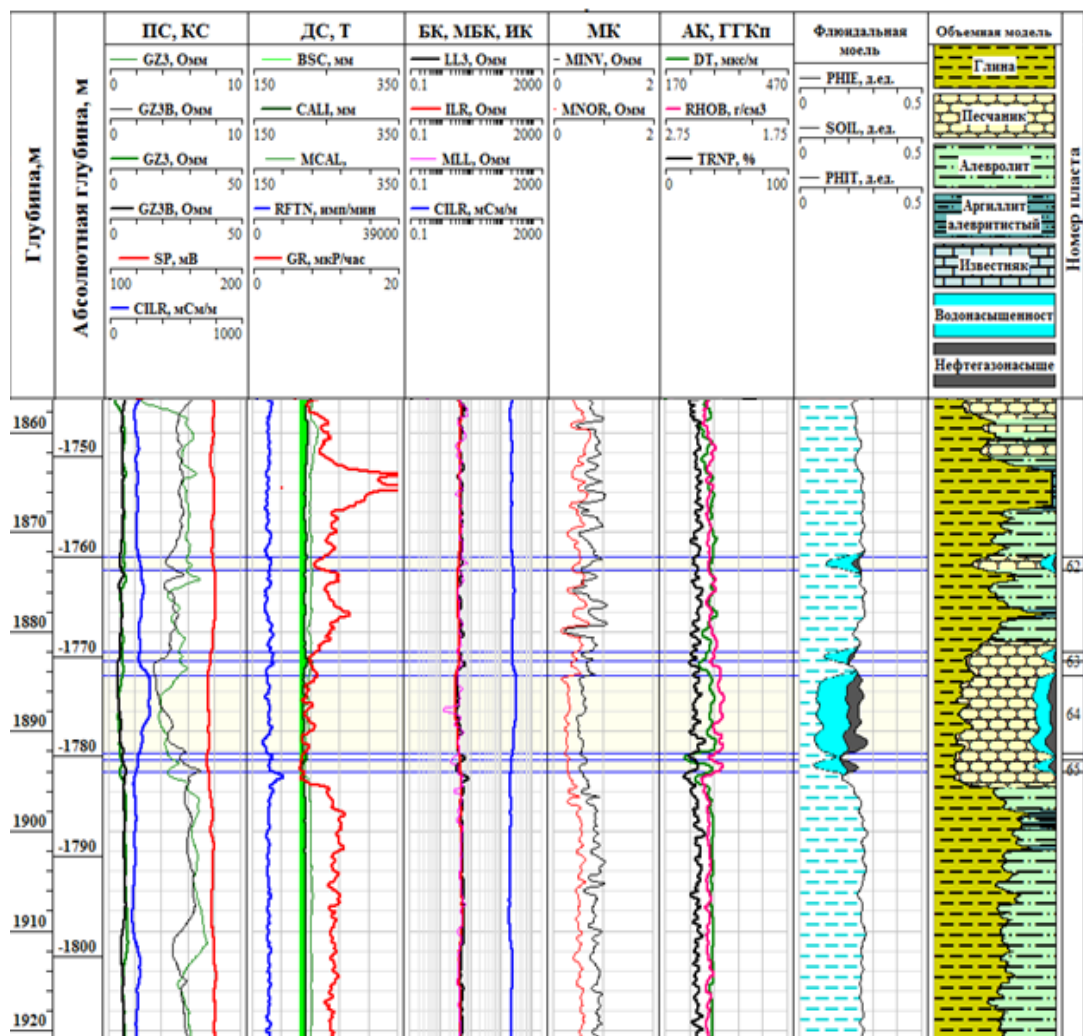


Рисунок 1.11 – Пример комплексной интерпретации материалов ГИС открытого ствола в условиях низкоомного коллектора

Перспективность нефтенасыщенных коллекторов с низким сопротивлением установлена по результатам газового каротажа с

последующими исследованиями по установлению петрофизических особенностей нефтенасыщенных коллекторов.

Геолого-технологические исследования проводились в процессе бурения, с оценкой содержания газообразных и жидких углеводородов во вскрываемом интервале разреза. Компонентный анализ газов в буровом растворе были обеспечены использованием дегазатора.

По данным газового каротажа отмечается проявление компонентов углеводородов, что является прямым признаком вскрытия продуктивного коллектора. Однако, по данным комплексной интерпретации методов ГИС открытого ствола скважины №5 коллекторы оценены как водонасыщенные. При вскрытии пласта получен приток нефти дебитом $Q_n=25 \text{ м}^3/\text{сут}$ с содержанием воды 15%. После чего была выполнена переинтерпретация материалов ГИС ранее пробуренных скважин, в результате чего из низкоомного коллектора получены промышленные притоки нефти. Рассматриваемые пласты оказались выдержаны как по толщине, так и в разрезе. Их мощность достигает 7-8 м. Такие коллекторы по значениям КС, ИК, БК практический не отличаются от водоносных коллекторов [25].

На диаграммах основных геофизических методов вмещающие породы глины характеризуются следующим образом: естественная радиоактивность 12-15 мкР/час. Сопротивление по данным методов БК, ИК и ВИКИЗ варьирует в интервале 2,5-3,4 Ом*м, в среднем 3,0 Ом*м. Водородосодержание по НК изменяется в интервале 30,0-34,0%. Время пробега продольной волны изменяется в пределах 290-320 мкс/м; диапазон изменения плотности 2,35-2,45 г/см³.

Естественная радиоактивность коллекторов изменяется в интервале 6,5-10,0 мкР/ч. Водородосодержание по НК изменяется в интервале 25,0-32,0%. Время пробега продольной волны изменяется в пределах 265,0-300,0 мкс/м; диапазон изменения плотности коллекторов 2,22-2,36 г/см³.

Сопротивление нефтенасыщенного коллектора изменяется от 2,0 Ом*м до 3,0 Ом*м, водонасыщенного коллектора от 0,6 Ом*м до 2,5 Ом*м. Зона неоднозначности характера насыщения по сопротивлению лежит в интервале 2,0-2,5 Ом*м. Электрическая характеристика коллекторов и пород покрышек представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Средние значения методов сопротивления в породах и коллекторах

Пласты	Наименование	БК, Ом*м	ВИКИЗ, Ом*м	ИК, Ом*м	ИК, мСм/м
Глина	Среднее значение	3,2	3,0	2,9	120
	Интервал изменения	2,8-3,4	2,6-3,3	2,5-3,3	100-135
Нефтенасыщенный песчаник	Среднее значение	2,8	2,6	2,7	150
	Интервал изменения	2,0-3,0	2,2-2,8	2,1-2,9	100-170
Водонасыщенный песчаник	Среднее значение	1,6	1,4	1,5	240
	Интервал изменения	0,8-2,5	0,7-2,3	0,8-2,4	170-300

Для выяснения причины заниженных значений электрического сопротивления были проанализированы результаты исследований кернового материала, выполненные Ежовой А.В. [26].

Из разведочных скважин были отобраны образцы, на которых выполнены исследования по определению: пористости, плотности, карбонатности, гранулометрического состава, проницаемости и глинистости.

Результаты изучения 20 шлифов верхнеюрских и нижнемеловых отложений, представляющих породы покрывок и коллекторы, показали наличие в коллекторах-песчаниках минералов: сульфиды железа (пирит и марказит) и минералы титана (лейкоксен).

Установлено, что песчаники мелко-, средне- и крупнозернистые преимущественно состоит из кластического материала в котором: кварц (30-50%), полевой шпат (25-30), обломки эффузивов (30-35%), листочки слюды (до 2%), каолинит, хлорит, глинистый и глинисто-кальцитовый цемент. Пирит развивается по обломкам пород разного состава, образуя тонкую сыпь в цементе. Он присутствует в виде скоплений в порах размером от 0,03 до 0,23 мм на обломках кварцитов и эффузивов. Калиевые полевые шпаты пелитизированы. Из титанистых минералов присутствует лейкоксен, который пропитывает обломки эффузивов. Лейкоксен развит по эффузивам в качестве вторичного минерала размером зерна до 0,1 мм. Скопления лейкоксена выделяются в цементе. Марказит встречается в виде округлых образований размером 0,02-0,06 мм. В обломках эффузивов фиксируются пустоты, межзерновые поры распределены неравномерно. Видимая пористость составляет 15-25% от площади шлифа. Таким образом, остаточная вода и пирит окружают нефтепроявления и создают электрическую цепь.

Изучение шлифов [26, с. 42] показало, что одной из причин низкого удельного сопротивления нефтенасыщенных верхнеюрских и нижнемеловых коллекторов является присутствие в них проводящих сульфидных минералов железа и оксидов титана.

Таким образом, можно считать одной из причин низкого электрического сопротивления нефтенасыщенных коллекторов является присутствие в них электропроводящих минералов: пирита, марказита, гидроокислов железа и минералов, титана, которые представлены как отдельными минеральными видами, так и разными генерациями. Наличие в коллекторах пластовой воды с высокой минерализацией и глинистого минерала гидрослюда (иллита и гидромусковита) создали проводящую среду нефтенасыщенных коллекторов.

Достоверная оценка характера насыщения пластов низкого сопротивления приобретает актуальное практическое значение. Сложность решения данного вопроса связывают с невозможностью использования методов сопротивления, которые входят в комплекс ГИС, поэтому применяются прямые методы опробования пласта, которые проводятся службой ГТИ непосредственно при бурении скважины.

1.6 Выводы по первому разделу:

1. Развитие внутриконтинентального Южно-Торгайского обсадочного бассейна началось в результате активного движения Торгайской микроплиты, бассейн является частью крупнейшей системы рифтов, протягивающейся с Западной Сибири до Таласско-Ферганского сдвига.

2. Развитие систем линейных грабенообразных прогибов и депрессий в верхнепалеозойских и нижнемезозойских структурных комплексах происходило в условиях растяжения литосферы и формировался в результате мезозойского рифтогенеза.

3. Нефтегазоносность Арыкумского прогиба связана с литолого-стратиграфическими комплексами юрско-меловых отложений, девонско-нижнекаменноугольными образованиями квазиплатформенного комплекса и дезинтегрированными выступами фундамента.

4. К нефтегазоматеринским толщам грабен-синклиналей отнесены сазымбайская, айболинская свиты нижнеюрских отложений, дощанская, карагансайская свиты средне-нижнеюрских отложений, а также кумкольская свита верхнеюрских отложений.

5. В Арыкумском прогибе выявлены антиклинальные и неантиклинальные типы залежей нефти и газа, а также нетрадиционные нефтенасыщенные коллектора, низкое электрическое сопротивление которых связано присутствием в них электропроводящих минералов: пирита, марказита, гидроокислов железа и минералов титана.

2 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ФУНДАМЕНТА ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

2.1 Краткий обзор месторождений с продуктивным фундаментом

Одним из обсуждаемых направлений в современной геологии является нефтегазоносный потенциал более глубоких горизонтов, в том числе фундамента осадочных бассейнов.

Современная концепция тектоники литосферных плит, геодинамики деформации позволяет рассматривать магматические породы как нетрадиционный вид пород-коллекторов [27].

Открытие практически на всех континентах порядка 500 месторождений нефти и газа, где коллекторами являются породы фундамента [28-31], дает основание рассматривать их как нетрадиционный вид пород-коллекторов, с которыми может быть связан огромный углеводородный потенциал [32].

В этой связи возникает вопрос о природе углеводородных масс и формировании их скоплений в породах фундамента, который ученые объясняют классической органической осадочно-миграционной теорией, а также неорганической и даже мантийной концепцией.

Опыт изучения месторождений нефти и газа с продуктивным фундаментом показало, что подавляющее число таких структур приурочено к погребенным выступам фундамента и контактирует с осадочными породами через крупные разломы.

Установлено, что разломы являются структурообразующим фактором, трещины определяют пути миграции флюидов, а также создают большую часть пустотного пространства в породах фундамента.

Основным источником залежи нефти в трещиновато-кавернозном фундаменте является горизонтальное залегание осадочных, терригенных, примыкающие к фундаменту, пород.

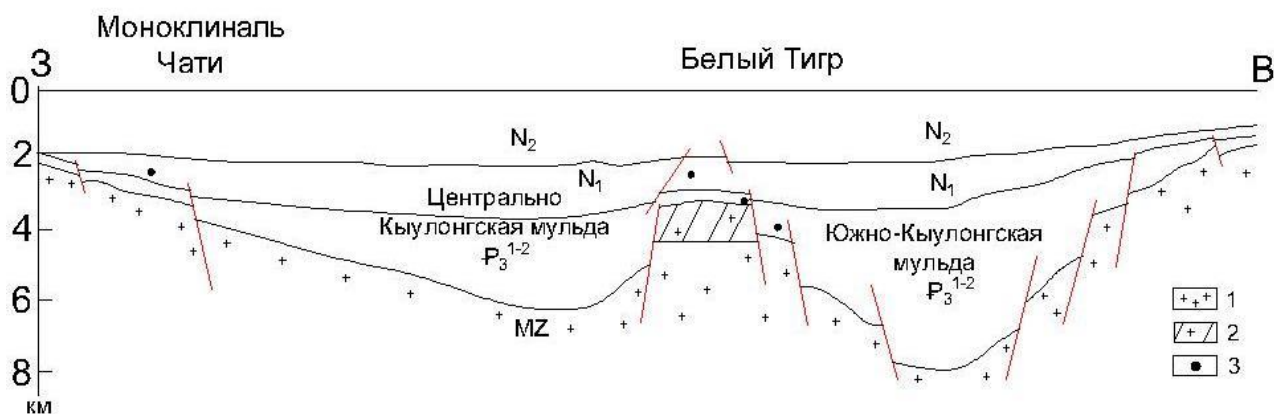
Миграция нефти из них в породы фундамента происходит через разломы в периоды тектонической активности путем вытеснения нефти водой из-за того, что силы сцепления нефти с породами ниже, чем воды с породами, а причиной аккумуляции нефти в залежи фундамента являются силы поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз.

Учитывая статистическую закономерность, выявленную по зарубежным месторождениям нефти (газа) в образованиях фундамента, о приуроченности скоплений УВ к эрозионно-тектоническим выступам, разбитыми разломами на блоки, к максимально благоприятным относятся разведочные площади на сводах и валах. Считается, что основным источником залежей нефти в фундаменте является органическое вещество нефтематеринских осадочных толщ, примыкающие к нему.

Одной из структур с продуктивным фундаментом является уникальное месторождение Белый Тигр, Вьетнам, которое имеет два структурных этажа: докайнозойский кристаллический фундамент, с которым связаны основные запасы углеводородов в разрезе, и кайнозойский осадочный чехол [30, с. 8; 33].

Источником нефти в коллекторах гранитоидных выступов фундамента являются нефтематеринские осадочные породы, прилегающие к выступам фундамента, откуда произошла латеральная миграция в разуплотненные позднемеловые граниты месторождения (рисунок 2.1) [34].

Принято считать, что обогащенные органикой глинистые пласты олигоценового и миоценового возраста, залегающие над гранитными массивами, являются флюидоупорами и нефтематеринскими породами [34, с. 331].



1 – границы фундамента, 2 – установленная нефтенасыщенная толща фундамента, 3 – притоки нефти

Рисунок 2.1 – Схематический геологический разрез через Кылулонгскую впадину с месторождением Белый Тигр

Примечание – Составлено по источнику [35]

Месторождение Рона-Ридж, расположенный на западе Шотландского бассейна, приурочено к выступу фундамента девонского возраста (рисунок 2.2). Пути миграции углеводородов из примыкающих осадочных мезозойских отложений к более проницаемому фундаменту связаны с разломами [36].

В нетрадиционные коллекторы, которые представлены трещиноватыми, выветрившимися гранитами фундамента бассейна Бонгор, в Чаде (рисунок 2.3), происходит миграция углеводородов из нефтематеринских раннемеловых толщ P+M, которые являются нефтесодержащими, а также флюидоупором [37].

Среди выявленных месторождений нефти и газа в доюрских образованиях фундамента Западно-Сибирской плиты доминируют залежи, приуроченные к дезинтегрированным зонам поверхности фундамента – коре выветривания (КВ), которая, как правило, распространена в пределах эрозионно-тектонических выступов фундамента, и образует сложнопостроенные ловушки для нефти и газа (рисунок 2.4). Породы-коллекторы приурочены к подвергшимся выветриванию трещиноватым и кавернозным породам поверхности фундамента, где основными путями фильтрации являются трещины [35, с. 54].

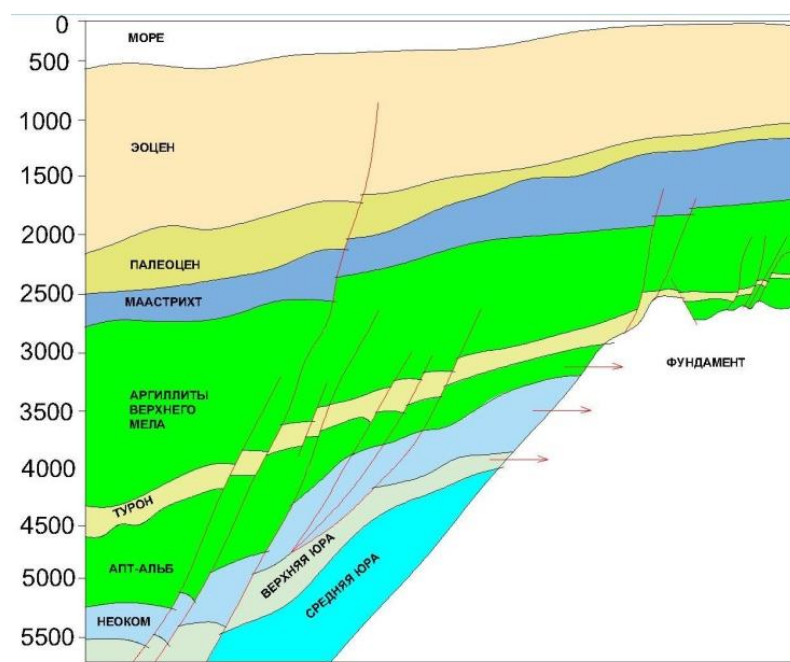


Рисунок 2.2 – Вероятный маршрут миграции углеводородов в фундамент месторождения Рона Ридж, Западная Шотландия

Примечание – Составлено по источнику [28, р. 14]

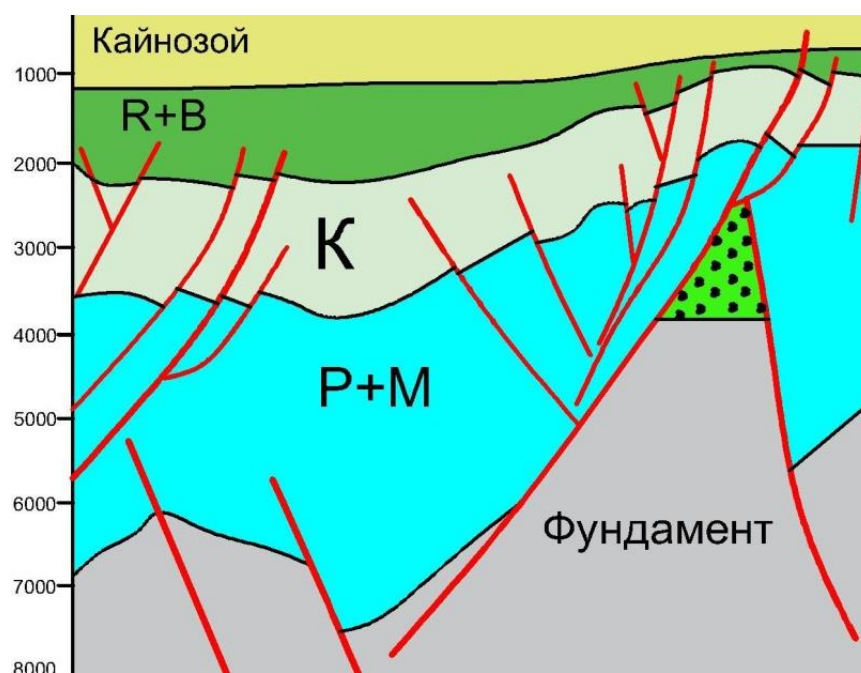


Рисунок 2.3 – Геологический разрез структуры фундамента в бассейне Бангор, Чад

Примечание – Составлено по источнику [29, р. 86]

Промышленная нефтегазоносность коры выветривания доюрских образований Западной Сибири связана с широким спектром литологических разновидностей: ультраосновными, основными и кислыми интрузивными и

эффузивными магматическими, метаморфическими и разнообразными терригенными и карбонатными осадочными породами.

Установлено, что основным источником залежей нефти в ловушках фундамента является ОВ нефтематеринских осадочных толщ, облекающих фундамент или примыкающие к нему (рисунок 2.4).

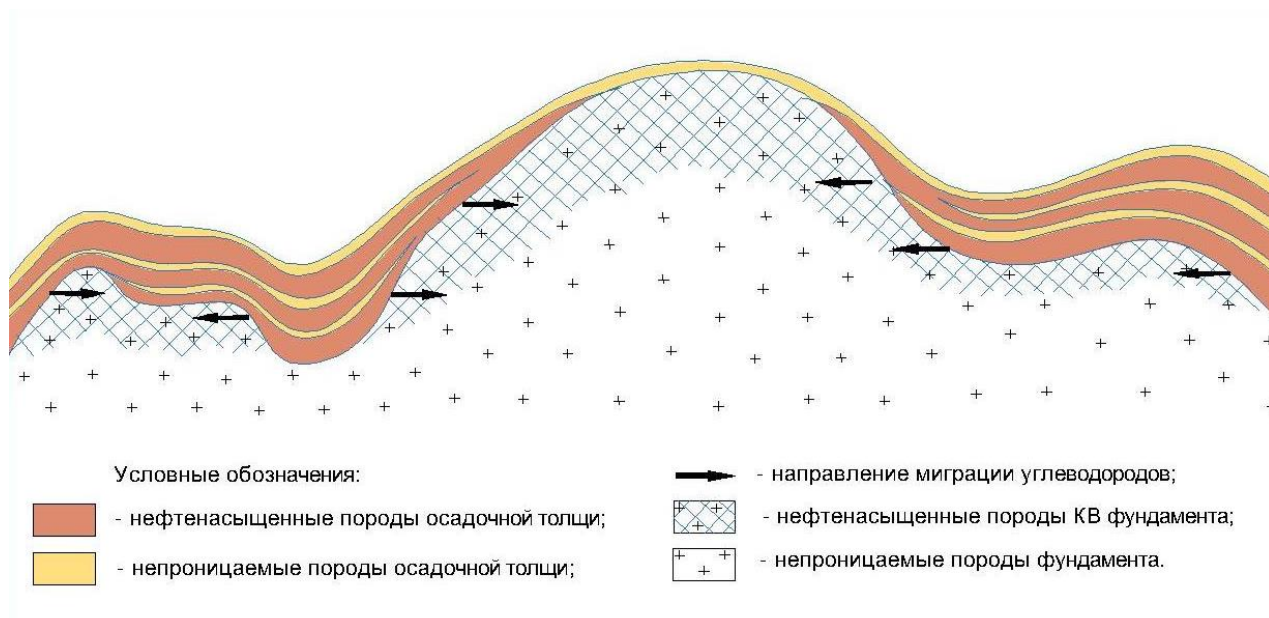


Рисунок 2.4 – Схематический разрез продуктивных отложений коры выветривания Шаимского мегавала

Примечание – Составлено по источнику [35, с. 55]

2.2 Нефтегазоносность доюрских отложений Арыкумского прогиба

На домезозойской поверхности Арыкумского прогиба помимо нижнепалеозойских (ордовикских) отложений бурением установлены протерозойские образования консолидированной коры, представленные в различной степени метаморфизованными кварц-хлоритовыми, кварц-биотитовыми, хлорит-серицитовыми, глинисто-кремнистыми и кремнистыми сланцами, гнейсами, а также эффузивными породами. Эти породы часто выветрелые и представлены под чехлом корой выветривания [32, с. 50].

Залежи нефти и газа связаны с отложениями верхней, средней юры и нижнего неокома, а также выявлены залежи углеводородов в дезинтегрированных толщах образований фундамента, связанные с выветрелой зоной протерозойского возраста и отложений квазиplatformенного комплекса палеозоя [38].

Подошва осадочного чехла в грабен-синклиналях погружается на глубину 5000-5500 м, вздымаясь ступенчато или полого (в зависимости от структурно-тектонических факторов) к бортам до отметки 1000-2000 м.

Поверхность фундамента является опорным отражающим горизонтом РЗ. На временных разрезах отмечают наличие реальных отражающих горизонтов ниже доюрской поверхности, характерные для осадочного комплекса [38, с. 12].

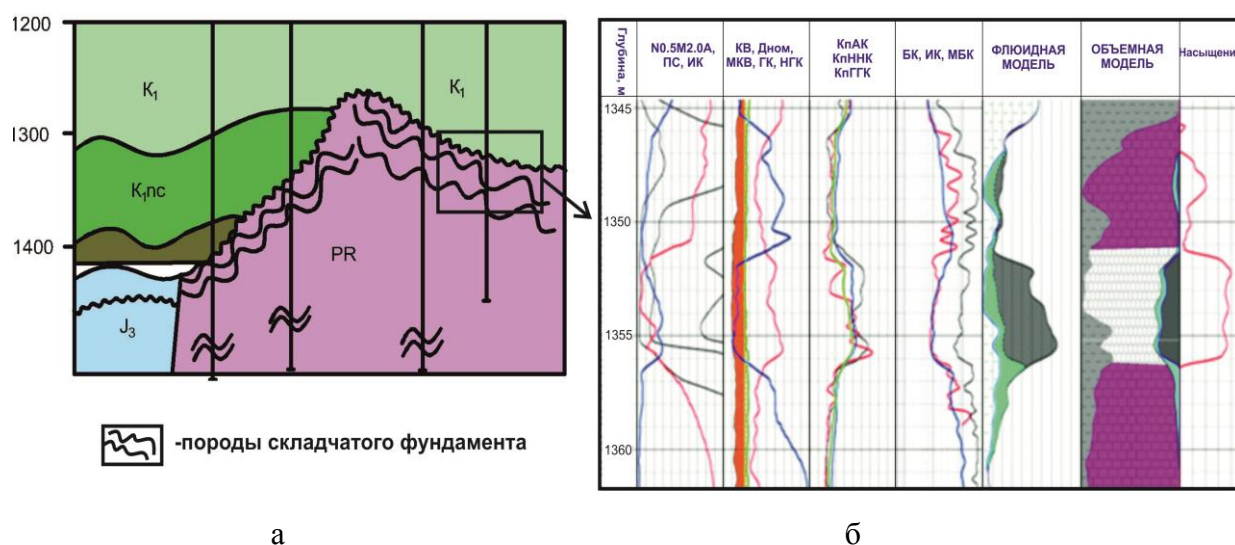
Анализ геолого-геофизических материалов показал, что осадочное заполнение, морфология и особенности развития геоструктур Южно-Тургайского прогиба свидетельствует о формировании в условиях растяжения литосферы [39].

К палеозойской группе отнесены породы, вскрытые скважинами в призабойных частях и представленные песчаниками, аргиллитами, алевролитами с прослоями известняков, туфов – как средне-верхнедевонские, а известняки, доломиты с прослоями терригенных пород – как нижнекаменноугольные.

В последние годы перспективы Южно-Тургайского бассейна расширяются и связываются с домезозойскими отложениями.

Пласты в доюрском комплексе обладают удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами (месторождения Кызылкия, Приозерное, Кенлык, Доцан и др.) и зависят от вещественного состава вмещающих пород.

Незначительные притоки нефти из коры выветривания были получены на месторождении Кызылкия. Геологический разрез месторождения представлен на рисунке 2.5.



а – геологический разрез месторождения Кызылкия; б – каротажная диаграмма геофизических исследований скважин

Рисунок 2.5 – Геологический разрез месторождения Кызылкия

По данным ГИС выделяется пласт на глубине 1351,2-1356,3 м, который обладает удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами.

По имеющимся образцам керна породы фундамента – трещиноватые, в кровельной части разрушены, образуют кору выветривания и представляют собой вторичные коллекторы с низкими ФЕС. Анализ имеющегося кернового материала по фундаменту Арыскупского прогиба указывает на то, что тип коллектора для пород фундамента – трещиноватый [40].

Также в домезозойских образованиях перспективны выступы карбонатных пород фамен-турне, подверженные карстообразованию и трещиноватости с

образованием коллекторов, имеющих высокие фильтрационно-емкостные свойства [23, с. 20].

Одна из таких структур, структура Кенлык, расположена в северо-западной части Аксайской горст-антиклинали и приурочена к выступу фундамента северо-западного простираения. Слагающие фундамент породы палеозоя сформированы верхнедевон-турнейскими карбонатными отложениями.

К верхней, выветрелой части палеозойских отложений приурочен продуктивный горизонт Ф-1 (рисунок 2.6). Вскрытая толщина палеозойских пород изменяется от 5 до 1183 м.

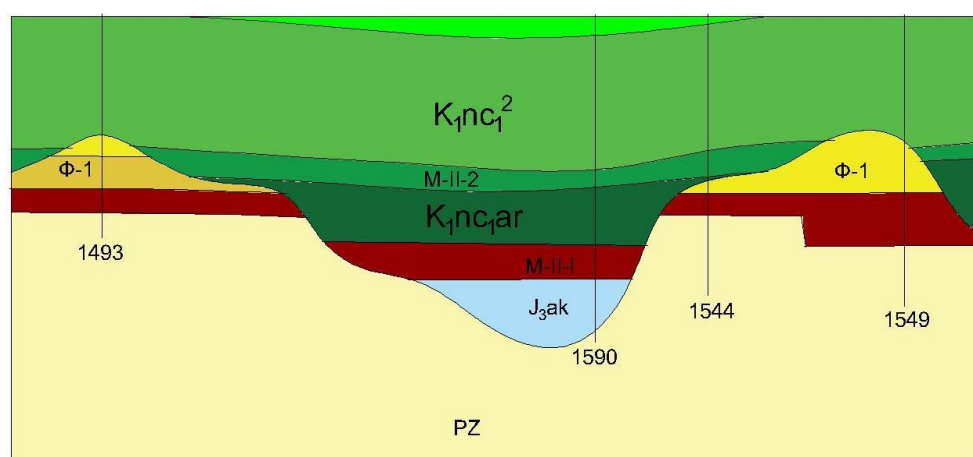


Рисунок 2.6 – Геологический разрез месторождения Кенлык

Согласно результатам опробования, дебит нефти, полученной из продуктивного горизонта Ф-1, составил до 200 м³/сут на 10 мм штуцере.

Палеозойские отложения фундамента вскрыты на месторождении Карабулак, расположенном в северо-западной части Аксайской горст-антиклинали. Продуктивный горизонт, мощностью от 20,8 до 28,8 м, приурочен к нерасчлененным визейско-серпуховским С₁V₂-s ярусам нижнего карбона (рисунок 2.7).

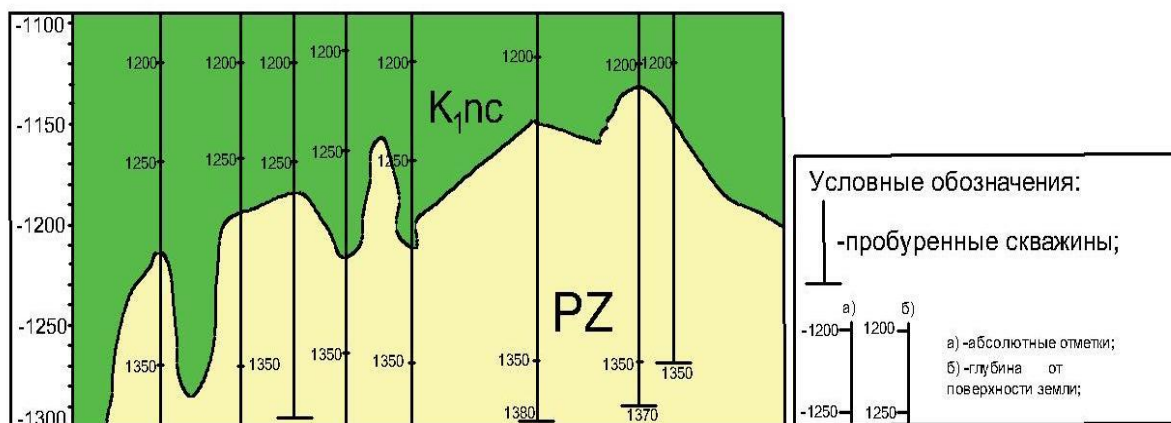


Рисунок 2.7 – Геологический разрез месторождения Карабулак

Продуктивность доказана опробованием, полученные притоки нефти колеблются от 1.26 м³/сут до 217.96 м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 8,3 до 20,8 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,8.

Пласты-коллекторы месторождения представлены мелко, микрозернистыми, обломочными, массивными, плотными, твердыми, доломитизированными известняками с конкрециями кремнистого вещества и содержат разноориентированные прожилки кальцита, толщиной в 5-10 мм.

Отложения домезозойского фундамента месторождения Карабулак по результатам палеонтологического исследования керна отнесены по к нерасчлененным визейско-серпуховским ярусам нижнего карбона.

Описываемые отложения вскрыты во всех скважинах толщиной от 130 до 487 м.

2.3 Характеристика и вещественный состав пород домезозойских отложений Южно-Торгайского прогиба

В работе Парагульгова Т.Х. и др. (2013) приведена краткая характеристика домезозойских пород Арыскупского прогиба, основанная на изучении петрографического состава керна домезозойских пород из 152 параметрических скважин, пробуренных в разных частях района [14, с. 49]. На основании изучения литологии и стратиграфии которых представлена литолого-стратиграфическая характеристика домезозойского разреза (рисунок 2.8).

Фундамент по данным изучения керна представлен породами бектурганской и коксуйской серий.

В составе палеозойских или домезозойских отложений Южно-Торгайской синеклизы бурением установлены отложения рифея, венда, ордовика, а также девонские и каменноугольные отложения (рисунок 2.8).

Наиболее древние метаморфические комплексы, известные как бектурганская серия, вскрытые в кристаллическом фундаменте Южного Торгая, сложены различного состава сланцами, рассланцованными гранито-гнейсами.

На структурных и поисковых скважинах месторождения Кумколь вскрыты кварцево-слюдистые, кварц-хлорин-серицитовые сланцы зеленовато-серые, серо-зеленые и зеленовато-бурые, трещиноватые, часто перемятые и раздробленные. По составу и степени метаморфизма и дислоцированности они сопоставимы со сланцами бектурганской серии нижнего-среднего рифея Улытау. Сланцы аналогичного состава вскрыты и на Аксайской горст-антиклинали.

На западном борту Аксайского выступа фундамента на месторождении Акшабулак вскрыты метаморфические сланцы. На глубине ~2800 м сланцы коричневатые-серые, темно-коричневые, трещиноватые, прослоями приобретающие характер брекчий.

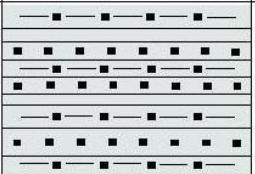
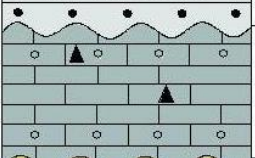
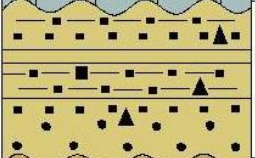
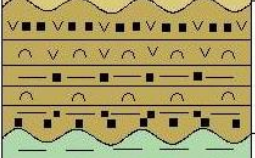
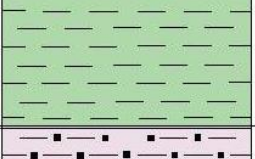
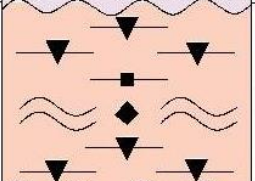
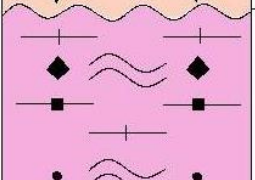
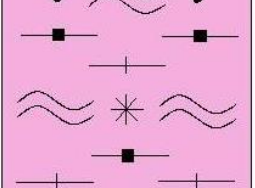
ЭРА (ЭОН)	ПЕРИОД	ОТДЕЛ	ЯРУС	СВИТА (СЕРИЯ)	СТРУКТУРНЫЙ КОМПЛЕКС	ЛИТОЛОГИЯ	МОЩНОСТЬ
ПАЛЕОЗОЙ	КАРБОН	средний - верхний C ₂₋₃			КВАЗИПЛАТФОРМЕННЫЙ ДОПЛИТНЫЙ		0-300
		нижний C ₁	турнейский C _{1t}				0-300
	ДЕВОН	верхний D ₃	фаменский D _{1fm} франский D _{1f}				0-300
		средний D ₂					0-200
		нижний D ₁					600-?
	ОРДОВИК	НИЖНИЙ - СРЕДНИЙ O ₁₋₂					1500-?
ПРОТЕРОЗОЙ	ВЕНД	V ₁₋₃			ФУНДАМЕНТ		3000-?
	РИФЕЙ	ВЕРХНИЙ R ₃		Коксуйская R _{3ks}			4000-5000-?
		ВЕРХНИЙ R ₂		Бектурганская R _{1-2bk}			

Рисунок 2.8 – Стратиграфическая колонка доюрского комплекса Южно-Торгайской впадины

Ниже сложены кварц-хлорит-серицитовыми сланцами, слабо и/или практический не трещиноватыми. Они сопоставимы со сланцами карсакпайской зоны Улытау. Сланцы аналогичного состава вскрыты на месторождении Арыскуп, аналогичные докембрийским комплексам Улытау.

На Акшабулакской грабен-синклинали на глубине ~1900 м был вскрыт протерозойский комплекс, представленный гнейсами зеленовато-серыми, сопоставимые с ниже-среднерифейскими гнейсами бектурганской серии. На глубине ~ 2040 м вскрыты роговообманкового-биотитовые гнейсы лепидогранобластовой мелкозернистой структуры.

В строении разреза верхнего рифея вскрыта Коксуйская серия, в разрезе которого принимают участие порфириоиды, порфиритоиды, филлиты, кварц-серицитовые, кварц-хлорит-серицитовые, кварц-хлоритовые и глинистые сланцы, кварциты, алевролиты, аргиллиты, туфопесчаники, туфоалевролиты и туфоаргиллиты.

Рифей-вендские отложения вскрыты установлены на восточном борту Арыскупского прогиба, где вскрыты алевролиты серые с зеленоватым оттенком с частыми и тонкими прослоями светло-серых мраморизованных известняков.

Цементирующей массой является глинисто-кремнистые и реже глинисто-карбонатное вещество.

В разрезе позднего рифея-венда выделено семь литологических типов пород: углеродисто-кремнистые сланцы, углеродисто-карбонатные-серицитовые сланцы, филлиты, песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки.

Квазиплатформенный комплекс верхнего палеозоя представлен красноцветными образованиями среднего-верхнего девона и среднего – верхнего карбона и разнообразными по составу известняками фаменско-турнейского возраста. Наиболее древними породами квазиплатформенного чехла являются нижнее-средне (?) и верхнедевонские.

На юге Акшабулакской грабен-синклинали вскрыты очень редко встречающиеся вулканические породы – трахитовые порфиры, основная масса которых сложена мелкими зернами калиевого полевого шпата.

Таким образом, отложения девона представлены такими литологическими типами пород, как конгломерат-брекчий, конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты, аргиллиты, углистые аргиллиты, угли, туфопесчаники, туфоалевролиты, туфогенные аргиллиты, известняки, ангидриты.

Разрез квазиплатформенного комплекса Арыскупского прогиба продолжают карбонатные образования верхнедевонско-нижекаменноугольного возраста, которые вскрыты пробуренными скважинами и представлены известняками темно-серыми, светло-серыми, массивными, в различной степени органогенными с прослоями доломитизированных известняков, доломитов, мергелей и аргиллитов. Верхние части карбонатных пород выветрелые, кавернозные, нефтенасыщенные (продуктивный горизонт PZ).

На месторождении Карабулак единственный продуктивный горизонт PZ приурочен к вышеописанному карбонатному образованию нижнего карбона.

Слагающие фундамент породы палеозоя, вскрытые скважинами на месторождении Кенлык, сформированы верхнедевон-турнейскими карбонатными отложениями. Состоят из:

- известняков серых с бурым оттенком, микрозернистых, (участками перекристаллизованных, кристаллически-зернистых), крепких, трещиноватых, с трещинами заполненными кальцитом и ожелезненным глинистым материалом, массивной текстуры, доломитовых, с включениями кремнистого вещества светло-серого цвета в виде гнезд, линз, неравномерно распределенных по породе и местами образующих большие скопления;

- песчаников темно-коричневого цвета с фиолетовым оттенком, трещиноватых;

- песчаников серых, кварцевых, очень крепких, трещиноватых (трещины разноориентированы, раскрытостью до 3-5 мм, выполненные кварцем).

К верхней, выветрелой части палеозойских отложений приурочен продуктивный горизонт Ф-1.

Вскрытая толщина палеозойских пород изменяется от 5 до 1183 м.

На месторождении Блиновское породы фундамента вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены хлорито-серицитовыми, глинистыми сланцами и гнейсами, кварцитами. По аналогии с соседними месторождениями породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания и представляют собой вторичные коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

В скважине В-1 из выветренной части фундамента получен приток нефти с невысокой продуктивностью.

Сопrotивление (КС) пород достигает 300 Ом, в выветренной части снижается до 50-100 Ом. Сланцы и гнейсы имеют повышенную различную естественную радиоактивность в пределах от 4-5 до 10-16 мкР/час, изрезанные кривые ПС и кавернометрии.

Образования фундамента на месторождении Восточный Акшабулак вскрыты, практически, всеми скважинами месторождения. Породы фундамента представлены гнейсами темнозелеными крепкими, с зеркалами скольжения, сланцами кварц-мусковитовыми темно-серыми, метаморфизованными. Вскрытая толщина фундамента колеблется в пределах 2.0-96.0 м.

Анализ показал, что коллекторские свойства продуктов гипергенеза и процессов дезинтеграции зависят главным образом от преобладания в их составе кварцево-кремнистых и ряда других минералов, менее подверженных химическому разложению [14, с. 56].

2.4 Выводы по второму разделу:

1. В составе допалеозойских отложений Южно-Торгайской синеклизы бурением установлены отложения рифея, венда, ордовика, а также девонские и каменноугольные отложения.

2. Породы фундамента представлены гнейсами темнозелеными крепкими, с зеркалами скольжения, сланцами кварц-мусковитовыми темно-серыми, метаморфизованными.

3. Вскрытые скважинами палеозойские отложения в призабойных частях представлены песчаниками, аргиллитами, алевролитами с прослоями известняков, туфов – как средне-верхнедевонские, а известняки, доломиты с прослоями терригенных пород.

4. Анализ имеющегося кернового материала по фундаменту Арыскупского прогиба указывает на то, что коллектора пород фундамента – трещиноватые, в кровельной части разрушены, образуют кору выветривания и представляют собой вторичные коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

5. Установлена промышленная нефтегазоносность пластов-коллекторов в доюрском комплексе Арыскупского прогиба (месторождения Кызылкия, Приозерное, Кенлык, Дощан и др.).

6. Установлено расположение продуктивных комплексов доюрских образований Арыскупского прогиба Южно-Торгайского бассейна на выступах фундамента, который представлен палеозойскими и протерозойскими образованиями.

3 АНАЛИЗ ВЗГЛЯДОВ О ГЕНЕЗИСЕ НЕФТЕЙ И СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ХИМИЧЕСКОЙ ПРИРОДЕ И О ПРОИСХОЖДЕНИИ НЕФТЕЙ

3.1 Анализ взглядов о генезисе нефтей

Существует множество мнений о происхождении нефти, которые можно разделить на две основные группы – биогенное (органическое или осадочно-миграционная) и абиогенное (неорганическое).

В настоящее время общепризнана теория биогенного происхождения нефти. Основное внимание в биогенной, то есть осадочно-миграционной гипотезе образования углеводородов нефти уделяется термическим и термокаталитическим процессам преобразования органического вещества. Сначала из остатков живых организмов образуется нерастворимое органическое вещество – кероген, которое впоследствии под воздействием температуры с различной скоростью высвобождает различные классы углеводородов.

Первую в мире гипотезу о биогенном происхождении нефти выдвинул М.В. Ломоносов (1849). В 1888 г. немецкие ученые Г. Гефер и К. Энглер опытно-лабораторным путем – перегонкой сельдевого жира доказали возможность получения нефти из животных организмов: из 492 кг жира было получено масло, горючие газы, вода, жиры и разные кислоты. Академик Н.Д. Зелинский провел похожий опыт в 1919 году, за основу используя сапропель (глина с органикой) озера Балхаш, получив в итоге сырую смолу, кокс и газы (метан, оксид углерода, водород, сероводород) [41].

Сторонники органической теории нефтегазообразования О.Г. Сорохтин, С.А. Ушаков, К.А. Клещев, В.П. Гаврилов, Х. Хедберг, Д. Вильсон связали образование нефти с тектоникой литосферных плит, приурочив генерацию УВ в зонах субдукции, обдукции и рифтов [42].

Сторонниками биогенной теории также являются Академик В.И. Вернадский, академик И.М. Губкин, его предшественники Андрусов и Михайловский.

Сторонники неорганической концепции считают, что нефть образовалась на больших глубинах при огромных давлениях и высоких температурах выше 1000 градусов из углерода и водорода по процессу Фишера-Тропша. Благодаря этому процессу, действительно, могут образоваться, к примеру, нормальные алканы с помощью специальных катализаторов, которых в природе не существует. Помимо нормальных алканов в нефтях находятся ещё изопренаны и циклические биомаркеры, которые не могут быть получены по процессу Фишера-Тропша [43].

В начале XIX века немецкий ученый А. Гумбольдт предложил первую гипотезу о глубинном неорганическом происхождении нефти. В 1860 году французский химик М. Бертело синтезировал ацетилен (C_2H_2) путём реакций щелочных металлов с углекислотой и водой. Лабораторные исследования в этом направлении проводили в это же время А. Биассон (1866) и С. Клоэц (1878). В 1877 году Д.И. Менделеев предложил «карбидную гипотезу», которая

стала широко известной. В ходе реакции может быть образован ацетилен, из которого можно получить ароматическое соединение бензол, которое присутствует во всех нефтях. Но с помощью этой реакции не могут быть получены другие углеводороды, которые также находятся в нефтях, например, биомаркеры. Поэтому можно утверждать, что на настоящий момент в лабораторных условиях лабораторным путем не получено ни одной капли нефти.

Разные варианты абиогенного синтеза углеводородов нефти предлагались в работах Г.Н. Доленко, Ю. Коста (E. Cost), Э. Штеберга, П.Н. Кропоткина, Н.А. Кудрявцева, В.Б. Порфирьева, В.Д. Соколова, Э.Б. Чекалюка, Р.Х. Муслимова, Ф. Хойла (F. Hoyle), Р. Робинсона (R. Robinson), Т. Голда (T. Gold) и др. [44].

С развитием спектральных методов исследования (конец XIX в.) русский геолог Н.А. Соколов выдвинул космическую гипотезу образования нефти, в связи с обнаружением в спектрах различных космических тел не только углерода и водорода, но и углеводородов [45].

Н.А. Кудрявцев (1973) связал формирование залежей нефти и газа с разломами. Аналогичное предположение сделал Муслимов Р.Х. в результате исследований потенциала фундаментов НГБ (2002), о том, что кристаллический фундамент «подпитывает» нефтяные месторождения осадочного чехла новыми ресурсами по разрывам и трещинам. Этим он объясняет сходство УВ фундамента и чехла [46, 47].

На смену органической и минеральной теориям нефтегазообразования пришли новые представления (Соколов, Гусева, 1993), биосферная концепция (Баренбаум, 2014), согласно которой «нефть и газ представляют собой возобновляемые природные ископаемые, и их освоение должно строиться исходя из научно обоснованного баланса объемов генерации углеводородов и возможностей отбора в процессе эксплуатации месторождений».

Биосферная концепция связывает нефтегазообразование с круговоротом углерода и воды через земную поверхность, которые зависят от современной деятельности человека [48].

В подтверждение чего С.Д. Варфоломеев и др. методом радиоуглеродного анализа образцов нефти на гидротермальном поле вулкана Узон (Полуостров Камчатка) показали, что возраст нефти не превышает 50 лет [49].

В 2009 году исследователи Королевского технологического института (КТИ) в Стокгольме опубликовали в журнале Nature Geoscience результаты опытов, где им удалось доказать, что ископаемые животные и растения не нужны для формирования сырой нефти и природного газа. Вместе с двумя коллегами-исследователями Владимир Кучеров, профессор отдела энергетических технологий в КТИ, моделировал процесс, связанный с давлением и теплом, который происходит естественным образом во внутренних слоях земли, процесс, который генерирует углеводород – основной компонент в нефти и природном газе [50].

Согласно современной осадочно-миграционной теории образование углеводородов осуществляется из синтезированного в морских и/или континентальных условиях органического вещества, отложенного в субаквальной аэробной среде осадочных бассейнов.

Принимаемая геологом теория нередко предопределяет его методику поисково-разведочных работ. Однако, установлено на мировом опыте изучения нефтегазоносности фундамента (1997), независимо от концепций происхождения нефти, что подавляющее число открытых месторождений нефти и газа в кристаллических породах приурочено к погребенным выступам фундамента, контактирующим с угловым несогласием с толщами осадочных пород.

3.2 Геохимическое исследование нефти

Неопределенность источника сгенерированной нефти - общие вопросы геологии, которые до сегодняшнего дня окончательно не решены.

Так как химический состав нефти из различных залежей отличаются друг от друга, понимание химического состава пород нефти и связанных с ней компонентов дает информацию о временном и пространственном контроле за образованием залежей углеводородов, для реконструкции ее геологической истории.

Так, в середине XIX века произошло зарождение геохимии нефти и газа.

Геохимическая классификация нефтей, в отличие от химической классификации, учитывает также вмещающие их отложения – геологический возраст, глубину залегания и другие признаки [51].

Известно, что все нефти мира содержат одни и те же углеводороды, относительное распределение которых в различных нефтях различны. Относительное распределение углеводородов в свою очередь зависит от исходного органического вещества, из которого формировался кероген. Иными словами, углеводородное распределение нефтей морского генезиса будет отличаться от углеводородного распределения нефтей континентального генезиса.

Понимание того, как и когда нефть перемещается из своей материнской породы в резервуар, может обеспечить понимание путей миграции нефти, бассейна, резервуара и ловушки, а также возможность выделения новых структур.

Диагенез и протокатагенез приводит к преобразованию ОВ от соединений, имеющих сходство с фульвовыми и геминовыми кислотами, к керогену.

В мезокатагенезе в результате возрастающей нагрузки осадочной толщи и повышающимися значениями температуры и давления из керогена происходит отщепление алифатических молекулярных цепей, максимальное образование которых приходится на главную фазу нефтеобразования.

Понимание процессов нефтеобразования имеет большое теоретическое и практическое значение с точки зрения поисков нефтяных месторождений и возобновления запасов нефти.

Происхождение нефти, как и происхождение жизни, является фундаментальной проблемой естествознания. При этом происхождение нефти - это актуальная проблема нефтяной геологии, поскольку для того, чтобы вести обоснованные поиски нефти, необходимо знать, где и из каких источников она образовалась.

В органической гипотезе образования нефти считается, что нефть возникла из остатков живых организмов, обитавших на Земле в прошлые геологические эпохи.

Считается, что нефть и газ образовались в нефтегазоматеринских пластах, то есть таких породах, где находится огромное количество органического вещества. Многие горные породы, а именно осадочные породы, образовались в результате осадков, например морского ила, глубоководной глины и так далее.

В этих остатках происходило захоронение огромного количества биомассы, сложно представить какое количество органического вещества накапливается и осаждается в мировом океане каждый день. При определённых условиях в нефтегазоматеринских пластах могут образоваться нефть и газ. Далее они по мельчайшим трещинам могут мигрировать в породы-коллекторы, резервуары.

Нефть, в основном, состоит из таких соединений, как углеводороды, а также смолы, асфальтены. Наиболее изученный класс углеводородов - это углеводороды нефти, в связи с тем, что все нефти мира от самых древних до самых молодых содержат один и тот же набор углеводородов, это насыщенные углеводороды, то есть алканы, циклоалканы; углеводороды алмазоподобного строения; ароматические углеводороды. Причём кроме углеводородов алмазоподобного строения превалирует так называемые углеводороды-биомаркеры, то есть такие соединения, сохранившие черты строения, свойственные исходным биоорганическим молекулам.

Помимо этого, в нефтях есть и циклические углеводороды-биомаркеры, моноциклы, циклопентаны, циклогексаны, бициклы, декалины, гидринданы, трициклы хейлантаны, тетрациклы стераны и пентациклы терпаны.

Что касается углеводородов алмазоподобного строения, для них характерно то, что они выдерживают очень высокие температуры и не подвергались биodeградации, в то время как на ранних стадиях деградации бактериями сначала съедается нормальные алканы, потом изоалканы, потом циклоалканы и даже ароматические углеводороды.

Для установления природы нефти используют биомаркеры, которые образовались в процессе метаболизма растений и животных, переходя в осадок из живых организмов, не претерпев существенных изменений в диагенезе. На стадии мезакатагенеза происходит разбавление биомаркеров вновь образованными из керогена углеводородами.

Исследование углеводородов нефти на молекулярном уровне помогают решать как теоретические вопросы о происхождении, так и практические, связанные с поиском и разведкой новых нефтяных месторождений и промышленным освоением уже разрабатываемых месторождений. Этими всеми вопросами занимается органическая химия, целью которой является изучение

на молекулярном уровне особенностей состава и строения органических молекул земной коры морей и океанов. Если биогеохимия - это геохимия живого вещества, то органическая химия занимается изучением мертвого органического вещества, которое было захоронено в осадочных породах.

Причём исследуются как современные соединения, так и соединения, которые были накоплены сотни миллионов лет назад.

Таким образом изучая углеводородный состав нефти и органического вещества пород на молекулярном уровне мы можем сделать следующие важные выводы:

1. Какое органическое вещество, какое исходное органическое вещество было для данной нефти - морское или континентальное.

2. В каких литолого-фациальных условиях, то есть, в каких породах эта нефть образовалась – в глинистых или карбонатных.

3. Определить влияние солёности вод в конкретном бассейне осадконакопления, окислительно-восстановительные условия.

4. Определить степень преобразованности, то есть зрелости нефти. Так как в исходном органическом веществе нефти находятся термодинамически слабоустойчивые углеводороды, которые в процессе метаморфизма, в процессе созревания, органического вещества, преобразуются в более термодинамически устойчивые углеводороды.

5. О биодеградациии нефти.

6. О геологическом возрасте нефти, то есть возраст нефтематеринских толщ, которые эту нефть генерировали.

Таким образом исследование углеводородного состава позволит проследить эволюцию органического вещества в конкретном бассейне осадконакопления.

Все перечисленные выводы имеют большое значение в нефтегазовой поисковой и нефтегазопромысловой геохимии.

Помимо нефти важно изучать и рассеянное органическое вещество пород.

Таким образом, определение источника нефти является ценным инструментом для геологоразведочных работ при поиске углеводородов.

3.3 Изотопный состав углерода нефти

Известно, что углерод имеет два стабильных изотопа – C^{12} , C^{13} . Изотопный состав углерода нефти интересовал исследователей в связи с вопросом о ее происхождении [52].

Важнейшим показателем, идентифицирующим генезис углеводородов по отношению к зонам нефтегазообразования в конкретном разрезе, является изотопный состав углерода. Каждая зона, в свою очередь, характеризуется индивидуальными геохимическими и термодинамическими параметрами, включающими тип и степень преобразованности рассеянного органического вещества, современные геотемпературы и палеотемпературные условия, фазовый состав углеводородов [53-55].

Поскольку два возможных источника углерода нефтей – органическое вещество морского и континентального происхождения, они заметно

отличаются по изотопному составу, и, следовательно, это должно отразиться на изотопном составе нефтей, принадлежащих различным фациям [56].

Распределение изотопов углерода в углеводородах в зависимости от их структуры и молекулярного веса, отражает наиболее тонкие стороны процесса образования и превращения нефтей. Сходство или различие нефтей, в деталях распределения изотопов углерода в соответствующих углеводородных компонентах, служит признаком их генетической однотипности или генетического различия [57-61]. Ниже сошлемся на два примера современного изотопного анализа нефтей.

В Таримском нефтегазоносном бассейне Китая были исследованы пробы на содержание и происхождение изотопного состава углерода палеозойской нефти кембрийско-ордовикских пород. В результате чего выделены два набора исходных пород с различным составом изотопов углерода – порода из нижнего кембрия с более легким составом изотопов углерода и порода среднего и верхнего кембрия с более тяжелым составом изотопов углерода. Получено значение $\delta^{13}\text{C}$ палеозойской нефти, отобранной из вышеуказанных вмещающих пород. Анализируя результаты исследования было установлено, что кембрийские отложения могут быть основным источником генерации углеводородов в Таримском осадочном бассейне [62].

Для выявления генетических типов и источника природного газа в различных антиклиналях сравнивались и систематически сортировались характеристики газового состава и изотопного состава углерода и водорода в бассейне Джунгар [63].

Также изотопно-фракционные исследования нефтей (Камалеева и др., 2014) были проведены из «аномальных» скважин Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения, под которыми предполагается существование путей миграции глубинных углеводородов в осадочный чехол (Муслимов и др., 2004, 2012). Результаты исследований показали, что изотопно-фракционные кривые нефтей из «аномальных» скважин полностью совпадают по формам с типичными нефтями не «аномальных» скважин. Идентичные характеристики как «аномальных», так и обычных нефтей указывают на их общность [64].

Выполненный комплекс исследований позволил сделать заключение о природе образцов из «аномальных» скважин, по результатам которых установлено, что оба образца относятся к единому генетическому типу. Нефти из «аномальных» скважин сходны как между собой, так и с другими «обычными» нефтями осадочного комплекса. Данным исследованием установлено, что нет оснований предполагать для «аномальных» скважин какой-то иной источник углеводородов. «Аномальность» этих скважин авторы исследования связывают с гидродинамическими особенностями и историей эксплуатации залежей [65].

Месторождения углеводородов промышленного характера были обнаружены в доюрских отложениях Южно-Мангыстауского бассейна и северо-запада Каракалпакии. Результаты изотопного анализа нефтей юрских и доюрских отложений показали их близкий состав, что послужило

доказательством вертикальной миграции углеводородов из доюрских отложений по трещинам [40, с. 56].

В Западной Сибири большая часть палеозойских месторождений и залежей сконцентрирована в Ньюрольском бассейне, где дебиты скважин достигают до 400 м³/сут. Геохимики, исследовавшие традиционные мезозойские и палеозойские нефти утверждают, что по всей совокупности геохимических показателей юрские и палеозойские нефти Ньюрольской впадины образуют единую группу [65].

3.4 Обзор биомаркеров источника нефти

Изучение углеводородов – биомаркеров является важным и необходимым компонентом современного комплекса геолого-геохимических исследований с целью оценки перспектив нефтегазоносности и определения дальнейших направлений поиска и разведки залежей углеводородов, задач в органической геохимии [66].

Нефть, как указано выше, представляет собой многокомпонентную смесь большого числа химических соединений разнообразной природы с преобладанием углеводородов. По данным компании «Шеврон» (США) нефть содержит десятки тысяч индивидуальных соединений [67].

Состав каждой нефти уникален и несет в себе информацию о её происхождении и путях преобразования. Об источнике нефтей, условиях накопления и преобразования исходного органического вещества (ОВ) позволяют судить данные о составе углеводородных биомаркеров, хемофоссилии, присутствующие в горных породах, горючих полезных ископаемых и др. Термин биомаркеры впервые предложил английский химик Дж. Эглингтон в 1964 году. Благодаря интенсивному развитию хроматографии и масс-спектрометрии выявлено свыше 600 биомаркеров. Наиболее типичные биомаркеры представлены в нефтях такими соединениями как алканы (н-алканы, изопреноиды – пристан, фитан), полициклические нафтенны (хейлантаны, стераны, гопаны,) и арены (нафталины, фенантрены и др.) [68].

Около трети всех идентифицированных в составе нефти хемофоссилий сохранили явную структурную связь с биомолекулами живого вещества и формировались на разных стадиях литогенеза. Концентрация биомаркеров в нефтях достигает 40%, что является доказательством её биогенной природы.

Биомаркеры используются при определении типа нефтей, выяснении корреляционных связей нефтематеринских и нефтенасыщенных пород, изучении миграции нефтей, а также широко применяется в поисковых работах при оценке перспектив нефтеносности регионов [68, с. 81].

Биомаркеры используются во всех основных направлениях геологии и геохимии нефти и газа. Многие ученые работали и работают в этой области, как в России (Э.А. Абля, О.А. Арефьев, О.К. Баженова, В.Н. Блинова, Д.А. Бушнев, Н.Б. Вассоевич, Т.Л. Виноградова, Н.С. Воробьева, Г.Н. Гордадзе, А.Н. Гусева, М.В. Дахнова, В.А. Каширцев, Т.А. Кирюхина, А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, А.А. Петров, Е.В. Соболева,

В.А. Чахмахчев и др.), так и за рубежом (А. Трейбс, Б. Тиссо, Д. Вельте, К.Е. Петерс, Дж. Молдован, Р.П. Филп, Дж. Хант, А. Стадницкая и др.).

Одним из наиболее распространенных в нефти классов биогенных органических соединений являются нормальные алканы [69, 70]. состав н-алканов в определенной мере, позволяет судить об основном источнике, поставившем ОВ в осадок.

Результаты исследований различных биопродуцентов, ОВ современных осадков и нефтей свидетельствуют о том, что данные о концентрациях и характере молекулярно-массового распределения н-алканов обладают генетической информативностью (таблица 3.1, рисунок 3.1) [71-73] и отражают вклад различных биопродуцентов в формирование состава исходного ОВ.

Таблица 3.1 – Биомаркеры и их биологические источники

Биомаркеры	Биологический источник	Условия осадконакопления и преобразования
н-алканы C ₁₅ , C ₁₇ , C ₁₉	Водоросли	Морские
н-алканы C ₂₅ , C ₂₇ , C ₂₉ , C ₃₁	Высшие растения	Континентальные
Нечетные н-алканы C ₂₃ , C ₂₅	Континентальные водоросли	Озерные
Пристан/фитан <1	Фотосинтезирующие растения	Морские, озерные с восстановительными условиями в диагенезе
Пристан/фитан >1	Фотосинтезирующие растения	Континентальные с окислительными условиями в диагенезе

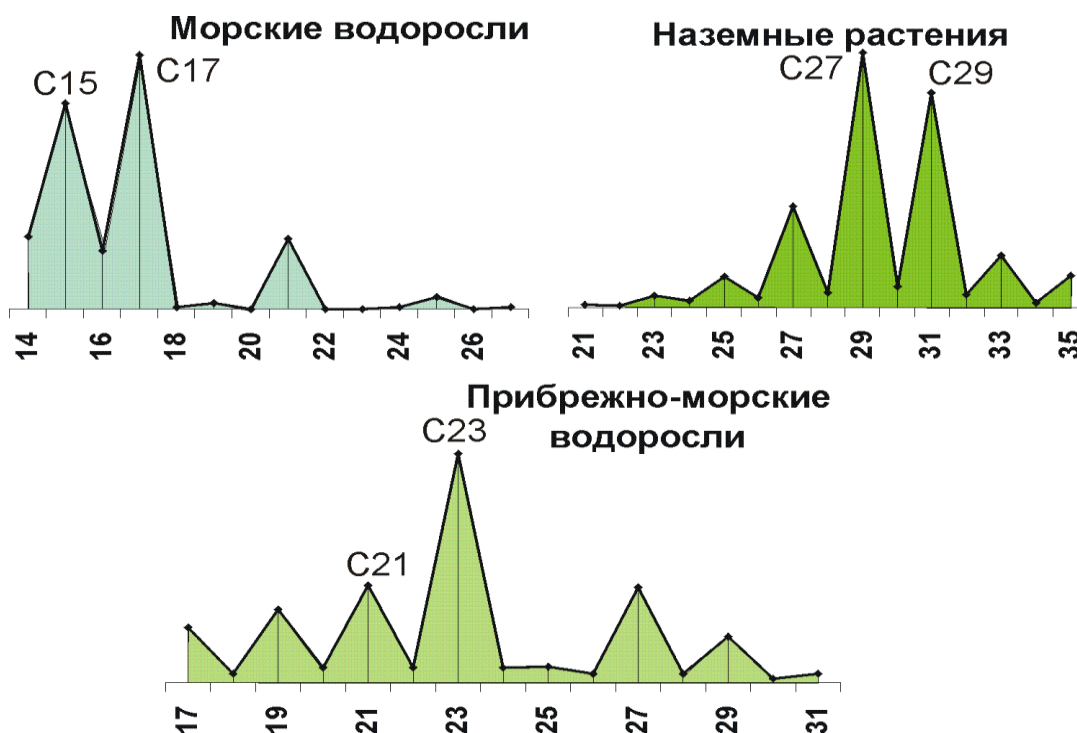


Рисунок 3.1 – Характер молекулярно-массового распределения н-алканов

Основными компонентами фитопланктона в ряду C_{14} - C_{34} являются C_{15} и C_{17} , для наземной растительности характерно преобладание C_{27} , C_{29} , C_{31} и C_{33} n-алканов, для водорослей, обитавших в прибрежно-морских обстановках – C_{21} , C_{23} и C_{25} гомологов [70, p. 300-306].

Анализ материалов по различным регионам показал, что величина отношения пристана к фитану (П/Ф) возрастает от нефтей генерированных морским сапропелевым ОВ к нефтям образованным смешанным и континентальным гумусовым ОВ (по данным большинства исследователей от 0,5-1,5 до 1-3 и более 3) [74].

Но в первую очередь отношение П/Ф зависит от окислительно-восстановительных условий в бассейне седиментации [75-77]. Значения отношения $Pr/Ph < 1.0$ обычно связывают с резко восстановительной средой осадконакопления, $Pr/Ph 1.0-1.5$ – с восстановительной средой, $Pr/Ph 1.5-2.0$ – со слабо восстановительными или субокислительными условиями и $Pr/Ph > 2.0$ – с окислительными условиями осадконакопления [73, p. 848]. С увеличением термической преобразованности ОВ в нем снижается содержание изопреноидных алканов по отношению к нормальным и, наоборот, увеличивается при микробиальной переработке ОВ [75, p. 21-24; 78].

Зависимость состава n-алканов органического вещества пород и нефтей от фациально-генетического типа органического вещества установлена и подтверждена.

Фитан образуется из фитола в бескислородных условиях и, наоборот, образование из фитола пристана требует, чтобы верхний слой осадка был хорошо или умеренно аэрируемым. Поэтому отношение пристана к фитану используется обычно для оценки окислительно-восстановительных условий в бассейне седиментации исходного ОВ.

Состав нефтяных стеранов – производных стеролов, присутствующих в различных представителях растительного и животного мира, также используется для распознавания источника [79] и условий накопления [80] исходного нефтематеринского вещества. Стероиды C_{27} являются основными в животных организмах и некоторых представителях морских красных водорослей [81], стероиды C_{28} присутствуют в лишайниках, а придонные растения пресных водоемов и наземная растительность обогащены стероидами C_{29} [82, 83].

Биомаркерный параметр, связанный с перегруппированными стеранами (диастераны/регулярные стераны) обычно используется для отличия карбонатных нефтематеринских пород от кластических [84]. Низкие значения данного параметра свидетельствуют о генезисе нефтематеринской породы в бескислородных карбонатных фациях, в то время как высокие значения предполагают богатую глиной нефтематеринскую породу. Однако, на значении этого отношения оказывает влияние также термическая зрелость вследствие большей стабильности диастеранов по сравнению с регулярными стеранами [76, с. 55-62]. Тем не менее, соотношение C_{27} , C_{28} и C_{29} регулярных стеранов и их перегруппированных изомеров часто используется для выявления взаимосвязи между нефтями и для определения источника ОВ [76, с. 75-85; 77,

с. 165]. Заместители, направленные вниз, называются альфа (α), направленные вверх – бета (β) изомерами.

Стераны, как правило, делятся на три изомерных ряда: регулярные ($\alpha\alpha$), изостераны ($\beta\beta$) и перегруппированные ($\beta\alpha$) диастераны.

Происхождение присутствующих в нефтях пентациклических гопанов относят за счет находящегося в мембранах прокариотов бактериогопанотетрола, трициклических хейлантанов – с водорослевым материалом [76, с. 100-103]. Гопаны достаточно распространены в осадках и нефти, потому что гопаноидные предшественники – это важные компоненты мембран в живых клетках и они устойчивы к биodeградации в процессе диагенеза. Гопаны в растениях и грибах достаточно редки, найдены они в некоторых тропических деревьях и травах, а также в папоротниках. У бактерий, синезеленых водорослей и лишайников синтез гопаноидов занимает ведущее место в изопреноидном метаболизме.

Наличие и содержание гаммацераана может указывать на соленость бассейна седиментации, а термически более устойчивый чем гопаны перегруппированный 17α -диагопан – на глинистые фации [76, с. 115-121]. Повышенное относительное содержание хейлантанов в составе нефтяных терпанов может быть следствием высокой доли в составе исходного ОВ водорослевой или бактериальной составляющей [76, с. 123-134].

Все эти разновидности стеранов и терпанов обычно используют для корреляций нефть-нефть и для выявления специфики диа- и катагенеза нефтематеринских пород.

Впервые сведения о всех типах ароматических УВ (или арены) и их строении были классифицированы в 1964 г великим ученым Э. Кларом [85]. Ароматические УВ не синтезируются живыми организмами, а образуются из содержащихся в них органических соединений в процессе преобразования органического вещества в результате биохимических и термохимических реакций [86]. Обнаруженные в живой природе ароматические структуры связаны с лигнином, пигментами и эфирными маслами. Тем не менее, показано, что индивидуальный состав нафталинов может быть использован для определения фациальных условий отложения нефтематеринских толщ [87]. Ароматические УВ по числу колец подразделяют на моноароматические, биароматические, триароматические и полиароматические.

В составе нефтей и РОВ пород триароматические УВ представлены в основном фенантренами и его метилзамещенными гомологами. Распределение метилфенантронов зависит от термической зрелости нефти (более зрелые разности обогащены 2- и 3-метилфенантренами, а менее зрелые – фенантrenom и его 9- и 1-метилзамещенными структурами). Для оценки зрелости ОВ пород часто используется метилфенантреновый индекс и рассчитанная на его основе величина, альтернативная отражательной способности витринита [76, с. 142-148; 82, р. 782].

3.5 Выводы по третьему разделу:

1. Изотопный состав углерода является показателем, идентифицирующим генезис углеводородов по отношению к зонам нефтегазообразования в конкретном разрезе.

2. Органическое вещество морского и континентального происхождения, они заметно отличаются по изотопному составу, и, следовательно, это отражается на изотопном составе нефтей, принадлежащих различным фациям.

3. Состав углеводородных биомаркеров, хемофоссилии, присутствующие в горных породах, горючих полезных ископаемых позволяют судить об источнике нефтей, условиях накопления и преобразования исходного органического вещества (ОВ).

4. Основными компонентами фитопланктона в ряду C_{14} - C_{34} являются C_{15} и C_{17} , для наземной растительности характерно преобладание C_{27} , C_{29} , C_{31} и C_{33} n-алканов, для водорослей, обитавших в прибрежно-морских обстановках – C_{21} , C_{23} и C_{25} гомологов.

5. Величина отношения пристана к фитану (П/Ф) возрастает от нефтей генерированных морским сапропелевым ОВ к нефтям образованным смешанным и континентальным гумусовым ОВ (по данным большинства исследователей от 0,5-1,5 до 1-3 и более 3).

6. Состав нефтяных стеранов – производных стеролов, присутствующих в различных представителях растительного и животного мира, также используется для распознавания источника и условий накопления исходного нефтематеринского вещества.

4 ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕЙ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА

На основе анализа изотопного состава углерода, состава и распределения н-алканов и углеводородов-биомаркеров нефтей мезозойских и домезозойских отложений Арыскупского прогиба – определены фашиально-генетический тип исходного органического вещества, условий его накопления и зрелость нефтей. Проведена генетическая корреляция нефтей, определены очаги генерации, участвовавшие в формировании залежей углеводородов в Арыскупского прогибе.

4.1 Газо-жидкостный и хромато-масс спектрометрический анализ нефтей Арыскупского прогиба

Цель настоящих исследований – методами газо-жидкостной и хромато-масс-спектрометрии выявить черты сходства и различия между составом УВ нефтей, залегающих в доюрских отложениях фундамента Арыскупского прогиба и нефтей из перекрывающих их осадочных толщ, определить особенности фашиальных условий накопления нефтематеринского вещества на территории Арыскупского прогиба.

Методы исследования

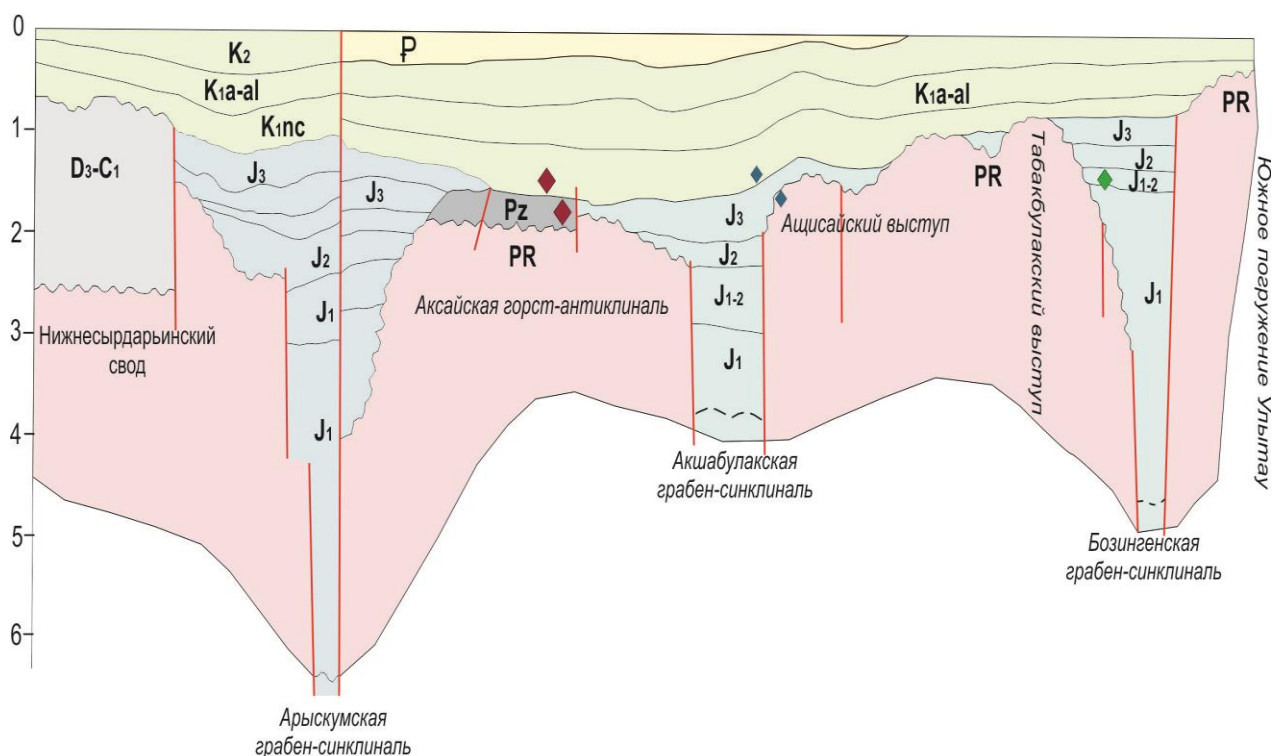
Концентраты углеводородов (УВ) получали методом адсорбционной хроматографии на колонке с окисью алюминия IV степени активности. В качестве подвижной фазы использовали гексан. Разделение и идентификацию состава алканов проводили методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ), на газожидкостных хроматографах МОЗ «Хроматограф» (Модель 3700) и Perkin-Elmer Sigma 2В с применением газоионизационного детектора, в качестве газа носителя использовали гелий. Длина капиллярной колонки, смоченной фазой SE-52, составляла 33 м. Режим съемки – линейное программирование температуры со скоростью 4 градуса в минуту от начальной температуры 100°C до 290°C. По полученным данным ГЖХ были определены максимумы молекулярно-массового распределения н-алканов (Max), рассчитаны параметры состава алканов: отношение П/Ф, П/н-С₁₇ и Ф/н-С₁₈.

Методом хромато-масс-спектрометрии с использованием магнитного хромато-масс-спектрометра Trace-DSQ фирмы «Thermo Scientific» (Германия) определено относительное содержание в нефтях алканов (Alks), алкилбензолов (ABs), нафталинов (Nfs), фенантронов (Ps), хейлантанов (Chs), гопанов и гаммацера (Hs), диа- (DSts) и регулярных (Sts) стеранов. Режим работы хроматографа: кварцевая капиллярная хроматографическая колонка фирмы «Thermo Scientific» с внутренним диаметром 0.25 мм, длиной 30 м, толщина фазы 0.25 мкм, неподвижная фаза – TR-5MS; газ-носитель – гелий, температура испарителя 250°C, температура интерфейса 250°C. Масс-спектрометр: метод ионизации – электронный удар; энергия ионизирующих электронов – 70 эВ; температура ионизационной камеры – 250°C; диапазон регистрируемых масс – 50–500 а.е.м.; длительность развертки спектра – 1 сек. Идентификацию индивидуальных УВ проводили компьютерным поиском в библиотеке

Национального Института Стандартов NIST-05, по литературным данным и реконструкцией структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе. Содержание отдельных групп УВ рассчитывали по суммарной площади отдельных пиков с учетом поправочных коэффициентов, определенных для характеристических ионов каждого класса соединений: для молекулярных ионов алканов (m/z 57), би- (m/z 128, 142, 156, 170) и трициклических (m/z 178, 192, 206, 220) ароматических УВ, для фрагментных ионов стеранов (m/z 217, 218), хейлантанов и пентациклических терпанов (m/z 191).

Объекты исследования.

Объектами исследования послужили три образца из осадочных отложений мезозоя (юра, мел) и два образца из доюрского комплекса месторождений Арыскупского прогиба (рисунки 4.1, 4.2, таблица 4.1).



Условные обозначения:

— - тектонический разлом

J₁ – нижняя юра, J₂ – средняя юра, J₃ – верхняя юра,

K_{1a-al} – нижний мел, апт-альб, K₂ – верхний мел,

Pz – палеозой, PR – протерозой, D_{3-C₁} – верхний девон-нижний карбон,

P – палеоген

Пробы: ◆ - Акс-К1, Акс-Рз; ◆ - Акш-К1, Акш-Рз; ◆ - Боз-J1.

Рисунок 4.1 – Стратиграфическое положение исследованных проб нефти на сводном ортогональном геологическом разрезе Арыскупского прогиба

Примечание – Составлено по источнику [7, с. 188]

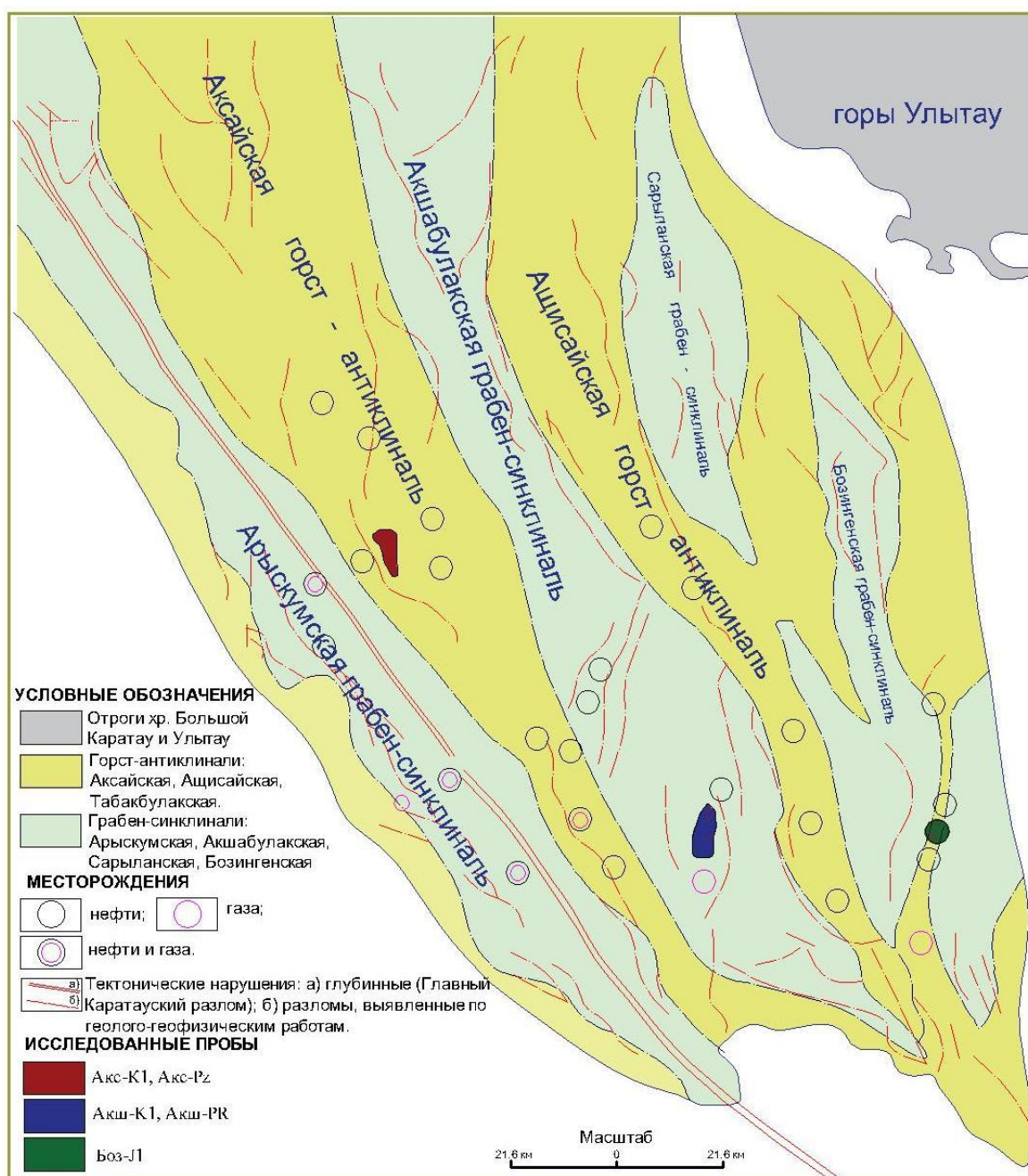


Рисунок 4.2 – Схема положения месторождений углеводородов и отбора исследуемых проб нефти на тектонической карте Арысумского прогиба (по Э.С. Воцалевскому)

Примечание – Составлено по источнику [7, с. 189]

Таблица 4.1 – Геологическая характеристика образцов нефтей

Индекс нефти Oil index	Возраст Age	Глубина, м Depth, m	Структурный элемент Structural element	Месторождение, скважина Field, well
1	2	3	4	5
Боз-Л1	J ₁₋₂ kr, J ₁₋₂ ds	1703,3	Бозингенская грабен-синклиналь	Сорколь, 101

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5
Акш-К1	K1nc1ar	1623,0	Акшабулакская грабен-синклиналь	Акшабулак, 12
Акш-PR	PR	1900,0	Акшабулакская грабен-синклиналь	Акшабулак, 18
Акс-К1	K1nc1ar	1468,0	Аксайская горст-антиклиналь	Кенлык, 101
Акс-Pz	PZ	1439,5	Аксайская горст-антиклиналь	Кенлык, 141

Исследование УВ нефтей методом газовой хроматографии показало, что нефти фундамента и мезозоя имеют похожее распределение н-алканов (рисунок 4.3). Подобное распределение может свидетельствовать о генетическом единстве нефтей из мезозоя и доюрского комплекса [87, с. 70].

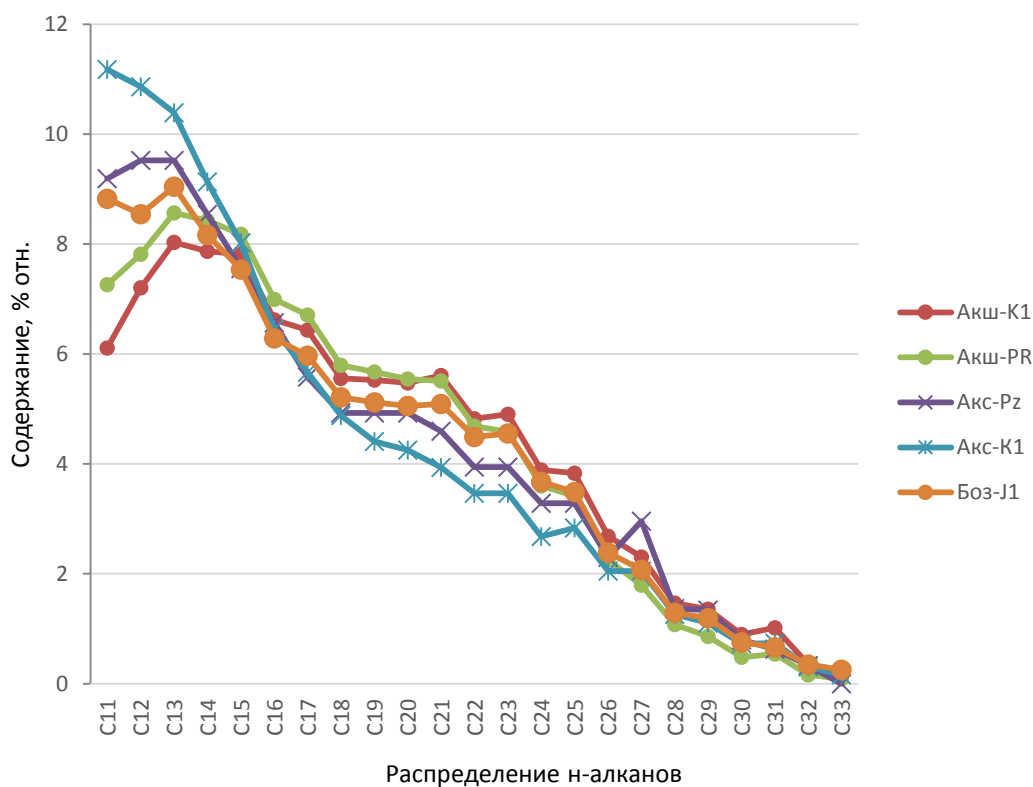


Рисунок 4.3 – Распределение нормальных алканов

Величина отношения П/Ф, которая используется в качестве показателя обстановок диагенеза, свидетельствует о сходстве нефтей из отложений мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали (1.6 и 1.8), также практически идентична для нефтей из мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали (2.7 и 2.6) и несколько выше (3.1) в нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали. Это показывает [88], что исходное ОВ, продуцировавшее нефти Акшабулакской грабен-синклинали формировалось в субокислительных,

Аксайской горст-антиклинали и Бозингенской грабен-синклинали – в окислительных условиях.

По составу нормальных и изопреноидных алканов были рассчитаны геохимические параметры (отношение пристана к $n\text{-C}_{17}$ и фитана к $n\text{-C}_{18}$), отражающие в определенной мере зрелость нефтей, показавшие, что все исследованные нефти мало отличаются по своей термической преобразованности и относятся к категории «зрелые» (рисунок 4.4) [89].

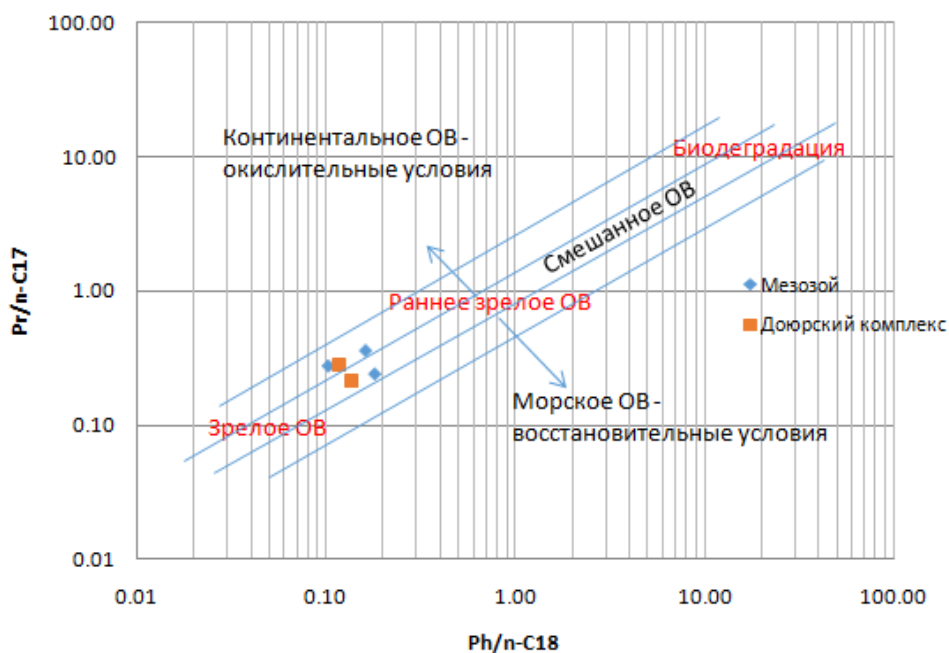


Рисунок 4.4 – Зрелость нефтей Арыкумского прогиба по соотношению изопреноидных и нормальных алканов

4.2 Геохимическая характеристика нефтей Арыкумского прогиба

Основным классом биогенных органических соединений в исследованных нефтях являются алканы (таблица 4.2). Их содержание среди идентифицированных соединений в нефтях Бозингенской и Акшабулакской грабен-синклинали составляет 92-94% и возрастет в нефтях Аксайской горст-антиклинали до 98%.

Таблица 4.2 – Относительное содержание отдельных классов биомаркеров в нефтях Арыкумского прогиба

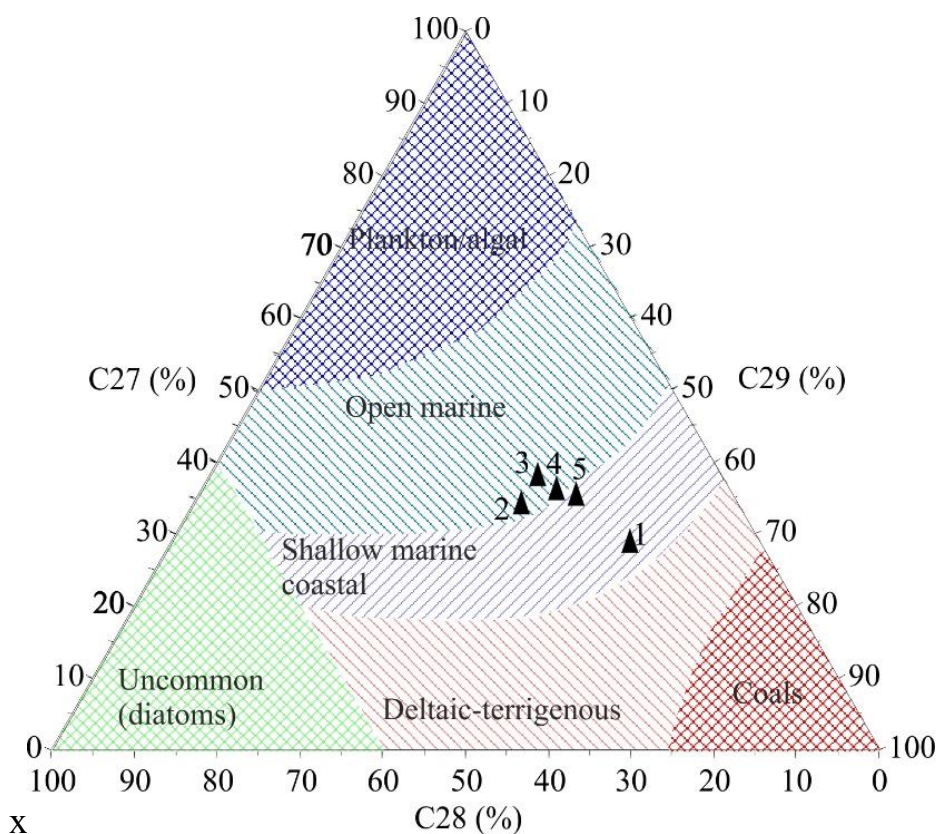
Индекс нефти (Oil index)	Боз-Ј1	Акш-К1	Акш-PR	Акс-К1	Акс-Рz
1	2	3	4	5	6
Группа соединений (Connection group)	Содержание, % относительный (Content,% relative)				
Alks	94,2	93,5	93,0	98,1	98,3
ABs	0,35	0,22	0,24	0,11	0,09
Nfs	3,05	2,40	3,24	1,01	0,97
Ps	1,27	0,91	1,29	0,23	0,24

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
PCTs	0,93	2,70	1,98	0,44	0,35
Dsts	0,08	0,09	0,09	0,04	0,03
Sts	0,09	0,18	0,17	0,04	0,03

Примечания:
 1 Alks – алканы.
 2 ABs - н-алкилбензолы.
 3 Nfs – нафталины.
 4 Ps – фенантрены.
 5 PCTs - пентациклические тритерпаны.
 6 Dsts – диастераны.
 7 Sts – регулярные стераны

Состав одной из основных групп биомаркеров – стеранов, несмотря на их низкое содержание в нефтях Арыкумского прогиба, демонстрирует идентичность палеогеографических условий формирования исходного нефтематеринского вещества нефтей из меловых отложений, отлагавшихся, видимо в морских, возможно мелководных условиях, и нефтей из прилегающих к ним коллекторов фундамента (рисунок 4.5).



1 - Боз-J1; 2 - Акш-K1; 3 - Акш-PR; 4 - Акс-K1; 5 - Акс-Pz

Рисунок 4.5 – Тройная диаграмма состава стеранов нефтей Арыкумского прогиба

Исходное ОВ нефти, залегающей в отложениях нижней юры Бозингенской грабен-синклинали, на востоке исследованной территории, накапливалось, видимо, вблизи дельты, что согласуется с повышенным в этой нефти значением отношения П/Ф, свидетельствующем о более высоком окислительно-восстановительном потенциале в бассейне седиментации.

Нефти из мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали, наряду с пониженной величиной П/Ф, отличаются от залегающих западнее более низким содержанием в составе стеранов перегруппированных структур диастеранов (таблица 4.3). Это может быть следствием возрастания содержания карбонатов и снижения доли обломочного материала в отложениях, генерировавших нефти на этом участке по сравнению с расположенной западнее областью Аксайской горст-антиклинали, а утяжеление в этом направлении изотопного состава углерода свидетельствует, в соответствии с [90, 91], о преимущественно сапропелевом исходном ОВ акшабулакских нефтей и возрастании в нем доли гумусовой составляющей на западе исследованной территории и в пределах Бозингенской грабен-синклинали.

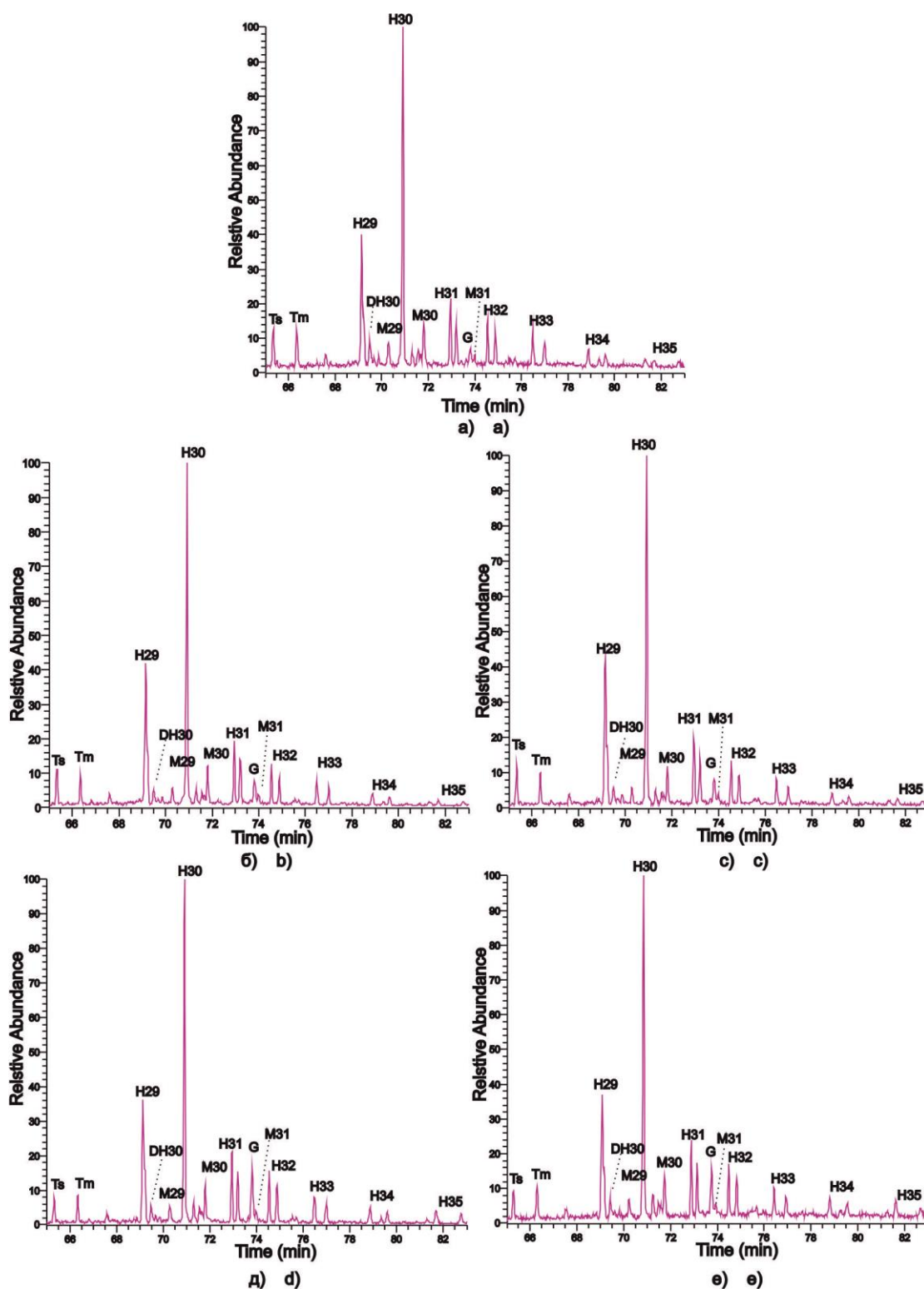
Таблица 4.3 – Значения генетических параметров состава биомаркеров и изотопный состав углерода нефтей Арыскупского прогиба

Индекс нефти (Oil index)	Боз-Ј1	Акш-К1	Акш-PR	Акс-К1	Акс-Рz
П/Ф	3.1	1.6	1.8	2.6	2.7
Sts	C27<C29	C27<C29	C27<C29	C27<C29	C27<C29
Sts27/ Sts29	0.50	0.66	0.77	0.64	0.63
Dst27/St29	0.36	0.29	0.31	0.47	0.46
St29/H30	0.31	0.15	0.19	0.24	0.30
H29/H30	0.48	0.54	0.58	0.47	0.48
G/H30	0.04	0.08	0.07	0.16	0.13
$\delta^{13}\text{C}$, ‰	-28,3	-30,7	-29,4	-28,7	-28,2

Основным классом среди насыщенных циклических биомаркеров в исследованных нефтях являются пентациклические тритерпаны. Они представлены C₂₇ (Ts и Tm), C₂₉ и C₃₀ гопанами, S и R эписмерами гомогопанов C₃₁₋₃₅ и гаммацераном. Состав пентациклических тритерпанов для всех нефтей идентичен, но в их распределении фиксируются незначительные отличия (рисунок 4.6, таблица 4.3). Так, на фоне преобладающего в их составе C₃₀ гопана, в разных нефтях незначительно варьирует доля норгопана (C₂₉), высокое содержание которого отвечает богатой карбонатами нефтематеринской породе [92].

Для нефтей, залегающих в пределах Аксайской горст-антиклинали зафиксировано повышенное относительное содержание гаммацерана (гаммацерановый индекс – G/H30 составляет 0.13-0.16), что указывает в соответствии с [93, 94] на более высокую соленость участка бассейна, в котором проходило накопление их исходного ОВ. Минимальным значением G/H30 и одновременно максимальным значением П/Ф отличается нефть из

нижней юры (таблицы 4.3), что свидетельствует о накоплении ее исходного нефтематеринского вещества в условиях опресненного водоема.



а – Боз-Л1; б – Акш-К1; с – Акш-PR; д – Акс-К1; е – Акс-Рз по m/z 191: H29, H30 – C_{29} , C_{30} гопаны (17 α , 21 β); М – моретаны (гопаны 17 α , 21 β); H31-H35 – гомогопаны C_{31} - C_{35} (17 α , 21 β); DH – диагопан; G – гаммацеран; Ts – триснорнеогопан; Tm – трисноргопан

Рисунок 4.6 – Масс-фрагментограммы пентациклических терпанов нефтей Арыкумского прогиба

Хейлантаны присутствуют во всех исследованных нефтях в следовых количествах, показывая низкий вклад водорослевого материала в исходное нефтематеринское вещество по сравнению с содержащими гопановые структуры прокариотическими организмами. Во всех нефтях зафиксировано наличие C_{24} тетрациклического терпана в большем количестве, чем трициклические хейлантаны.

Полученные данные свидетельствуют о том, что нефтепродуцировавшая толща в пределах Акшабулакской грабен-синклинали накапливалась в более глубокой части моря, чем одновозрастные осадки Аксайской горст-антиклинали, отлагавшиеся, видимо в лагунных условиях, а нижнеюрские осадки Бозингенской грабен-синклинали – в опресненной дельтовой зоне.

В составе ароматических УВ всех исследованных нефтей преобладают бициклические нафталины (таблица 4.2), представленные преимущественно нафталином, монометил- (МН), диметил- (ДМН) и триметилзамещенными (ТМН) нафталинами (рисунок 4.7).

Наряду с ними, зафиксировано наличие этил- и метил, пропилзамещенных нафталинов. Распределение содержания изомеров внутри ДМН и ТМН для всех нефтей, независимо от возраста вмещающих отложений, практически идентично. В то же время, нефти из меловых отложений и палеозоя Аксайской горст-антиклинали отличаются от остальных повышенной долей в составе нафталинов монометилзамещенных соединений, а среди них – значительным преобладанием 2-метилнафталина над его изомером (1-метилнафталином).

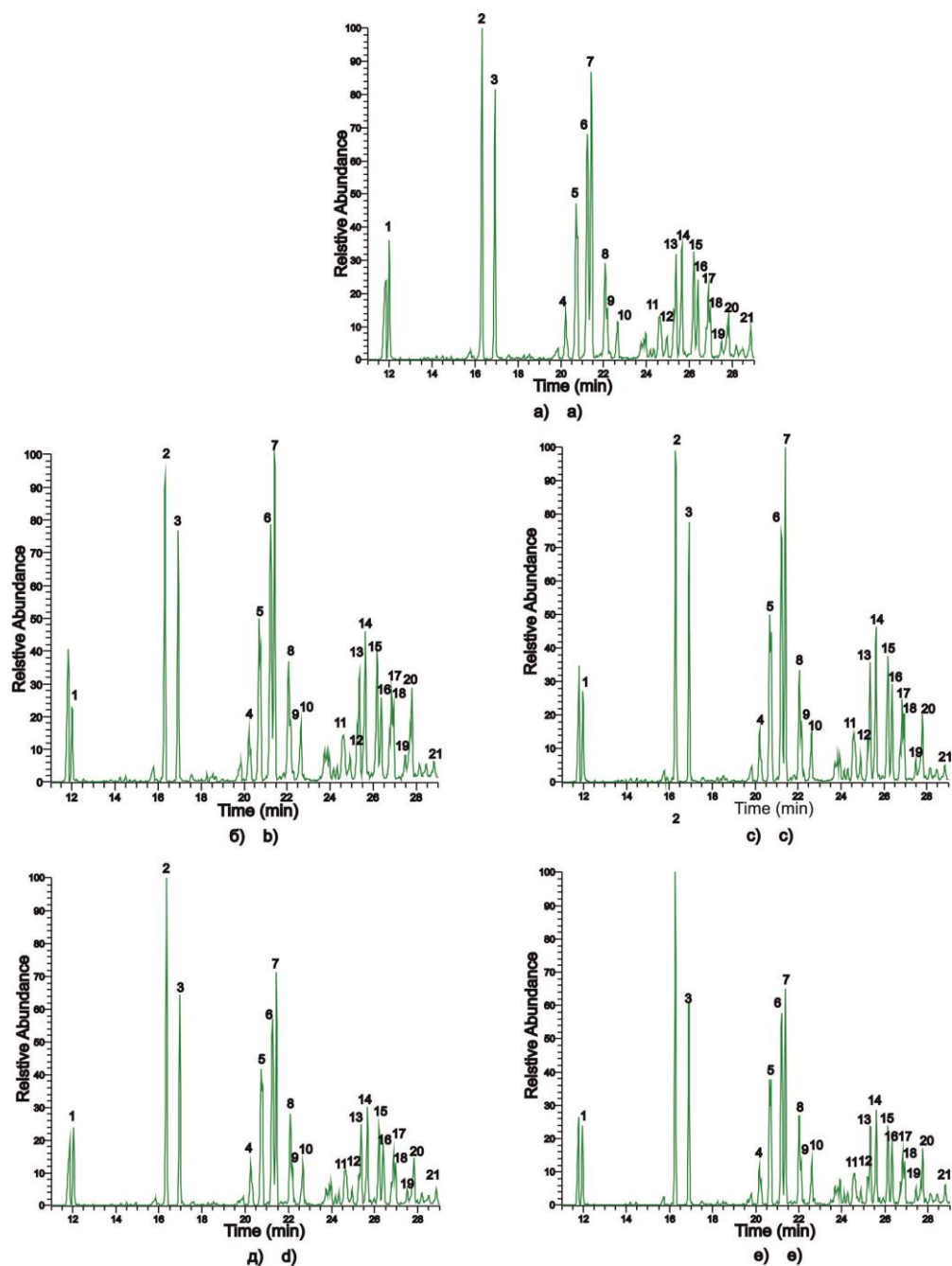
Это свидетельствует о меньшей степени термической преобразованности ОВ [95], продуцировавшего нефти Аксайской горст-антиклинали. В нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали заметно выше относительное содержание нафталина с пропильным заместителем (2-метил,1-пропилнафталина), источник которого пока не определен, но повышенное содержание этого соединения может быть обусловлено спецификой условий накопления ОВ в осадках нижней юры.

Все исследованные нефти характеризуются низким содержанием моноциклических ароматических УВ (алкилбензолов). Их состав для всех нефтей идентичен. Они представлены набором гомологов C_{10} - C_{34} преимущественно с одним алкильным заместителем, среди которых преобладают C_{12} - C_{14} .

В индивидуальном составе фенантронов во всех нефтях доминирует незамещенный фенантрен (рисунок 4.8), среди метилфенантронов – 9-метилфенантрен, преобладание которого указывает на морские условия накопления исходного органического материала [96, 97].

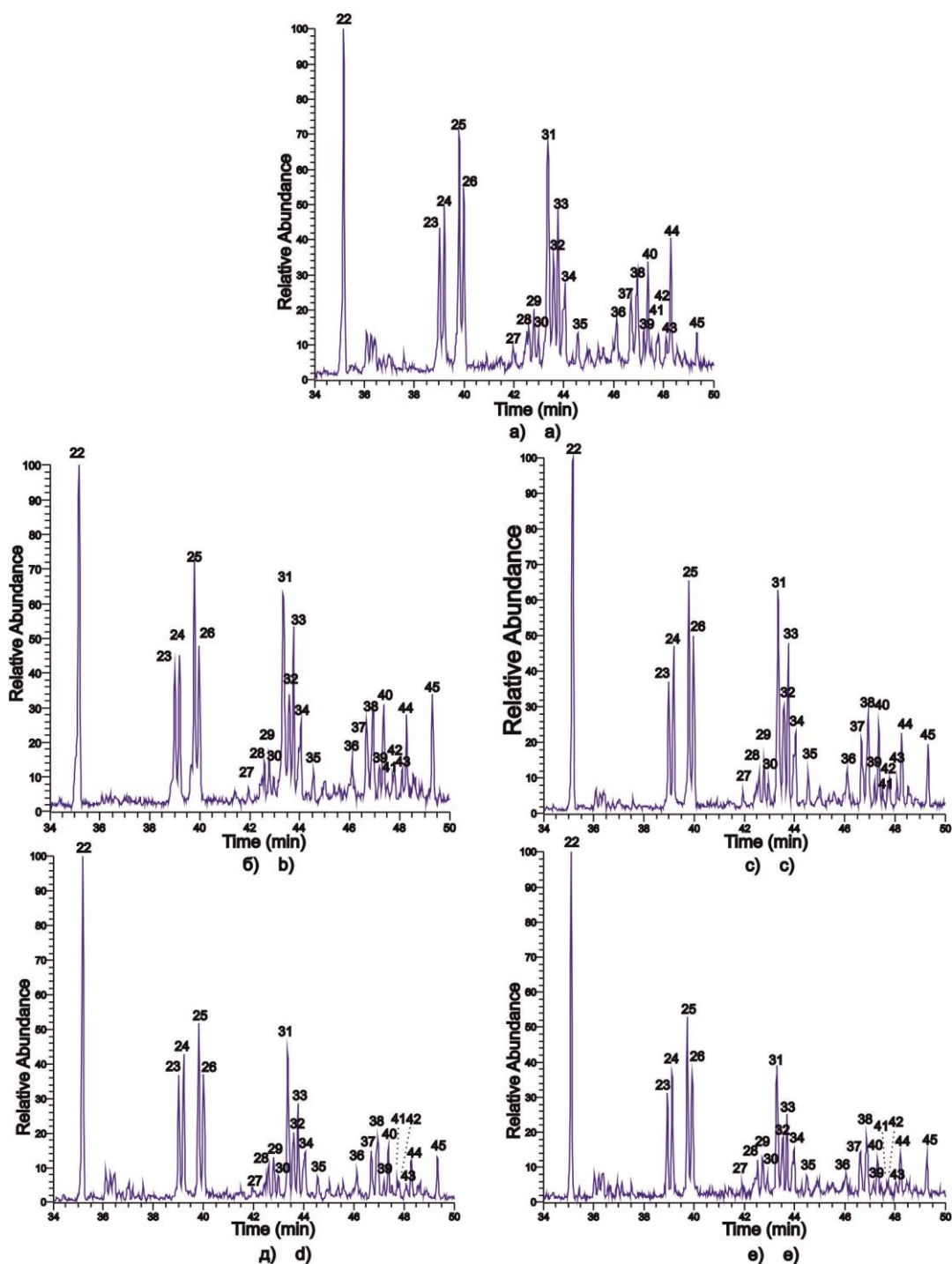
Содержание фенантронов – трициклических ароматических УВ в нефтях Арыскупского прогиба выше, чем алкилбензолов, но ниже, чем нафталинов. Отношение содержания нафталинов к фенантренам повышено в нефтях на западе исследованной территории в отложениях мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали (4.0-4.4) по сравнению с нефтями из юры, мела и протерозоя Акшабулакской и Бозингенской грабен-синклиналей (2.4-2.6), указывая на

особенность состава исходного нефтематеринского вещества и, как следствие, нефтей западного участка.



а – Боз-Ј1; б – Акш-К1; с – Акш-PR; д – Акс-К1; е – Акс-Рz по m/z 128; 142; 156; 170: 1-нафталин; 2 – 2-МН; 3 – 1-МН; 4 – 2-этилнафталин; 5 – 2,6-ДМН; 6 – 2,7 –ДМН; 7 – (1,3+1,7)-ДМНы; 8 – 1,6-ДМН; 9 – 1,5-ДМН; 10 – 1, 2-ДМН; 11, 12 – этил, метилнафталины; 13 – 1,3,7-ТМН; 14-1,3,6-ТМН; 15 – (1,3,8+1,4,5)-ТМНы; 16 – 2,3,6-ТМН; 17 – 1,2,7-ТМН; 18 – (1,6,7+1,2,6)-ТМНы; 19 – 1,2,4-ТМН; 20 – 1,2,5-ТМН; 21 – 2-метил,1-пропил-нафталин

Рисунок 4.7 – Масс-фрагментограммы нафталинов нефтей Арыскупского прогиба



а – Боз-Ж1; б – Акш-К1; с – Акш-РР; д – Акс-К1; е – Акс-Рз по m/z 178; 192, 206, 220: 22 – фенантрен; 23 – 3-МФ; 24 – 2-МФ; 25 – 9-МФ; 26 – 1-МФ; 27 – этилфенантрен; 28 – 3,6-ДМФ; 29 – 2,6-ДМФ; 30 – 2,7-ДМФ; 31 – (3,9+3,10+2,10+1,3)-ДМФы; 32 – (2,9+1,6)-ДМФы; 33 – 1,7-ДМФ; 34 – 1,9-ДМФ; 35 – 1,8-ДМФ; 36 – метил,этил-фенантрен; 37 – (1,3,6+1,3,10+2,6,10)-ТМФы; 38 – (1,3,7+2,6,9+2,7,9)-ТМФы; 39 – (1,3,9+2,3,6)-ТМФы; 40 – (1,6,9+1,7,9+2,3,7)-ТМФы; 41 – 1,3,8-ТМФ; 42 – 2,3,10-ТМФ; 43 – 1,6,7-ТМФ; 44 – 1,2,6-ТМФ; 45 – 1,2,8-ТМФ

Рисунок 4.8 – Масс-фрагментограммы фенантронов нефтей Арыс-кумского прогиба

Примечание – Составлено по источнику [99, 100]

Особенностью состава фенантронов нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали является повышенная доля 1,2,6-триметилфенантрена, происхождение которого связывают с наземным источником [101].

4.3 ЯМР-спектроскопия нефтей разных горизонтов Арыскупского прогиба

Природа происхождения и формирования УВ в кристаллическом фундаменте (доюрских образованиях) Арыскупского прогиба является актуальной.

Одним из сложных и многокомпонентных материалов в данном вопросе, требующем многогранного анализа, является сама сырая нефть.

В этой связи, в лаборатории инженерного профиля ЯМР-спектроскопии Кокшетауского государственного университета им. Ш. Уалиханова было проведено ЯМР-спектроскопическое определение фрагментного состава нефти из осадочного чехла и из фундамента (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Исследованные образцы нефти Аксайской горст-антиклинали

Проба №	Месторождение	Скважина	Возраст	Интервал отбора
1	Кенлык	101	K ₁ nc ₁ ar	1468,0-1474,0
2	Актау	28	J ₃ km	1884,0-1885,5 1889,5-1892,5
3	Карабулак	25	PZ	1320,0-1331,5

Химический, фракционный состав нефтей Арыскупского прогиба необходим для выбора рационального комплекса процессов нефтепереработки, их моделирования и т.д. Также это дает представление о генезисе нефти, что является решением некоторых задач нефтяной геологии [100, р. 3-6].

ЯМР анализ нефти дает возможность охарактеризовать состав нефтей в целом и изучить общие закономерности состава нефтей отдельных бассейнов [102, 103].

Информация о сложных органических системах методом ЯМР может быть получена в виде изотопного, элементного, фрагментного и компонентного состава. При спектроскопии ЯМР в расчёт берутся данные о положении, интенсивности и мультиплетности сигналов в спектре (компонентный состав), интегральные интенсивности специфических областей спектра (фрагментный или структурно-групповой анализ) [103, р. 206-214].

Преимуществом спектроскопии ЯМР, в сравнении с методами хроматографии, масс-спектрометрии, оптической спектроскопии, является возможность получения количественной информации без применения стандартных образцов и эталонных веществ или смесей.

Наиболее востребованной областью практического анализа является определение качества нефти и нефтепродуктов. Показатели качества нефти и нефтепродуктов заложены в их элементном, структурно-групповом,

фрагментном и компонентном составе, которые в количественном виде «зашифрованы» в спектрах ЯМР водорода и углерода нефтяных объектов.

Спектры ЯМР ^1H , ^{13}C образцов нефти снимали при 25°C в дейтерированном хлороформе на спектрометре JNM-ECA 400 (400 и 100 МГц на ядрах ^1H и ^{13}C). Химические сдвиги измерены относительно сигналов остаточных протонов или атомов углерода дейтерированного хлороформа.

Шкалу химических сдвигов протонного спектра можно поделить на несколько наиболее важных диапазонов (рисунок 4.9) [104, 105].

В результате исследования получены интегрированные участки ^1H ЯМР спектров нефти из разных горизонтов (рисунок 4.10).

Шкалу химических сдвигов углеродного спектра также можно поделить на несколько наиболее важных диапазонов (рисунок 4.11) [106, 107].

Полученные интегрированные участки ^{13}C ЯМР спектров нефти из разных горизонтов представлены на рисунке 4.12.

Произведя интегрирование указанных областей спектров на ядрах ^1H и ^{13}C (рисунок 4.10, 4.12), был определен фрагментный состав нефтяной смеси.

Учитывая, что общая интегральная интенсивность сигналов ^1H рассчитывается по формуле $N_{\text{общ}} = N_{\text{ар}} + N_{\text{ол}} + N_{\alpha} + N_{\beta} + N_{\gamma}$, были получены результаты, представленные в таблице 4.5 [108].

Полученные результаты свидетельствуют о том, что в составе изучаемых нефтей практически отсутствуют углеводороды ароматической и олефиновой природы. Соотношения водородов N_{α} , N_{β} и N_{γ} типа в изучаемых месторождениях нефти практически одинаковы и их величины отличаются друг от друга очень незначительно. Эти же закономерности соблюдаются для ядер атомов ^{13}C [109].

Таблица 4.5 – Фрагментный состав проб нефтей 1, 2 и 3 (% массовый)

Тип атомов	Уравнения, для количественной интерпретации ^1H и ^{13}C спектров	$K_{1\text{nc1ar}}$ Кенлык	$J_{3\text{km}}$ Актау	PZ Карабулак
$N_{\text{ар}}$	$N_{\text{ар}} = N_{\text{ар}}/N_{\text{общ}} \cdot 100\%$	0	0	0
$N_{\text{ол}}$	$N_{\text{ол}} = N_{\text{ол}}/N_{\text{общ}} \cdot 100\%$	0	0	0
$N_{\text{ал}}$	$N_{\text{ал}} = (N_{\alpha} + N_{\beta} + N_{\gamma})/N_{\text{общ}} \cdot 100\%$	100	100	100
N_{α}	$N_{\alpha} = N_{\alpha}/N_{\text{общ}} \cdot 100\%$	29.5	28.6	31.4
N_{β}	$N_{\beta} = N_{\beta}/N_{\text{общ}} \cdot 100\%$	68.6	69.5	66.7
N_{γ}	$N_{\gamma} = N_{\gamma}/N_{\text{общ}} \cdot 100\%$	1.9	1.9	1.9
$C_{\text{ар}}$	$C_{\text{ар}} = C_{\text{ар}}/(C_{\text{ар}}+C_{\text{ал}}) \cdot 100\%$	0	0	0
$C_{\text{ал}}$	$C_{\text{ал}} = C_{\text{ал}}/(C_{\text{ар}}+C_{\text{ал}}) \cdot 100\%$	0	0	0

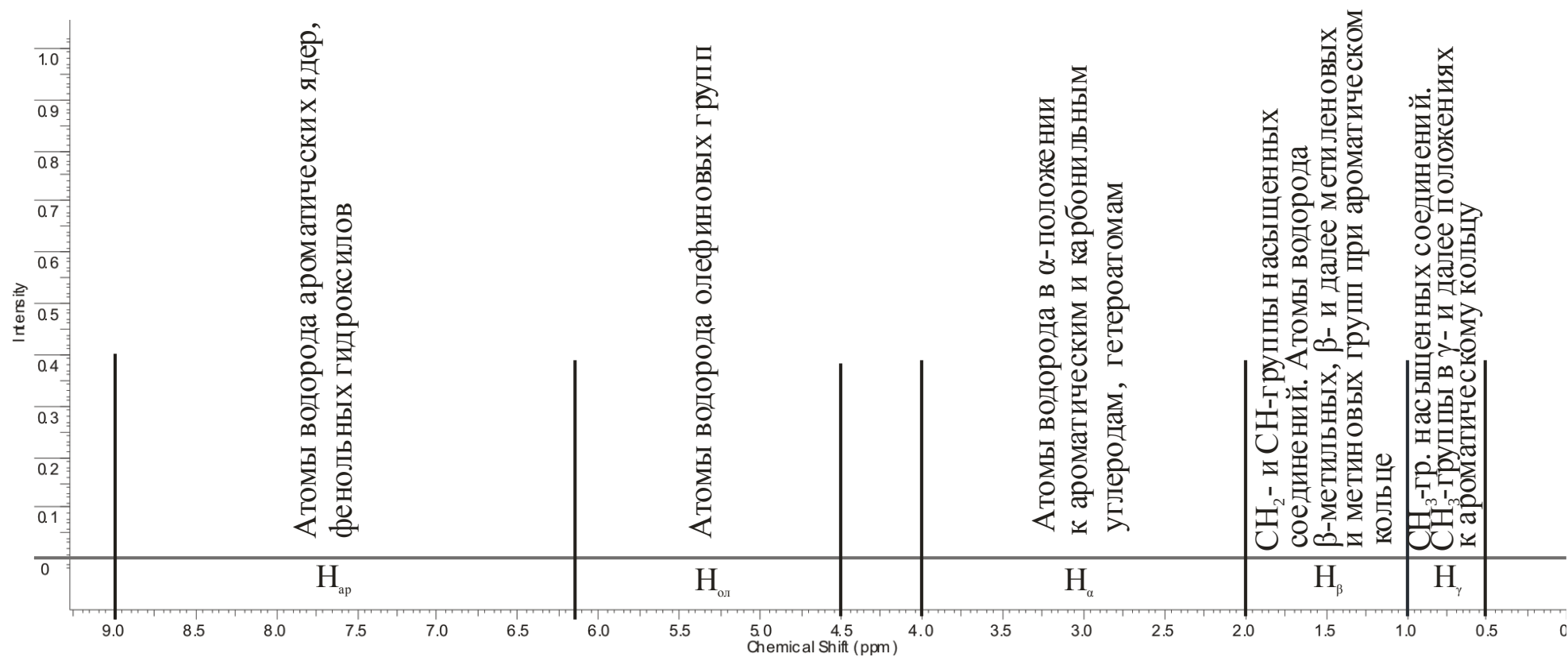
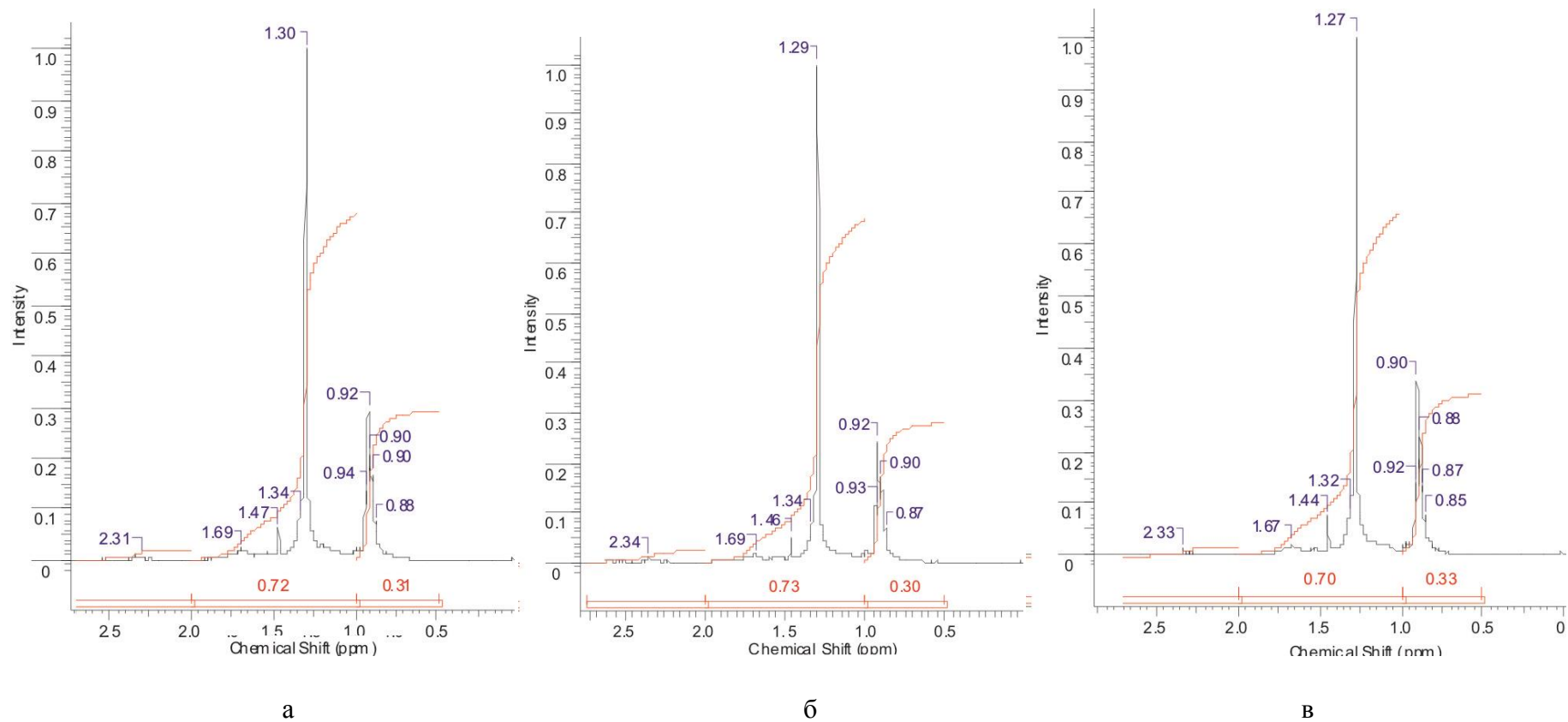


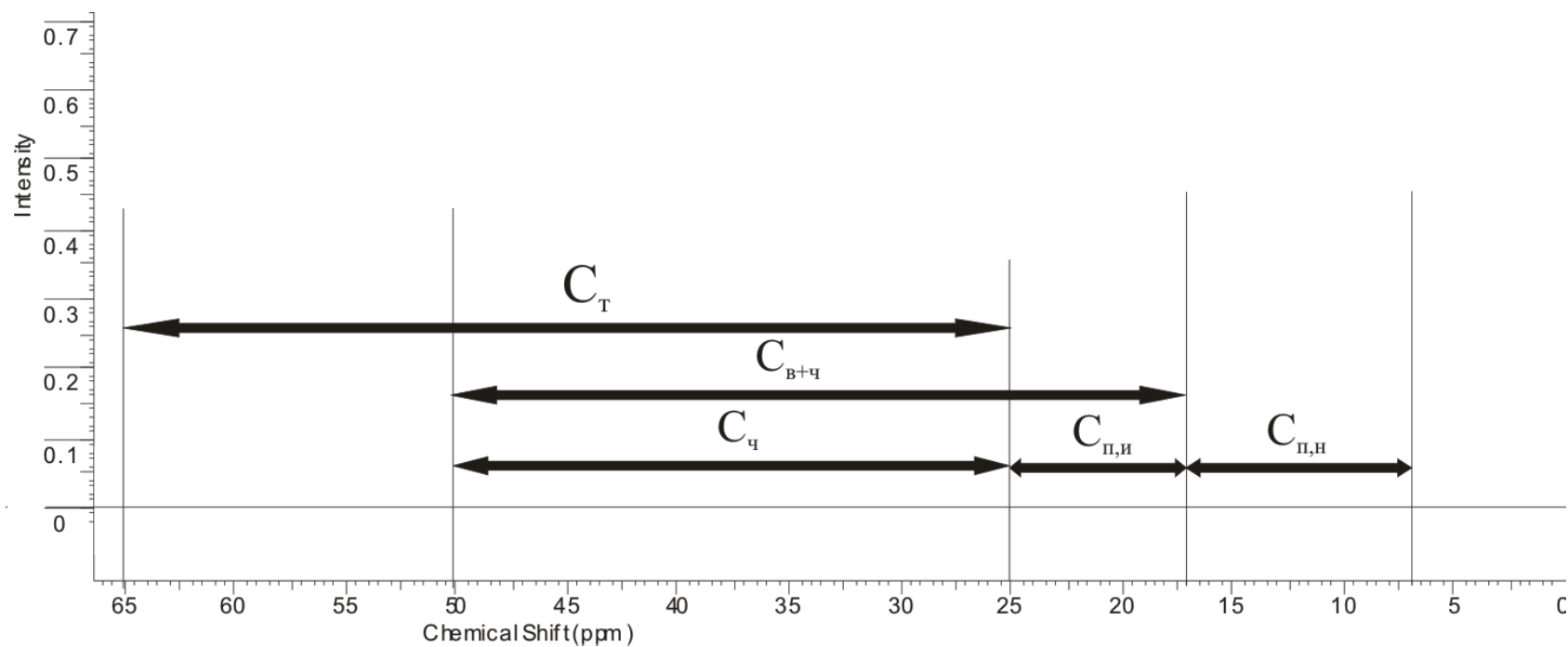
Рисунок 4.9 – Диапазоны химических сдвигов ЯМР 1H нефтепродуктов

Примечание – Составлено по источнику [106, р. 168]



а – Кенлык; б – Актау; в - Карабулак

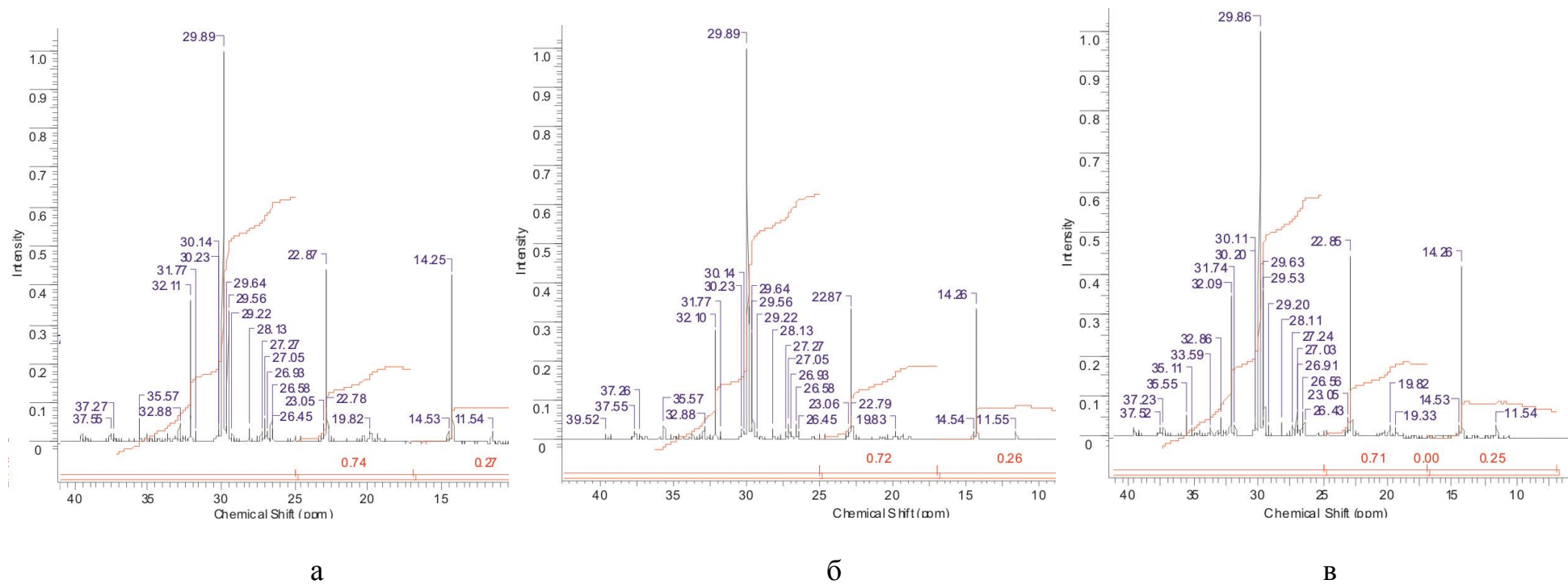
Рисунок 4.10 – Интегрированные участки ^1H ЯМР спектров нефти проб 1



$\text{C}_{п,н}$ - первичные углеродные атомы при метиленовой группе; $\text{C}_{п,и}$ - первичные углеродные атомы, связанные с СН-группой или ароматическим ядром; C_{B+q} - вторичные и четвертичные атомы С насыщенных соединений; C_T - алифатические СН-группы; C_q - четвертичные углеродные атомы насыщенных соединений

Рисунок 4.11 – Диапазоны химических сдвигов ЯМР ^{13}C нефтепродуктов

Примечание – Составлено по источнику [107, р. 31]



а – Кенлык; б – Актау; в – Карабулак

Рисунок 4.12 – Интегрированные участки ^{13}C ЯМР спектров нефти месторождения 1

Учитывая, что чувствительность протонных спектров в 100 раз превышает чувствительность по атомам углерода, подробное описание спектров ЯМР ^{13}C можно не производить.

Близкая геохимическая характеристика исследуемых образцов на ЯМР-спектрометре позволяют высказать предположение о единой природе и структурно-групповом составе нефтей осадочного чехла и фундамента.

Данное предположение требует дальнейшего подкрепления либо опровержения другими геохимическими исследованиями, как изотопный состав углеводородов, а также хромато-масс спектрометрия, которые считаются достоверными при решении задач определения исходной нефтематеринской породы и миграции углеводородов.

4.4 Изотопный состав нефтей Арыкумского прогиба

Для решения генетических задач и выяснения особенностей формирования нефтяных месторождений Арыкумского прогиба (Южный Казахстан) нами впервые был измерен изотопный состав углерода 14 проб нефтей, любезно предоставленных геологами данных месторождений.

Методика изотопного анализа

Изотопные анализы выполнялись в аккредитованной лаборатории изотопных методов (аттестат №RA.RU.517930 от 15 июля 2015 г.) ТФ АО «СНИИГГиМС» на масс-спектрометре DELTA V ADVANTA, оснащенный двухканальной вязкостной системой напуска.

Проведение изотопного масс-спектрометрического анализа состоит из двух этапов:

1. Химическая подготовка проб.
2. Измерение изотопного состава C диоксида углерода на масс-спектрометре.

Химическая подготовка проб нефтей проводилась в два этапа:

1. Сжигание в кислородной среде при 900°C над окисью меди на специальной установке с поглощением выделяющегося диоксида углерода (CO_2) гидроксидом бария и фиксацией CO_2 в виде труднорастворимого карбоната бария.

2. Перевод BaCO_3 в форму CO_2 по аттестованной методике химической подготовке карбонатов.

Химическая подготовка баритов к изотопному анализу углерода проводилась на специальной вакуумной установке, снабженной вакуумным постом с двумя насосами, обеспечивающими вакуум не ниже 2.0-2.5 Па. Процесс проходил в три этапа:

1. Для удаления посторонних примесей ОВ, воды проба прокаливалась при температуре 300°C в вакууме в течение 30-60 мин в зависимости от количества примесей.

2. Подготовленный образец медленно заливался специально подготовленной 100% ортофосфорной кислотой, реакция перевода в форму CO_2 путем разложения ортофосфорной кислотой протекала в вакууме.

3. Выделившийся диоксид углерода (CO₂) очищался трехкратной перегонкой в вакууме, собирался в стеклянную ампулу, охлажденную жидким азотом и отпаивался газовой горелкой. Вакуумная установка позволяет одновременно проводить химподготовку 5 проб и обеспечивает получение чистого диоксида углерода (CO₂) в необходимых для масс-спектрометрического изотопного анализа количествах.

Погрешность результатов, с учетом химподготовки проб, составляет $\pm 0,5\%$.

Результаты по углероду приведены к международному стандарту. Стандарт VPDB это карбонат кальция белемнита позднемелового возраста (формация Пи-Ди, Южная Каролина) [108, р. 105].

Величина $\delta^{13}\text{C}$ показывает разницу между изотопным составом образца и стандарта:

$$\delta^{13}\text{C} = \frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{обр}} - (^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{ст}}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{ст}}} \cdot 1000, \text{‰}$$

На тектонической карте Арыскупского прогиба (рисунок 4.13) представлено расположение изученных месторождений, откуда были отобраны исследованные пробы нефти.

Для проведения сравнительного анализа были отобраны пробы нефти из мезозойских, палеозойских отложений, а также из зоны контакта палеозоя с мезозойским осадочным чехлом. Стратиграфическое положение исследованных проб нефти представлено на рисунке 4.14.

Большинство нефтей Арыскупского прогиба парафинистые (содержание парафина до 15% и более), малосернистые. Анализ физико-химических свойств нефтей исследованных месторождений приведен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Физико-химические свойства нефтей Арыскупского прогиба

Группа Group	Возраст Age	Содержание, % Content, %				Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³
		сера sulfur	асфальтены asphaltenes	смолы resins	парафины paraffins	
Аксайская группа Aksay group	K1nc	0,32	0,07	5,7	12,9	0,81
	PZ	0.28	0.05	3.6	17.3	0.78
	J3	0,26	0,18	8,3	10,2	0,835
	PZ	0,07	0,21	2,29	6,7	0,78
Бозингенская группа Bosingen Group	J ₁₋₂	0,08	0,2	4,2	10,1	0,82
	J ₁₋₂	0,06	-	6,8	9,3	0,86
Ащисайская группа Aschisay group	J-0	0,18	0,29	25,7	16,6	0,82
	PR	-	-	-	-	-
Акшабулакская группа Akshabulak group	PR	-	-	-	-	-
	K ₁ nc	0,23	-	8,44	14,38	0,82

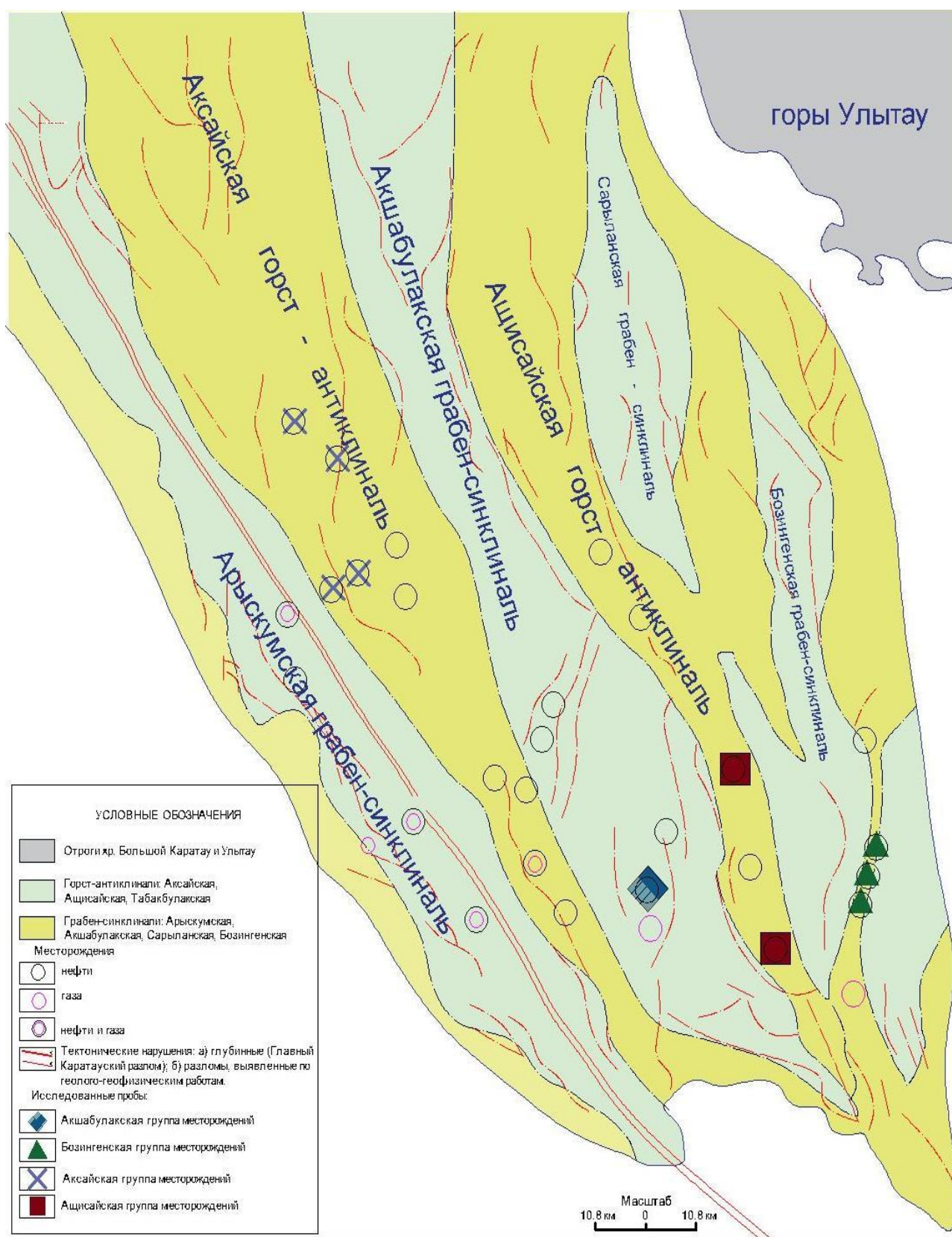
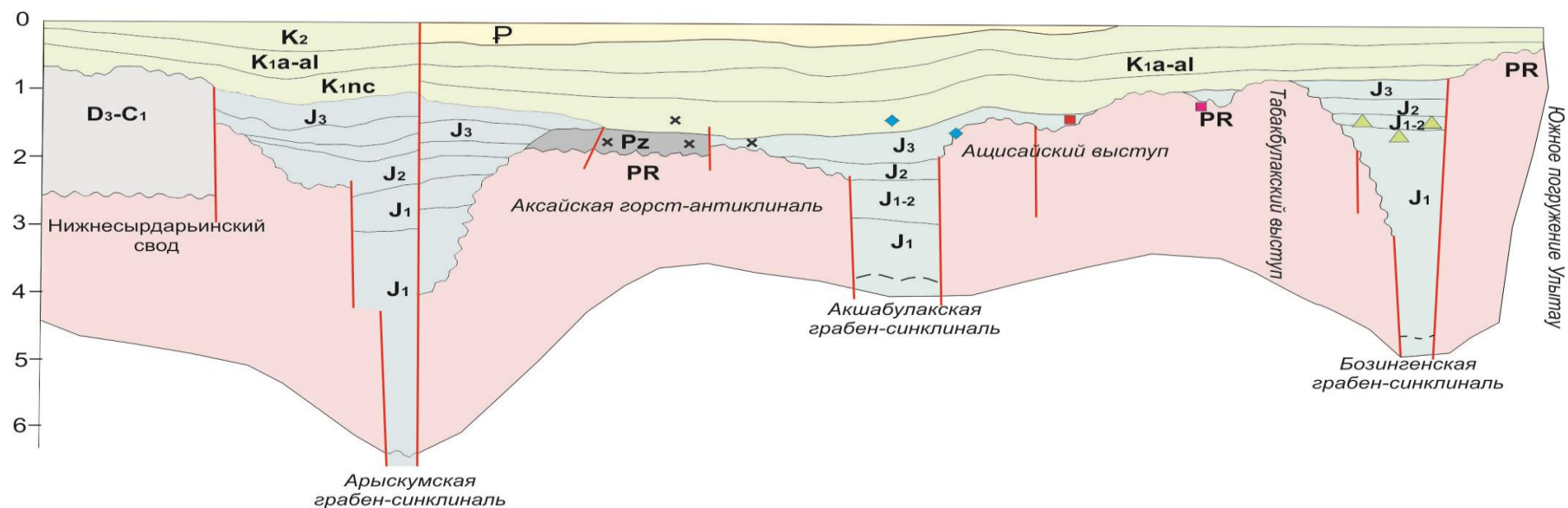


Рисунок 4.13 – Схема положения месторождений углеводородов и отбора исследуемых проб нефти на тектонической карте Арысумского прогиба (по Э.С. Воцалевскому)

Примечание – Составлено по источнику [7, с. 189]



Условные обозначения:

— - тектонический разлом

J₁ – нижняя юра, J₂ – средняя юра, J₃ – верхняя юра,

K_{1a-al} – нижний мел, апт-альб, K₂ – верхний мел,

Pz – палеозой, PR – протерозой, D₃-C₁ – верхний девон-нижний карбон,

P – палеоген

Пробы, отобранные из: X – Аксайской горст-антиклинали,

◆ – Акшабулакской грабен-синклинали,

■ – Ащисайской горст-антиклинали,

▲ – Бозингенской грабен-синклинали.

Рисунок 4.14 – Стратиграфическое положение исследованных проб нефти на сводном ортогональном геологическом разрезе Арыскумского прогиба

Результаты изотопного анализа

Месторождения, откуда были отобраны пробы, по территориальной приуроченности можно разделить на 4 группы:

Бозингенская группа месторождений Сарыбулак, Кайнар, Сорколь, расположена в южной части Бозингенской грабен-синклинали, продуктивными в данных месторождениях является средне-нижнеюрские отложения карагансайской и дощанской свит (3 пробы).

Ащисайская группа месторождений Ащисай и Арыское находятся на Ащисайской горст-антиклинали. Образцы в количестве 2х проб, были отобраны из протерозоя PR и юрского горизонта J-0.

Аксайская группа месторождений Аксайской горст-антиклинали включает в себя месторождения Кенлык, Карабулак, Юго-Западный Карабулак, откуда были отобраны 7 проб из осадочного чехла (арыкумский горизонт нижнего мела) и из доюрских образований (PZ).

Акшабулакская группа – отобраны 2 пробы из отложений нижнего мела (арыкумский горизонт) и доюрского комплекса (PZ) на месторождении Акшабулак, который расположен на Акшабулакской грабен-синклинали.

В таблице 4.7 приведены результаты изотопного состава углерода нефтей перечисленных месторождений.

Таблица 4.7 – Изотопный состав углерода нефтей

Группа (Group)	Интервал отбора (Sampling interval)	Возраст (Age)	Литология коллектора (Collector lithology)	Пластовая температура (Reservoir tem perature °C)	$\delta^{13}\text{C}$, ‰
1	2	3	4	5	6
Акшабулак ская группа (Akshabulak group)	1900,0-1913,0	PR	Песчаники Пески Алевролиты	74,6	-29,4
	1623.0-1633.0	K1nc	Чередование песчаников и конгломератов	68	-30,7
Ащисайская группа (Aschisay group)	1416.0-1432.0	PR	Песчаники, алевро литы, аргиллиты	54,6	-29,1
	1291.4-1295.0 1300.0-1306.0 1310.8-1313.4	J-0	Пестроцветные глины и алевро литы с прослоями слабосцементиро ванного песка	52,3	-30,3
Бозингенская группа (Bosingen Group)	1703,3-1713,7	J ₁₋₂	Песчаники, алевро литы, аргиллиты	73,7	-28,3
	1649,0-1662,0	J ₁₋₂	Песчаники с прослоями аргил литов, гравелитов и сланцев	73,2	-28,9
	905,0-911,0	J ₁₋₂	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	44,1	-28,0

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6
Аксайская группа (Aksay group)	1468.0-1474.0	K1nc	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	62.1	-28,7
	1884.0-1885.5 1889.5-1892.5	J3	Песчаники, алевролиты	75,2	-29,7
	1415.0-1417.0 1418.5-1420.5	K1nc	Известняки серые, темно-серые с прожилками кальцита	57,4	-28,7
	1291.8-1303.0 1304.0-1313.7	PZ	Известняки серые, темно-серые с прожилками кальцита	55,9	-28,1
	1320.0-1331.5	PZ	Известняки серые, темно-серые с прожилками кальцита	57,4	-27,6
	1439.5-1449.5	PZ	Известняки, песчаники с кальцитом и глинистым материалом	62.0	-28,2
	1582.0-1284.0	PZ	Известняки серые, темно-серые с прожилками кальцита	57,4	-28,3

Анализ результатов

Как видно из таблицы 4.7, вариации изотопного состава углерода колеблется в пределах $\delta^{13}\text{C}$: от -27,6‰ до: -30,7‰.

График распределения изотопа углерода от глубины отбора проб отображен на рисунке 4.15.

Нефти Акшабулакской и Ащисайской групп являются наиболее изотопно легкими, с интервалом значений $\delta^{13}\text{C}$: -29,4‰ и -29,1‰ (отложения протерозоя) и $\delta^{13}\text{C}$: - 30,7‰ и -30,3‰ (отложения мела и верхней юры). По изотопным данным нефти мелового и юрского возраста могут быть генетически связаны с ОВ (органическим веществом) сапропелевого типа (кероген (I, II типа) собственно одновозрастных отложений Акшабулакской синклинали. Нефти, залегающие в отложениях протерозоя, представляют свою генетическую группу.

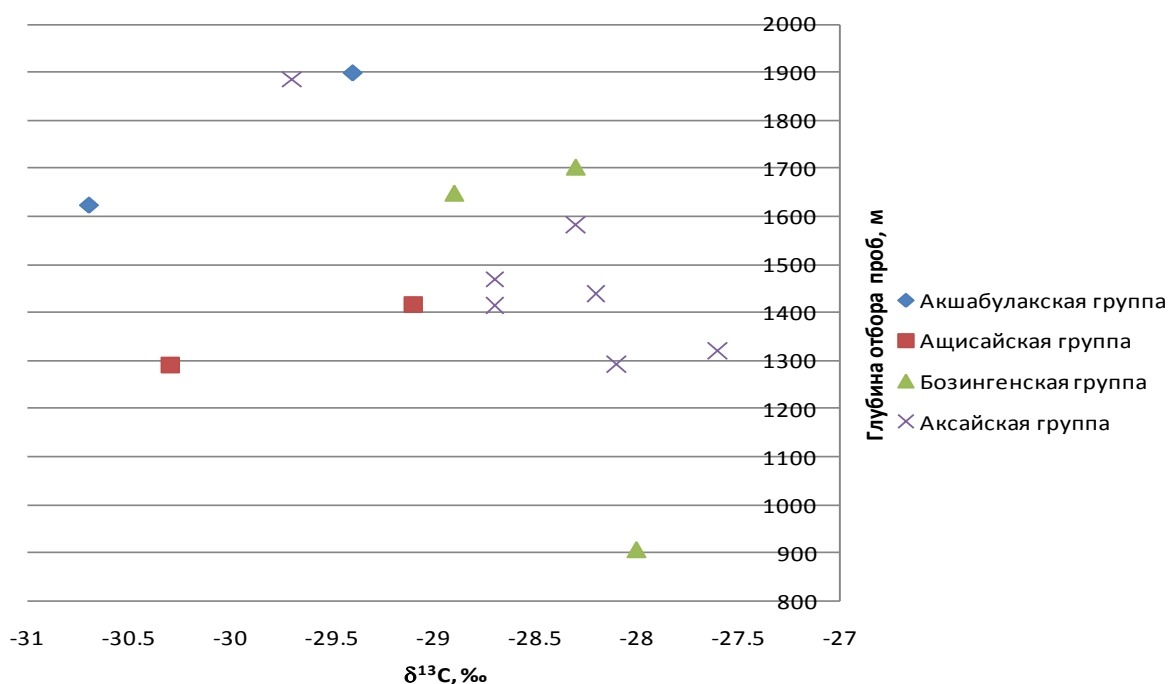


Рисунок 4.15 – График распределения изотопа углерода нефтей Арыскупского прогиба

Бозингенская группа нефтей имеет узкий диапазон вариаций изотопного состава углерода $\delta^{13}\text{C}$: $-28,0 \div -28,9\text{‰}$, возможно они образованы из ОВ смешанного типа (гумусово- сапропелевого) юрских отложений Бозингенской грабен - синклинали [109, с. 28-30; 110].

Вариации изотопного состава нефтей в пределах выделенных генетических групп могут быть вызваны различиями компонентного состава, образованного в процессах формирования нефтяных залежей. Дополнительное уточнение генезиса может быть проведено при сопоставлении компонентного и изотопного состава нефтей.

4.5 Выводы по четвертому разделу:

1. В нефтях Арыскупского прогиба определены индивидуальный состав и относительное содержание алканов, н-алкилбензолов, нафталинов, фенантронов, пентациклических тритерпанов и стеранов, рассчитаны геохимические параметры, отражающие особенности условий формирования нефтематеринских отложений.

2. Близкие значения геохимических параметров и одинаковый характер распределения н-алканов, стеранов, хейлантанов, пентациклических терпанов, алкилбензолов, нафталинов и фенантронов в нефтях из мезозойского и доюрского комплексов в пределах отдельных структур свидетельствует о генетическом единстве нефтей из нижнего мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали, а также генетическом единстве нефтей из нижнего мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали.

3. По данным о составе стеранов и пентациклических тритерпанов нефтей породы, продуцировавшие нефти в пределах Акшабулакской грабен-синклинали, отличаются повышенным содержанием карбонатов, накапливались в более глубокой части моря и в менее окислительных условиях, чем на территории Аксайской горст-антиклинали, где нефтематеринская толща содержала больше глинистой составляющей и отлагалась, видимо в условиях засоленной лагуны. Нефть из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали генерирована отложениями, сформированными в опресненной дельтовой зоне.

4. Идентичность результатов ЯМР-анализа нефти месторождений различных горизонтов позволяет предположить об их едином структурно-групповом составе, родстве исследуемых проб. Анализ подобных структур, а также результаты ЯМР-спектроскопии дает основание утверждать, что углеводороды в домезозойских структурах образованы за счет миграции из прилегающих осадочных отложений мезозоя, где к нефтематеринскими толщами, по ряду факторов, являются нижнеюрские, средне-нижнеюрских отложений, а также кумкольская свита верхнеюрских отложений, которые генерировали жидкие углеводороды.

5. Нефти Акшабулакской и Ащисайской групп можно разделить на 2 подгруппы:

- первая подгруппа изотопно легких нефтей, залегающая в отложениях мелового и юрского возраста, может быть генетически связана с ОВ сапропелевого типа (кероген I, II типа) собственно одновозрастных отложений Акшабулакской грабен - синклинали;

- вторая подгруппа – нефти, залегающие в отложениях протерозоя, представляют свою генетическую группу, для уточнения генезиса которой необходимо сопоставление компонентного и изотопного составов.

6. Изотопно легкие нефти Аксайской группы, залегающие в отложениях мелового и юрского возраста, могут быть образованы ОВ смешанного (сапропелево-гумусового) типа преимущественно морских меловых и верхнеюрских отложений;

7. Бозингенская группа нефтей, имеющая узкий диапазон вариаций изотопного состава углерода, возможно, образована из ОВ смешанного типа (гумусово-сапропелевого) юрских отложений Бозингенской грабен-синклинали.

8. Зависимость изотопного состава от глубины залегания имеет различную направленность для разных групп нефтей.

9. Так, для Акшабулакской и Ащисайской групп наблюдается изотопное утяжеление с глубиной расположения залежи.

А для нефтей Аксайской группы прослеживается обратная зависимость: изотопное облегчение с возрастанием глубины расположения залежи.

10. В целом, нефти центральной части Арыкумского прогиба (Акшабулакская, Ащисайская группы нефтей) изотопно легкие ($\delta^{13}\text{C} = -29,4 \text{‰}$; $-30,7 \text{‰}$). Такой характер значения $\delta^{13}\text{C}$ может быть вследствие более термически преобразованности нефтей и свидетельствовать о генетической связи данных групп.

Стоит отметить, что относительно тяжелый изотопный состав углерода нефтей может быть обусловлен генерацией углеводородов в условиях поздней стадии главной фазы нефтеобразования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одним из важных направлений поисково-разведочных работ является выявление новых залежей в отложениях доюрского комплекса. Эффективность поиска и открытия новых месторождений нефти и газа в основном связана с проблемой определения вероятных нефтепроизводящих пород.

Проведенные исследования с использованием комплексных геохимических методов, позволило провести сравнительный анализ возможных генетических связей нефтей осадочного чехла мезозойского возраста и нефтей из домезозойских отложений коры выветривания кристаллического фундамента.

В результате проведенного исследования были решены следующие задачи:

- изучены и обобщены материалы по геологическому строению и нефтегазоносности палеозойских отложений Арыкумского прогиба;

- рассмотрена геодинамическая модель формирования Южно-Торгайского осадочного бассейна;

- исследован индивидуальный состав нефтей мезозойских и домезозойских залежей современными хроматографическими и масс-спектрометрическими методами и сравнительное исследование состава н-алканов углеводородов нефтей, залегающих в доюрских отложениях месторождений Арыкумского прогиба и нефтей из перекрывающих их осадочных толщ в Институте химии нефти им. А.А. Трофимука (Сибирское отделение Российской Академии наук, г. Томск);

- исследован изотопный состав углерода нефтей Арыкумского прогиба в Томском филиале «Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья»;

- проведена геолого-геохимическая интерпретация данных индивидуального состава мезозойских и домезозойских нефтей. Проведен биомаркерный анализ для определения типов исходного органического вещества (ОВ), условий его накопления, катагенетической зрелости для реконструкции палеогеографических условий осадконакопления нефтематеринских пород Арыкумского прогиба.

На основании проведенного исследования сделаны следующие **выводы**:

1. Изотопно легкие нефти Акшабулакской и Ащисайской групп могут быть генетически связаны с ОВ сапропелевого типа (кероген I, II типа); нефти мезозойских отложений Аксайской группы могут быть образованы ОВ смешанного (сапропелево-гумусового) типа; нефти, залегающие в палеозойском фундаменте, возможно, формировались за счет подтока углеводородов из Арыкумской грабен-синклинали; Бозингенская группа нефтей, имеющая узкий диапазон вариаций изотопного состава углерода, возможно, образована из ОВ смешанного типа (гумусово-сапропелевого) юрских отложений Бозингенской грабен-синклинали.

2. Согласно геологическому разрезу прогиба Акшабулакский грабен и Ащисайский горст осложнены секущими разломами, которые могли служить

миграционными каналами для углеводородов. Основываясь на данном факте можно предположить, что изотопно близкие значения углерода нефтей Ащисайской горст-антиклинали свидетельствуют об их генетической связи с нефтями Акшабулакского грабена и имеют один источник генерации из одного органического вещества.

3. Близкие значения геохимических параметров и одинаковый характер распределения н-алканов, стеранов, хейлантанов, пентациклических терпанов, алкилбензолов, нафталинов и фенантронов в нефтях из мезозойского и доюрского комплексов в пределах отдельных структур свидетельствует о генетическом единстве нефтей из нижнего мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали, а также генетическом единстве нефтей из нижнего мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали.

4. Нефти, залегающие в отложениях нижнего мела и протерозоя в пределах Акшабулакской грабен-синклинали, отличаются от остальных повышенным содержанием норгопана, указывающем на больший вклад карбонатов в генерировавшие их нефтематеринские породы. Для этих нефтей характерны более низкие величины отношения пристана к фитану, свидетельствующие о формировании исходного органического вещества в менее окислительных условиях, чем на территории Аксайской горст-антиклинали, нефти которой, залегающие в нижнем мелу и палеозое, характеризуются более высоким содержанием гаммацера и диастеранов, что указывает на повышенную соленость бассейна, представлявшего собой, видимо, засоленную лагуну, в которой отлагалась преимущественно глинистая нефтематеринская толща.

5. Особенности состава УВ нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали являются отсутствие в ней хейлантанов и C24 тетрациклического терпана, а также низкая доля стеранов C27, указывающие на незначительный вклад водорослевого материала в исходное нефтематеринское вещество, повышенная доля в составе фенантронов 1,2,6-триметилфенантрена, происхождение которого связывают с наземным источником, максимальное значение отношения пристана к фитану, характеризующее окислительные условия в диагенезе, и очень низкое содержание гаммацера. По-видимому, нефть из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали генерирована отложениями, сформированными в опресненной дельтовой зоне.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Жолтаев Г.Ж. Теоретические основы оценки перспектив нефтегазоносности палеозойских осадочных бассейнов Казахстана // Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2018. – №2. – С. 185-192.
- 2 Акчулаков У.А., Бигараев А.Б., Куанышев М.А., Оздоев С.М. Аральский бассейн-особенности строения и перспективы нефтегазоносности // Известия НАН РК. Сер. геол. – 2013. – №5. – С. 48-56.
- 3 Фишман И.Л. Геодинамические модели Арало-Каспийского региона. – Алматы, 2016. – 156 с.
- 4 Корчагин В.И., Карпов В.И., Пузанова И.В. Геологическое строение и нефтегазоносность Тургайской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 1996. – №5. – С. 38-46.
- 5 Жолтаев Г.Ж. Геодинамические основы нефтегазogeологического районирования юга Евразии // Геологическая наука и индустриальное развитие Республики Казахстан: матер. конф., посв. 70-летию института геологических наук им. К.И. Сатпаева. – Алматы, 2010. – С. 242-248.
- 6 Куандыков Б.М., Нажметдинов А.Ш., Сапожников Р.Б. Строение глубокопогруженных отложений Арыскупского прогиба Южно-Тургайской впадины по сейсмостратиграфическим данным // Геология нефти и газа. – 1992. – №11. – С. 22-27.
- 7 Даукеев С.Ж., Ужкенов Б.С., Абдулин А.А. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана: в 3 т. – Алматы: РГП «ИАЦ ГМР РК», 2002. – Т. 3. – 248 с.
- 8 Акчулаков У.А., Бигараев А.Б., Абдазимов У.А. Арыскупский трансконтинентальный рифтовый пояс и его нефтегазоносность // Нефть и газ. – 2013. – №5(77). – С. 75-81.
- 9 Парагульгов Т.Х. Мезозойский рифтогенез и нефтегазоносность Тургайского прогиба: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Алматы, 1995. – 163 с.
- 10 Буртман В.С. Тянь-Шань и Высокая Азия: Тектоника и геодинамика в палеозое. – М.: Геос., 2006. – 216 с.
- 11 Yin W., Fan Z., Zheng J. et al. Characteristics of strike-slip inversion structures of the Karatau fault and their petroleum geological significances in the South Turgay Basin, Kazakhstan // Petroleum Science. – 2012. – №9. – P. 444-454.
- 12 Paragulgov T.H., Paragulgov H.H., Fazylov E.M., Shabalin L.V. Torgai - Syr-Darya region – evolution of a deep structure and a problem minerogeny // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. – 2012. – Vol. 2, №398. – P. 8-18.
- 13 Парагульгов Т.Х., Парагульгов Х.Х., Фазылов Е.М., Мусина Э.С. Южно-Тургайский осадочный бассейн – вещественный состав и нефтегазоносность домезозойских образований // Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан, Серия геологии и технических наук. – 2013. – №1. – С. 44-54.

- 14 Месторождения нефти и газа Казахстана: справочник / под ред. А.М. Кажегельдина, А.А. Абдуллина, Х.А. Беспяева и др. – Алматы: Минеральные ресурсы Казахстана, 1996. – 324 с.
- 15 Ozdоеv S.M. Prospects oil-and-gas-bearing sedimentary basins of Kazakhstan // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. – 2012. – Vol. 1, №435. – P. 61-76.
- 16 Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Сапожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устьуртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11, №4. – С. 1-46.
- 17 Нукунов М.К., Болат Е. Строение и перспективы нефтегазоносности Нижнесырдарьинского свода в зоне сочленения с Южно-Тургайским бассейном // Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2015. – №4. – С. 43-52.
- 18 Zholtaev G.Zh., Gaykova P.T., Abishev B.M., Ermekbaeva G. Geology of oil and gas. – Almaty: KazNTU, 2010. – 193 p.
- 19 Бувалкин А.К., Котова Л.И. Геология, угленосность и нефтегазоносность нижнемезозойских отложений Тургайского прогиба. – Алматы, 2001. – 278 с.
- 20 Смабаева Р.К. Нефтегазоносные комплексы Жиланшиковского прогиба // Вестник КазНТУ. – 2015. – №1. – С. 88-92.
- 21 Бисенгалиев Д.Л., Темиргасов А.М. Строение и перспективы меловых отложений западной части Южно-Тургайского бассейна по новым сейсморазведочным данным // Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2015. – Т. 4, №412. – С. 33-42.
- 22 Болат Е., Нукунов М.К., Бисенгалиев Д.Л. Прогноз неантиклинальных ловушек в Жинишкекумской и Западной части Арыскумской грабен-синклиналей Южно-Тургайского бассейна // Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2015. – Т. 3, №411. – С. 57-68.
- 23 Ермекбаев Г.Е., Баудагулова Г.Т., Осербай А.К. Формирование залежей нефти и газа в юрско-меловых отложениях Южного Тургая // Вестник КазНТУ. – 2014. – №6. – С. 18-21.
- 24 Романов А.А., Портнов В.С., Ерофеев Л.Я., Сагиндилов К.И. Определение природы явления низкоомных нефтенасыщенных коллекторов // Журнал Труды университета. – 2015. – №3. – С. 48-51.
- 25 Ошлакова А.С. Анализ геофизических и эксплуатационных данных низкоомных коллекторов // Известия ТПУ. – 2011. – Т. 315, №1. – С. 68-72.
- 26 Сагиндилов К.И. Решение геолого-геофизических задач комплексом ГИС на нефтегазовых месторождениях Южно-Тургайской впадины: дис. ... магистр: 6М074700. – Караганда, 2016. – 63 с.

- 27 Халимов Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – №7(4). – С. 14.
- 28 Pang X.-Q., Jia Ch.-Z., Wang W.-Y. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // Petroleum Science. – 2015. – Vol. 12(1). – P. 1-53.
- 29 Trice R. Basement exploration, West of Shetlands: progress in opening a new play on the UKCS // Geological Society London Special Publications. – 2014. – Vol. 397(1). – P. 81-105.
- 30 Арешев Е.Г., Гавура В.Е., Немченко Т.Н. и др. Нефть в гранитах фундамента // Геология, геофизика, разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – №12. – С. 4-13.
- 31 Bai J., Shi Zh., Li J. et al. Tectonic Evolution Control on Hydrocarbon Accumulation in Fractured Basement: A Case Study from Melut Basin in South Sudan and Bongor Basin in Chad // AAPG internat. conf. & Exhibition. – Melbourne, 2015. – P. 411.
- 32 Парагульгов Х.Т., Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Хайбуллин Р.Р. Литолого-петрографические особенности пород фундамента Южно-Тургайской впадины // Вестник Ан КазССР. – 1991. – №10. – С. 49-52.
- 33 Нгуен Х.Б., Исаев В.И. Коллекторы нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр // Геофизический журнал. – 2017. – Т. 39, №6. – С. 3-19.
- 34 Журавлев Е.В. Залежи нефти и газа в корях выветривания фундамента осадочных бассейнов // Литология и полезные ископаемые. – 2009. – №3. – С. 329-334.
- 35 Михайлец Н.М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №5(23). – С. 54-56.
- 36 Gutmanis J. Basement reservoirs – a review of their Geological and production Characteristics // Proceed. internat. Petroleum Technology conf. – Doha, 2009. – P. 1-7.
- 37 Lirong D., Shrivastava C., Chuanshu D. et al. Understanding the Interplay of Fractures, stresses & Facies in Unconventional Reservoirs -case Study from Chad Granites // Proceed. 76th EAGE conf. & Exhibition. – Amsterdam RAI, – 2014. – P. 1-5.
- 38 Нурсултанова С.Г., Жетписбаева Е. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Южно-Тургайского прогиба // Вестник КазНТУ. – 2013. – №3. – С. 12-15.
- 39 Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, №4, ч. 2. – С. 337-345.
- 40 Оздоев С.М., Парагульгов Х.Х. Геодинамические условия формирования нефтегазоносных комплексов рифтогенных зон Северного Устюрта и Восточного Казахстана // Нефть и газ. Серия геол. наук. – 2006. – №4. – С. 53-58.

- 41 Севостьянов К.М. Происхождение нефти и газа в промышленных масштабах в земной коре. – М.: Советский спорт, 1999. – 92 с.
- 42 Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа / Геология нефти и газа. – 2007. – №2. – С. 41-48.
- 43 Пошибаева А.Р. Биомасса бактерий как источник углеводородов нефти: дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13. – М., 2015. – 124 с.
- 44 Кучеров В.Г. Генезис углеводородов и образование залежей нефти и природного газа // Вести газовой науки. – 2013. – №1(12). – С. 86-91.
- 45 Захарова С.С. Основные концепции происхождения нефти и газа // Наука и техника в Якутии. – 2003. – №1(4). – С. 16-22.
- 46 Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. – Л.: Недра, 1973. – 216 с.
- 47 Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке // Георесурсы. – 2012. – №4(12). – С. 2-5.
- 48 Баренбаум А.А. Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере // Georesursy. – 2015. – №1(60). – С. 46-52.
- 49 Варфоломеев С.Д., Карпов Г.А., Синал Х.А. и др. Самая молодая природная нефть Земли // Доклады Академии наук. – 2011. – Т. 438, №3. – С. 345-347.
- 50 Кучеров В.Г. Экспериментальные исследования теплофизических свойств и фазового поведения сложных углеводородных систем при высоком давлении: дис. ... док. физ.-матем. наук: 02.00.04. – М., 2005. – 211 с.
- 51 Скачек К.Г., Саратинян Л.В. Геология нефти и газа Когалымского региона: учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 136 с.
- 52 Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти: избр. тр. – М.: Наука, 1986. – 386 с.
- 53 Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов. – М.: Недра, 1968. – 226 с.
- 54 Zhou W., Cao Q., Xiao Ch. et al. Differential fluid migration behaviour and tectonic movement in Lower Silurian and Lower Cambrian shale gas systems in China using isotope geochemistry // Marine and Petroleum Geology. – 2018. – Vol. 89, Part 1. – P. 47-57.
- 55 Qu Zh., Sun J., Shi J. et al. Characteristics of stable carbon isotopic composition of shale gas // Journal of Natural Gas Geoscience. – 2016. – Vol. 1, Issue 2. – P. 147-155.
- 56 Weniger Ph., Blumenberg M., Berglar K. et al. Origin of near-surface hydrocarbon gases bound in northern Barents Sea sediments // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – Vol. 102. – P. 455-476.
- 57 Wu Y., Zhang Zh., Sun L. et al. Stable isotope reversal and evolution of gas during the hydrous pyrolysis of continental kerogen in source rocks under supercritical conditions // International Journal of Coal Geology. – 2019. – Vol. 205. – P. 105-114.
- 58 Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1973. – 384 с.

59 Голышев С.И., Падалко Н.Л. Смирнов Л.В. и др. Условия осадконакопления и вторичные изменения пород меловых отложений разрезов скважин в связи с оценкой нефтегазоносности юго-востока ЗСП по данным изотопных исследований // Химия нефти и газа: матер. 9-й междунар. конф. – Томск, 2015. – С. 128-132.

60 Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа / пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – 706 с.

61 X. Maab, M. Lib, X. Panga et al. Paradox in bulk and molecular geochemical data and implications for hydrocarbon migration in the inter-salt lacustrine shale oil reservoir, Qianjiang Formation, Jiangnan Basin, central China // International Journal of Coal Geology. – 2019. – Vol. 209. – P. 72-88.

62 Kotarba M., Więclaw D., Bilkiewicz E. et al. Origin and migration of oil and natural gas in the western part of the Ukrainian Outer Carpathians: Geochemical and geological approach // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – Vol. 103. – P. 596-619.

63 Zh. Xinjian, Ch. Jianfa, W. Jianjun et al. Carbon isotopic compositions and origin of Paleozoic crude oil in the platform region of Tarim Basin, NW China // Petrol. Explor. Develop. – 2017. – Vol. 44(6). – P. 1053-1060.

64 Ch. Jianping, W. Xulong, N. Yunyan et al. Genetic type and source of natural gas in the southern margin of Junggar Basin, NW China // Petrol. Explor. Develop. – 2019. – Vol. 46(3). – P. 482-495.

65 Камалеева А.И. Кодина Л.А., Власова Л.Н., Галимов Э.М. Исследование органического углерода в породах кристаллического фундамента и коры выветривания Татарстана // Геохимия. – 2013. – №1. – С. 16-26.

66 Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования // Георесурсы. – 2019. – №21(4). – С. 40-48.

67 Афанасенков А.П., Жеглова Т.П., Петров А.Л. Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Георесурсы // Georesources. – 2019. – Т. 21, №1. – С. 47-63.

68 Егазарьянц С.В. Хроматографические методы анализа нефтепродуктов // Вестник Московского Университета. – 2009. – Т. 50, №2. – С. 75-99.

69 Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. – Ed. 2nd. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – Vol. 1. – 474 p.

70 Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. – NY.: Springer-Verlag, 1984. – 699 p.

71 Murillo W.A., Horsfield B., Vieth-Hillebrand A. Unraveling petroleum mixtures from the South Viking Graben, North Sea: A study based on $\delta^{13}\text{C}$ of individual hydrocarbons and molecular data // Organic Geochemistry. – 2019. – Vol. 137, №103900. – P. 1-9.

72 Hunt J. Petroleum geochemistry and geology. – Ed. 2nd. – NY.: Freeman and Company, 1996. – 743 p.

73 Diasty W.S.E., Beialy S.Y. et al. Oil-source correlation in the West Esh El Mellaha, southwestern margin of the Gulf of Suez rift, Egypt // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 180. – P. 844-860.

74 Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1995. – Vol. 59. – P. 3581-3598.

75 French K., Birdwell J., Whidden K. Geochemistry of a thermally immature Eagle Ford Group drill core in central Texas // *Organic Geochemistry*. – 2019. – Vol. 31. – P. 19-33.

76 Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.

77 Серебренникова О.В., Филлипова Т.Ю., Красноярова Н.А. Взаимосвязь состава алканов и металлопорфиринов нефтей и органического вещества пород юго-востока Западной Сибири как отражение условий формирования нефтематеринских толщ // *Нефтехимия*. – 2003. – Т. 43, №3. – С. 163-167.

78 Nwadinigwe C.A., Alumona T.N. Assessment of n-alkanes and acyclic isoprenoids (geochemical markers) in crudes: A case study of Iraq and Niger delta, Nigeria // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2017. – Vol. 27, №1. – P. 111-116.

79 Жаманбаева А.Б., Куртова О.Ю., Алимжанова М.Б., Зенкевич И.Г. Особенности определения характеристических отношений изопреноидных алканов C15-C20 в нефтях Казахстана // *Аналитика и контроль*. – 2019. – Т. 23, №2. – С. 237-246.

80 Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The Biomarker Guide*. – Ed. 2nd. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – Vol. 2. – 1156 p.

81 Huang W-Y., Meinschein W.G. Sterols as ecological indicators // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1979. – Vol. 43, №5. – P. 739-745.

82 Combaut G., Saenger P. Sterols of the amansieae (rhodomelaceae: Rhodophyta) // *Phytochemistry*. – 1984. – Vol. 23, Issue 4. – P. 781-782.

83 Серебренникова О.В., Стрельникова Е.Б., Гулая Е.В. и др. Особенности химического состава растений пресноводного карбонатного озера подтайги Западной Сибири // *Химия растительного сырья*. – 2014. – №3. – С. 139-144.

84 Groune Kh., Halim M., Lemée L. et al. Chromatographic study of the organic matter from Moroccan Rif bituminous rocks // *Arabian Journal of Chemistry*. – 2019. – Vol. 12, Issue 7. – P. 1552-1562.

85 Nazir A., Fazeelat T. Petroleum geochemistry of lower indus basin, pakistan: I. geochemical interpretation and origin of crude oils // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 122. – P. 173-179.

86 Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.

87 Мадисева Р.К., Портнов В.С., Оздоев С.М., Кряжева Т.В. Состав н-алканов нефтей Арыкумского прогиба // *Промышленность Казахстана*. Алматы. – 2020. – №1 (109). – С. 69-71.

- 88 Alexander R., Larcher A.V., Kagi R.I. The use of plant derived biomarker for correlation of oils with source rocks in the Cooper/Eromango basin systems Australia // *APEA Journal*. – 1988. – Vol. 28(1). – P. 310-321.
- 89 Liang Y., Shan X., Makeen Y.M. et al. Geochemical Characteristics of Oil from Oligocene Lower Ganchaigou Formation Oil Sand in Northern Qaidam Basin, China // *Natural Resources Research*. – 2019. – Vol. 28, Issue 4. – P. 1521-1546.
- 90 Huiyuan X., Simon G., Dujie H. Algal-derived polycyclic aromatic hydrocarbons in Paleogene lacustrine sediments from the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – Vol. 102. – P. 402.
- 91 Мадисева Р.К., Голышев С.И., Падалко Н.Л. Особенности изотопного состава углерода нефтей Арыкумского прогиба (Южный Казахстан) // 12-й симпозиум по геохимии изотопов имени академика А.П. Виноградова: тез. докл. – М.: ГЕОХИ РАН. – 2019. – С. 39.
- 92 Мадисева Р.К., Портнов В.С., Оздоев С.М. Нефтегазоносность Арыкумского прогиба Южно-Тургайской впадины // *Труды университета*. – 2020. – №1. – С. 76-80.
- 93 Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // *Organic Geochemistry*. – 1986. – Vol. 10, №1-3. – P. 51-63.
- 94 Крюков В.К., Мурсалимов С.Д., Рабкин Ф.С., Филиппов Г.П. Нефтепроизводящие комплексы мезозойских отложений Южно-Тургайского НГБ // *Геология нефти и газа*. – 1987. – №4. – С. 48-52.
- 95 Xiao H., Li M., Liu J. et. al. Oil-oil and oil-source rock correlations in the Muglad Basin, Sudan and South Sudan: New insights from molecular markers analyses // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – Vol. 103. – P. 351-365.
- 96 Tao S., Wang Ch., Du J. et. al. Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China // *Marine and Petroleum Geology*. – 2015. – Vol. 67. – P. 460-467.
- 97 Killops S.D., Killops V.J. *An Introduction to Organic Geochemistry*. – Ed. 2nd. – Malden: Blackwell Publishing Ltd, USA, 2005. – 406 p.
- 98 Budzinski H., Garrirues Ph., Connan J. et. al. Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicators in crude oils and rock extracts // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1995. – Vol. 59, №10. – P. 2043-2056.
- 99 Ogala E.J., Akaegbobi I.M. Using aromatic biological markers as a tool for assessing thermal maturity of source rocks in the Campano-Maastrichtian Mamu Formation, southeastern Nigeria // *Eart Sci. Res. J*. – 2014. – Vol. 18, №1. – P. 51-62.
- 100 Wang Z., Wang Y., Wu B. et al. Novel maturity parameters for mature to over-mature source rocks and oils based on the distribution of phenanthrene series compounds // *Heliyon*. – 2016. – Vol. – P. 1-19.
- 101 Sarmah M.K., Borthakur A., Dutta A. Pyrolysis of petroleum asphaltenes from different geological origins and use of methyl-naphthalenes and methylphenanthrenes as maturity indicators for asphaltenes // *Bull. Mater. Sci*. – 2013. – Vol. 36, №2. – P. 311-317.

- 102 Бушнев Д.А., Смирнов М.Б., Бурдельная Н.С., Валяева О.В. Молекулярные и структурно-групповые особенности нефтей верхнего девона Тимано-Печорской провинции // *Геохимия*. – 2017. – №9. – С. 811-823.
- 103 Kalabin G.A., Kanitskaya L.V., Kushnarev D.F. *Quantitative NMR Spectroscopy of Natural Organic Feedstock and Its Processing Products*. – М.: Khimiya, 2000. – 408 p.
- 104 Chizhik V.I., Chernyshev Y.S., Donets A.V. et al. *Magnetic Resonance and Its Applications*. – Heidelberg: Springer International Publishing, 2014. – 782 p.
- 105 Sanders J.K.M., Hunter B.K. *Modern NMR Spectroscopy. A Guide for Chemists*. – Oxford: Oxford University Press, 1993. – 128 p.
- 106 O'Donnell D.J., Sigle S.O., Berlin K.D. et al. Characterization of high-boiling petroleum distillate fractions by proton and ¹³C nuclear magnetic resonance spectrometry // *Fuel*. – 1980. – Vol. 59. – P. 166-174.
- 107 Silva S.L., Silva A.M.S., Ribeiro J.C. et al. Chromatographic and spectroscopic analysis of heavy crude oil mixtures with emphasis in nuclear magnetic resonance spectroscopy: A review // *Analytica Chimica Acta*. – 2011. – Vol. 707. – P. 18-37.
- 108 Huiyuan X., Simon G., Dujie H., Bing C., Xiaodong Ch. Petroleum sources in the Xihu Depression, East China Sea: Evidence from stable carbon isotopic compositions of individual n-alkanes and isoprenoids // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 190. – P. 103-107.
- 109 Оздоев С.М., Мадиева Р.К., Сейлханов Т.М. и др. О нефтегазоносности коры выветривания складчатого фундамента Арыскупского прогиба Южно-Торгайского бассейна // *Нефть и газ*. – 2020. – №1(115). – С. 17-32.
- 110 Голышев С.И., Падалко Н.Л. Мадиева Р.К. и др. Изотопный состав нефтей Арыскупского прогиба (Южный Казахстан) // *Известия Томского политехнического университета*. – 2020. – Т. 331, №3. С. 80-89.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт внедрения



АО «Нефтяная компания «КОР»

Юридический адрес: Республика Казахстан, 120008, г. Кызылорда, проспект Н.Назарбаева, д.№29.

Почтовый адрес: Республика Казахстан, 120008, г. Кызылорда, проспект Н.Назарбаева, д.№29. E-mail: info@kor.kz

Факс: 8 (7242) 23-13-00 (1003), (1097), 23-14-41, 23-11-81, 23-11-71, 23-13-23, 23-14-84, 23-15-51, 23-14-94, 23-15-65

РНН 600900063821, БИН 991 140 000 357, ИИК KZ55826N0KZTD2000845, БИК/SWIFT: ALMNKZKA в КФ АО «АТФ Банк»

Исх. №05-19/499

От 05/05/2020 г.

Акт

внедрения результатов научно-исследовательской работы

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационного исследования Мадисевой Р.К. на тему: «Исследование геодинамической обстановки осадконакопления и формирования нефтегазоносности доюрского комплекса Арыскупского прогиба», выполненной в Карагандинском государственном техническом университете, обладают актуальностью, представляют практический интерес и будут использованы в проектах при определении и выделении геологических объектов перспективных на нефть и газ.

Данный акт не является документом для предъявления каких-либо финансовых претензий по факту внедрения научных результатов диссертационной работы Мадисевой Р.К.

От Предприятия:

Главный геолог

От КарГТУ:

Научный консультант, д.т.н., проф.

Докторант



Жабаков Н.С.

Портнов В.С.

Мадисева Р.К.

Ответственный исполнитель: Утебаева А.А.

служебный телефон: 231441

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАРАГАНДИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



Ожигин
2020 г.



Д. Исагулов
2020 г.

АКТ

о внедрении результатов научно-исследовательской работы
в учебный процесс

Настоящим актом подтверждается, что результаты научных исследований Мадисевой Р.К. по теме: «Исследование геодинамической обстановки осадконакопления и формирования нефтегазоносности доюрского комплекса Арыскупского прогиба» обладают актуальностью, представляют научно-практический интерес и внедрены в учебный процесс кафедры «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых» Карагандинского государственного технического университета.

Результаты диссертационных исследований Мадисевой Р.К. по теме «Исследование геодинамической обстановки осадконакопления и формирования нефтегазоносности доюрского комплекса Арыскупского прогиба» используются при проведении лекционных, лабораторных и практических занятий для бакалавров, магистрантов и докторантов геологических специальностей по следующим дисциплинам:

- «Общая геохимия»
- «Геология месторождений полезных ископаемых»
- «Современные проблемы геологии»
- «Изотопная геология»
- «Геология и геохимия месторождений нефти и газа»
- «Ядерно-радиометрические методы в геологии и геофизике»
- «Геология нефти и газа»

Зав. кафедрой ГРМПИ,
д.т.н., профессор

Портнов В.С.

Докторант

Мадисева Р.К.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Патент

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН



АВТОРДЫҢ КУӘЛІГІ
УДОСТОВЕРЕНИЕ АВТОРА
№ 107315

Исатаева Фарида Муратовна (KZ)

және/и Пак Дмитрий Юрьевич (KZ); Пак Юрий Николаевич (KZ); Мустафин Рахат Кузенбаевич (KZ); Амангельдіқызы Алтынай (KZ); Дужникова Екатерина Валерьевна (KZ); Мадиева Римма Копбосынқызы (KZ); Маханова Нургуль Амангельдиновна (KZ)

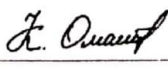
өнертабыс авторы(лары) болып табылатындығы осымен куәландырылады
является(ются) автором(ами) изобретения

(11) 33588

(54) Геологиялық кернді ядролық-физикалық талдау тәсілі
Способ ядерно-физического анализа геологического керна

(73) Пак Дмитрий Юрьевич (KZ); Пак Юрий Николаевич (KZ)





«Ұлттық зияткерлік меншік институты» РМК директорының м.а.
И.о. директора РГП «Национальный институт интеллектуальной собственности»



ҚР ӘМ «Ұлттық зияткерлік меншік институты» РМҚ
РГП «Национальный институт
интеллектуальной собственности» МЮ РК
National Institute of Intellectual Property,
Ministry of Justice of the Republic of Kazakhstan

Астана қаласы, Қорғалжын тас жолы, 3Б ғимараты
город Астана, шоссе Коргалжын, здание 3Б
Astana, Korgalzhyn highway, building 3B
Телефон / Telephone number: +7 (7172) 62-15-15

E-mail: kazpatent@kazpatent.kz
[http:// www.kazpatent.kz](http://www.kazpatent.kz)