

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатбаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

Утебаев Арафат Алтайұлы

«Тектоническое строение Южного Тургая и изучение геологического
строения нефтегазоносности и анализ физико-химических свойств нефти на
месторождении Южный Карабулак»

Дипломная работа

Специальность 6В07202 – «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела К. Турысова
Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой гидрогеологии,
инженерной и нефтегазовой геологии

Доктор PhD, профессор

Енсепаев Т.А

« » _____ 2023 г.

Дипломная работа

На тему «Тектоническое строение Южного Тургая и изучение геологического
строения нефтегазоносности и анализ физико-химических свойств нефти на
месторождении Южный Карабулак»

по специальности 6В07202 - «Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых»

Выполнил: Утебаев .А.А

Рецензент
Руководитель лаборатории
Литологии и инженерной геологии
Института Геологических наук им.
К.И.Сатпаева

Научный руководитель
Доктор PhD,
старший преподаватель

 Фазылов.Е.М

 Смабаева Р.К.



Алматы 2023

«31» 05 2023 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатбаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Гидрогеологии
инженерной и нефтегазовой геологии,
доктор Phd, профессор

 Т.А.Енсепаев

« ____ » _____ 2023г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающейся: *Утебаев Арафат Алтайұлы*

Тема: «Тектоническое строение Южного Тургая и изучение геологического строения нефтегазоносности и анализ физико-химических свойств нефти на месторождении Южный Карабулак»

Утверждена приказом Ректора университета №408-П/О от «23» ноября 2022 года

Срок сдачи законченной работы «1» июня 2023г.

Части дипломной работы: *Геологическая, специальная, охрана окружающей среды.*

Краткое содержание дипломной работы:

а) *Изучение геологического строения, геолого-геофизическая изученность, литолого-стратиграфическая характеристика, тектоника, гидрогеологическая характеристика, промыслово-геофизические исследования и испытания скважин, нефтегазоносность месторождения Южный Карабулак;*

б) *Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и изотопный состав нефти месторождения Южный Карабулак;*

в) *Меры предусмотренные для охраны недр и окружающей среды*

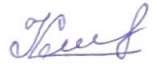
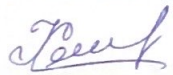
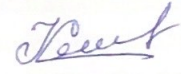

Графические материалы: *обзорная карта района, литолого-стратиграфическая колонка структурно-тектоническая карта, структурная карта и геологические разрезы*

Используемая литература: *8 наименований*

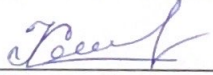
ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых разделов	Сроки предоставления научному руководителю	Примечание
Геологический раздел	22.03.2023	Выполнено
Специальная часть	06.04.2023	Выполнено
Охрана недр и окружающей среды	02.05.2023	Выполнено

Подписи консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы


Наименование разделов	Консультанты, И.Ф.О. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Смабаева Р.К., доктор PhD Старший-преподаватель	21.03.2023	
Специальная часть	Смабаева Р.К., доктор PhD Старший-преподаватель	06.04.2023	
Охрана окружающей среды	Смабаева Р.К., доктор PhD Старший-преподаватель	02.05.2023	
Нормоконтроллер	Санатбеков М.Е. ассистент	23.05.2023	

Научный руководитель



(подпись) Р.К. Смабаева

Обучающийся принявший задание к исполнению



(подпись) А.А. Утебаев

Дата «31» 05 2023г.

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа на тему «Тектоническое строение Южного Тургай и изучение геологического строения нефтегазоносности и анализ физико-химических свойств нефти на месторождении Южный Карабулак» выполнена на основе геолого-геофизических материалов собранных во время производственной практики и из геологических фондов.

Целью составления дипломной работы является изучение геологического строения и нефтегазоносность, физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и изотопный состав нефти месторождения Южный Карабулак.

В дипломной работе отражены геологическое строение, геофизическая история развития месторождения, литология, тектоника и нефтегазоносность и детально рассмотрены вопросы касающиеся физико-литологической характеристики коллекторов продуктивных горизонтов и изотопного состава нефти месторождения Южный Карабулак.

Также рассматривается охрана недр и окружающей среды местности.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыс «Оңтүстік Торғайдың тектоникалық құрылысы және Оңтүстік Қарабұлақ кенорынының геологиялық құрылысы, мұнайгаздылығы және физика-химиялық қасиеттерін талдау» тақырыбы бойынша өндірістік практикада және геологиялық мұражайдан жиналған геологиялық-геофизикалық материалдарға негізделген.

Дипломдық жұмыстың мақсаты Оңтүстік Қарабұлақ кенорының геологиялық құрылысы мен мұнайгаздылығын сипаттау, өнімді белдемдер коллекторларының физикалық-литологиялық және изотоптық құрамын зерттеу болып табылады.

Дипломдық жобада Оңтүстік Қарабұлақ кенорының геологиялық құрылысы, геофизикалық зерттелу тарихы, литологиясы, тектоникасы мұнайгаздылығы, сонымен қатар кенорынның физикалық-литологиялық және мұнайдың изотоптық құрамын зерттеу мәселелері толығымен қарастырылған.

Кенорынның қоршаған ортаны қорғау шаралары да қарастырылған.

ANNOTATION

This thesis on the topic "Tectonic structure of South Turgai and study of the geological structure of oil and gas potential and analysis of the physical and chemical properties of oil in the South Karabulak field" is made on the basis of geological and geophysical materials collected during field practice and from geological funds.

The purpose of the thesis is to study the geological structure and oil and gas potential, the physical and lithological, tectonics, characteristics of reservoirs of productive horizons and the isotopic composition of oil from the South Karabulak field.

The thesis reflects the geological structure, geophysical history of the development of the field, lithology, tectonics and oil and gas potential, and discusses in detail issues related to the physical and lithological characteristics of reservoirs of productive horizons and the isotopic composition of oil from the South Karabulak field.

The protection of the subsoil and the environment of the area is also considered.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Геологическая часть	9
1.1 Общие сведения о месторождении	9
1.2 Геологическое строение месторождения Южный Карабулак	9
1.3 Геолого-геофизические исследования месторождения	10
1.4 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения	11
1.5 Тектоника	14
1.6 Гидрогеологическая характеристика	16
1.7 Промыслово-геофизические исследования и испытания скважин	17
1.8 Нефтегазоносность	19
2 Специальная часть	25
2.1 Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и изотопный состав нефти месторождения Южный Карабулак	25
2.2 Литолого-физическая характеристика коллекторов	29
2.3 Изотопный состав нефти месторождения Южный Карабулак	30
3 Охрана недр и окружающей среды	35
3.1 Охрана недр	35
3.2 Охрана атмосферного воздуха	36
3.3 Охрана подземных вод от загрязнения и истощения	37
3.4 Охрана почвы	38
Заключение	39
Список использованных литератур	41
Приложение А (обзорная карта района работ)	42
Приложение Б (сводный литолого-стратиграфический разрез)	43
Приложение В (тектоническая карта Арыскупского прогиба)	44
Приложение С (структурная карта)	45
Приложение Д (геологический разрез по линии I-I)	46
Приложение Е (геологический разрез по линии II-II)	47

ВВЕДЕНИЕ

По прогнозной оценке запасов нефти и газа Казахстан относится к числу передовых нефтегазоносных областей. Нефтегазовый комплекс играет значимую роль в развитии экономики страны. Объем добычи в республике с обретения независимости вырос более чем в три с половиной раза. По оперативным данным объем добычи нефти и конденсата за 1 квартал 2022 года составил 22,7 млн. тонн или 107,6% к аналогичному периоду 2021 года. Основная добыча углеводородов сосредоточена на крупнейших нефтегазоносных областях Республики, к числу которых относится Южно-Тургайская НГО. Для поддержания и увеличения добычи по крупным месторождениям реализуются проекты расширения и продления достигнутого уровня добычи.

Кроме того, Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан совместно с Министерством энергетики и АО «НК «Казмунайгаз» разрабатывается «Программа геологической разведки на 2021-2025 годы». Данная программа будет направлена на проведение региональных геолого-геофизических исследований, определения потенциальных перспектив нефтегазоносности, повышения степени изученности этих территорий, как базы для привлечения в дальнейшем частных инвестиций. На сегодняшний день Правительством утверждена Концепция данной государственной программы. Все эти мероприятия подтверждает, что нефтегазовая отрасль является главным инвестиционным потенциалом для Республики.

В данной дипломной работе рассматривается месторождение расположенный в Южно-Тургайской неизменности Южный Карабулак.

Первооткрывательницей месторождения является скважина № 1, где получен фонтанный приток нефти из отложений нижнего мела.

Геологическая часть дипломной работы охватывает сведения геологического строения, геолого-геофизические исследования месторождения, литолого-стратиграфическую характеристику, тектонику, гидрогеологическую характеристику, промыслово-геофизические исследования и испытания скважин, нефтегазоносность в отложениях палеозоя, верхней и средней юры, арыкумского горизонта нижнего неокома данного месторождения.

В специальной части рассмотрено физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и изотопный состав нефти месторождения Южный Карабулак.

Также в дипломной работе рассмотрены основные мероприятия по охране недр и окружающей среды.

1. Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении месторождение Южный Карабулак расположено в Улытауском районе Карагандинской области Республики Казахстан. (Рисунок-1)

В географическом отношении площадь работ расположено в южной части Тургайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. к югу 180 км город Кызылорда, к северо-востоку 210 км город Жезказган, к юго-западу 160 км станция Жосалы и к востоку 50 км нефтепромысел Кумколь.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения на участке работ отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков менее 150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15°C (до -40°C), летом $+27^{\circ}\text{C}$ (до $+45^{\circ}\text{C}$).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичным для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют. Связь поддерживается по рации.

Дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами. Они труднопроходимы в период весенней распутицы. Строительные материалы (наполнители бетонных изделий и асфальтовых покрытий) в районе работ отсутствуют. Нефтепровод Кумколь - Каракойын - Шымкент проходит в 60км к северо-востоку.

Месторождение Южный Карабулак открыто 10 октября 2008 года при испытании III-объекта в интервале 1440-1446м в скважине № 1, получен фонтанирующий приток нефти дебитом $120\text{м}^3/\text{сут}$. Интервал опробования относится к арыскупскому горизонту нижнего неокома нижнего мела и является продуктивным горизонтом М-II.

1.2 Геологическое строение месторождения Южный Карабулак

Месторождение нефти Южный Карабулак расположено в северо-западной части Арыкумского прогиба и входит в район Кумкольской группы месторождений. Поэтому геолого-структурное строение месторождения идентично со строением главного и крупного месторождения Арыкумского прогиба – месторождение Кумколь.

Арыкумский грабен-синклиналь имеет размеры 250x30x350км и расположена на западной окраине одноименной впадины. Грбен-синклиналь нарушена сетью разломов, среди которых наиболее крупным является главный Каратауский разлом с осложняющими его приразломными локальными структурами. Среди горст-антиклиналей важнейшее значение представляют Аксайская и ащисайская, занимающие центральное положение в Арыкумской впадине. В геологическом строении всего Арыкумского прогиба и месторождения Южный Карабулак участвуют отложения протерозойской, палеозойской группы, юрской, меловой, палеогеновой, неоген - четвертичных систем.

Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана на месторождении Кумколь, по пробуренным параметрическим скважинам с учетом ранее проведенных геологосъемочных и обобщающих тематических работ.

1.3 Геолого-геофизические исследования месторождения

В 1960-1964гг район месторождения охвачен геологической и гидрогеологической съемками масштаба 1:200000, гравиметрической и магнитной съемками.

В 1983-1987гг Турланской геолого-геофизической экспедицией проведены сейсморазведочные работы методом МОГТ с редкой сетью широтных профилей 120-ти кратного с расстоянием между ними 1,5 км и меридиональных с расстоянием между ними 3 км. В результате выполненных работ были построены структурные карты по основным отражающим горизонтам II^{ар} (кровля отложений K_{1nc1ar}), IV (кровля отложений J_{2kr}) и PZ (подошва осадочного чехла) в масштабе 1:100 000.

В 2004 году были проведены инфразвуковые исследования методом АНЧАР с целью прогноза нефтегазоносности района.

В 2006 году на структуре Южный Карабулак проведены сейсмические исследования 2D. Расстояние между субширотными профилями составляет 1 км. Общий объем проведенной сейсморазведки 21 сейсмопрофилей с общей длиной 327,4 п.км. При обработке результатов сейсморазведки переобработаны 106,5п.км данные старой сейсморазведки.

В 2006-2007гг компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» проведена переинтерпретация и обобщение результатов сейсморазведки 2Д с учетом результатов глубокого бурения на соседних площадях и был выявлен ряд перспективных на нефть и газ структуры, в том числе структура Карабулак.

Структурные карты, полученные в результате переинтерпретации, послужили основой для составления проекта на поиски месторождения нефти и газа на структуре Карабулак. Проектом предусматривался бурение 3 независимых и 3 зависимых скважин в период с 2008 по 2010гг.

В 2008г на структуре Южный Карабулак ТОО «Саутс Ойл» пробурены 4 поисково-разведочные скважины (№ 1, 2, 3 и 4), которые подтвердили продуктивность отложений арыкумского горизонта нижнего мела. Первооткрывательницей месторождения является скважина № 1, где получен фонтанный приток нефти из отложений нижнего мела.

1.4 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

Палеозойские отложения (PZ)

Отложения вскрыты всеми скважинами в призабойных частях разреза и представлены в основном терригенными и карбонатными породами, относящиеся к нерасчлененному палеозою (девон + карбон).

К палеозойской группе на Арыкумском прогибе относят менее метаморфизованные и дислоцированные образования, которые также слагают тектонические блоки домезозойского фундамента. К палеозою отнесены известняки, доломиты, песчаники, аргиллиты предположительно живет-франского, фаменского ярусов средне–верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона, редко эффузивные и интрузивные породы палеозойского возраста. На домезозойской поверхности эти породы местами выветрелые и содержат признаки нефти.

Вышеописанные отложения на месторождении слагают приподнятые участки домезозойской дневной поверхности, выделяемые в виде островков и останцов, которые отделены друг от друга межгорными долинами и котловинами.

Мезозойская система (MZ)

Юрские отложения (J)

Юрские отложения представлены только верхним отделом и расчленены на кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Кумкольская свита (J₃km)

Отложения кумкольской свиты, вскрыты во всех скважинах, представленные только верхней подсвитой.

Верхнекумкольская подсвита (J₃ km₃) сложена чередованием глин, глинистых алевролитов. Толщина отложений от 1-2м до 5-6м сложено песчаниками, глинистыми песчаниками толщиной от 2-3м до 10-12м. Толщина подсвиты колеблется от 24 до 57м. В разрезе преобладают песчаные породы. В некоторых интервалах песчаники представлены прибрежными кварцевыми разностями, имеющие низкие значения гамма активности.

Акшабулакская свита (J₃ak)

Отложения акшабулакской свиты также вскрыты во всех скважинах и сложены глинами с единичными маломощными прослоями песчаников. Толщина свиты варьирует от 114 до 139 м. От центральных приподнятых участков к северу и северо-востоку толщина незначительно уменьшается, за счет замещения песчаников глинами. Толщина отложений от 138 до 196 м.

Меловая система (К)

Меловые отложения в нижней части разреза по литологическому составу расчленяются на три свиты: даульская, карачетауская и кызылкиинская. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона. Ниже приводится описание нижней части нижнего мела, с которым связано нефтегазоносность Арыскупского прогиба.

Нижний отдел (К₁) Неокомский надъярус (К₁ пс)

В разрезе неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижняя и верхняя.

Нижнедаульская подсвита (К₁пс₁¹)

Нижнедаульская подсвита в свою очередь расчленена на два горизонта: нижний (арыскупский) и верхний.

Арыскупский (нижний) горизонт (К₁пс_{1ar})

Горизонт является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В пределах месторождения Южный Карабулак верхняя пачка выклинивается из разреза.

Нижняя пачка арыскупского горизонта на месторождении Южный Карабулак вскрыта всеми скважинами и представлена песчаниками, слабощементированными с прослоем глинистых алевролитов. Базальная пачка четко не выделяется, вследствие замещений относительно грубообломочных пород более тонкими осадками: тонкозернистыми песчаниками, алевролитами, глинистыми песчаниками. Толщина нижней базальной пачки колеблется от 21,2 до 30 м.

В Арыскупском прогибе базальная пачка является одним из главных продуктивных горизонтов (М-II).

Средняя пачка сложена глинами, алевролитами, глинистыми алевролитами. Толщина пачки варьирует от 65 до 70 м.

Толщина арыскупского горизонта колеблется от 89 м до 100 м.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскупского горизонта толщина ее от 153 до 172 м.

Верхнедаульская подсвита (К₁пс₂)

В нижней и средней частях отложения представлены переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а верхней, преимущественно, глинами. Толщина 153-241 м.

Апт – альбский ярусы. Карачетауская свита (К₁ а-а₂)

Отложения карачетауской свиты залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части серо-цветными слабощементированными

песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 253-350 метров. Возраст свиты апт–среднеальбским.

Нерасчлененный нижний и верхний отделы мела (K₁₋₂)

Альб – сеноманский ярус (K₁₋₂ al_{3-s})

Кызылкинская свита (K₁₋₂ kk)

Отложения кызылкинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 87–186 м. Возраст устанавливается поздне- альб – сеноманский.

Верхний отдел (K₂)

Туронский ярус (K₂ t)

Балапанская свита (K₂ bl)

Отложения турона выделены в балапанскую свиту. Она залегает трансгрессивно на кызылкинской свите и сложена зеленовато–серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Толщина 82-150м.

Нерасчлененный верхний турон–нижний сенон (K₂t₂-sn₁)

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестроцветных песков и глин. Толщина 123-236м.

Верхнесенонский надьярус (K₂sn₂)

В пределах Арыскупского прогиба отложения верхнего сенона в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Толщина достигает 43м. Возраст толщи кампан-маастрихтский.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген–четвертичной систем.

Палеогеновая система (P)

Отложения палеогена обнажаются в центральных частях Арыскупского прогиба и вскрыты скважинами. Палеоген представлен всеми отделами: палеоцен, эоцен и олигоцен.

Палеоцен (P₁)

Отложения палеоцена залегают с размывом на различных горизонтах верхнего мела и представлены кварц – глауконитовыми песками и песчаниками с желваками фосфоритов, часто группирующихся в виде пластов и линз. Толщина от 0,5 до 12м. Из этих отложений определены типичные для палеоцена устрицы, фораминиферы.

Эоцен (P₂)

Эоцен представлен полным разрезом и расчленяется на нижний, средний и верхний эоцен.

Нижнего эоцена (P_2^1) залегают с размывом и фосфоритовой галькой в основании на отложениях палеоцена и представлены зеленовато-серыми до черных глинами, с прослоями песчаников и алевролитов с галькой фосфоритов, а также включениями обугленных растительных остатков. Толщина достигает 66 м. Толщина нижнего эоцена – всего около 2 м.

Средний эоцен (P_2^2) представлен серыми, желтыми, коричневыми мергелями, известняками и карбонатными глинами, с тонкими прослоями песчаников и алевролитов, залегающими несогласно на отложениях палеоцена и сенона. Толщина 35-55м.

Верхний эоцен (P_2^3) залегает согласно на отложениях среднего эоцена и представлен серыми и зелеными монтмориллонитовыми, бентонитовыми, тонкослоистыми глинами с включением марказита, глауконита, зубов и чешуй рыб. Толщина достигает 245м.

Нерасчлененные неоген – четвертичные отложения (N–Q)

К неоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыскупского прогиба. Толщина от 0 до 20м.

1.5 Тектоника

Месторождение Южный Карабулак расположено в пределах северной части Аксайской горст–антиклинальной зоны, в ее центральной части. На описываемой части зоны, на структурной карте кровли ОГ-PZ выделяются несколько мелких палеоподнятий палеозойского фундамента, имеющие общее северо–западное направление: Актау, Есжан, Карабулак и др. (рис. 2).

Месторождение Южный Карабулак расположено на одноименной структуре. В геологическом строении месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: домезозойский складчатый и платформенный.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют породы палеозоя, которые на месторождении вскрыты всеми скважинами. В составе платформенного чехла четко выделяются два структурных подэтажа: рифтогенный и собственно платформенный.

Домезозойский структурный этаж.

В Арыскупском прогибе главным структурным фактором нефтегазанакопления является тектоническое и геоморфологическое строение домезозойского структурного этажа. На месторождении Южный Карабулак на домезозойском фундаменте четко выделяется небольшой удлиненный выступ–поднятие, имеющее северо-западное простираие.

Размер структуры по изогипсе поверхности палеозоя –1550м 4 x 2,5 км и имеет асимметричное строение. Её северо-западное крыло имеет пологое, а юго-восточное крыло относительно крутое залегание. Отложения юрских и меловых систем перекрывая палеозойский выступ–поднятие, облекая последнего, создают антиклинальную складку–облекания. Эта

антиклинальная структура на месторождении является основным нефтеконтролирующим фактором.

На Арыкумском прогибе поднятия, имеют крутые ограничения – уступы, высотой от нескольких десятков до 250–300 и более метров, известно в литературе как конседиментационный разлом. На описываемом месторождении, хотя не картируется резкий уступ по всему периметру поднятия, он однозначно присутствует только с северо–восточной части, с амплитудой 10-80м.

На месторождении Южный Карабулак домезозойский фундамент представлен в основном карбонатными образованиями (известняки с маломощными прослоями мергелей и аргиллитов) предположительно девон – нижнекаменноугольного возраста.

Платформенный структурный этаж

Рифтогенный структурный подэтаж. В строении подэтажа на месторождения Южный Карабулак участвуют только верхнеюрские отложения, относимые к акшабулакской и кумкольской свитам.

На Арыкумском прогибе описываемый подэтаж в глубоких котловинах сложен из отложений трех ритмотолщ, каждая из которых состоит снизу из более грубообломочных (конгломераты, гравелиты, песчаники) и вверху тонкообломочных (аргиллиты, глины, алевролиты) пород. На месторождении Южный Карабулак юрские отложения представлены не полным разрезом только верхней ритмотолщи.

Отложения подэтажа на месторождении и на всем Арыкумском прогибе накапливались на домезозойском унаследованном палеорельефе, заполняя низкие депрессионные участки или котловины. Процесс осадконакопления и тектонический режим не был одинаково стабильным по всей территории. На одних участках шло поднятие, а в других опускание с накоплением мощной толщи – до 3,5км. Знакопеременное движение наблюдалось по всему Арыкумскому прогибу. К началу накопления каждой ритмотолщи происходила активизация тектонических движений с накоплением более грубообломочных осадков, а в завершающей части стабилизацией района с накоплением тонкообломочных пород. Интенсивность тектонических движений также были распределены по прогибу неравномерно. Наиболее интенсивными они были в зонах или вблизи крупных разломов, являющимся ветвями региональных разломов: главного Каратауского и Улытауского. Такое крупное ритмическое строение разреза подэтажа характерно для всей территории прогиба.

Более мелкое циклическое строение характерно для каждой ритмосвиты, являющейся составной частью каждой ритмотолщи. Каждая ритмотолща состоит из двух свит. На месторождения Южный Карабулак представлены отложениями кумкольской и акшабулакской свит верхней юры. В строении каждой свиты наблюдается ритмическое чередование более грубообломочных с тонкообломочными осадками в виде пачек и пластов различной мощности. Особенно четко, и частая смена осадков отмечается в

разрезах нижней – кумкольской ритмосвиты. Поэтому мощность свиты колеблется в зависимости от палеорельефа, во впадинах значительно увеличивается, а на поднятиях сокращается.

На месторождения Южный Карабулак отложения подэтажа облекая палеозойский выступ создает антиклинальную складку – облекания. Толщины кумкольской свиты на выступе равны 24-25м, а на северо-восточной опущенной части увеличиваются до 57м. В начале кумкольского времени палеозойский выступ был частично областью сноса, а затем к концу этого времени произошла стабилизация режима и вся территория месторождения являлась областью осадконакопления. Толщина верхней ритмосвиты – акшабулакской свиты является более стабильной и колеблется в пределах 117 – 139м. Размер антиклинали по кровле кумкольской свиты составляет 5,0км в длину и 3,5 км в ширину. Амплитуда свода антиклинали 20 - 35м.

Платформенный подэтаж. На рифтогенном структурном подэтаже с несогласием залегают отложения платформенного подэтажа, сложенные терригенными образованиями меловой, палеогеновой, неоген-четвертичной систем. Отложения этого структурного подэтажа откартированы практически на всей площади Арыкумского прогиба и залегают со стратиграфическим несогласием на юрских, палеозой-протерозойских образованиях. Они менее дислоцированы, иногда осложнены разломами сбросово-взбросового типа, в большей части территории повторяют выделенные тектонические структуры, нижнего рифтогенного подэтажа. Мощность структурного подэтажа колеблется от 1000 до 2500 м.

На месторождении Южный Карабулак в основании подэтажа наблюдается брахиантиклинальная складка, с амплитудой 30-40м, длиной 4,5км и шириной 2,5-3,0км. В основании подэтажа залегают отложения базального – арыкумского горизонта нижнего неокома нижнего мела, являющийся основным продуктивным горизонтом месторождения.

1.6 Гидрогеологическая характеристика

В гидрогеологическом отношении месторождение Южный Карабулак находится в пределах центральной части Южно-Торгайского артезианского бассейна. В результате проведенных работ установлены и классифицированы по происхождению два типа вод: седиментогенные (более древние) и молодые опресненные воды.

К первому седиментогенному типу относятся пластовые воды разреза палеозоя, юры и даульской свиты неокома. Они характеризуются сложным гидродинамическим режимом воды хлоридно-кальциевого типа. Минерализация пластовых вод увеличивается с увеличением глубины залегания водоносных горизонтов и их стратиграфического уровня.

На месторождении Южный Карабулак выделены основные водоносные горизонты в отложениях верхнего мела и палеогена. Открыты

месторождения напорных подземных вод в отложениях турон-сенона верхнего мела и эоцена палеогена, которые используются в основном в сельском хозяйстве. В отложениях неогена и четвертичной системы выявлены месторождения безнапорных грунтовых подземных вод.

Водоносный комплекс палеозойских отложений приурочен к трещинно-кавернозным, метаморфизованным породам- сланцам и карбонатам.

Водоносный комплекс юрских отложений представлен водоносными горизонтами кумкольской и акшабулакской свит верхней юры. Воды пластовые, напорные.

Водоносный комплекс меловых отложений представлен тремя водоносными горизонтами: неокомским, апт-альб-сеноманским и верхнесенонским.

Пластовые воды водоносного горизонта турон-сенона также развиты повсеместно и вскрыты гидрогеологическими скважинами, пробуренными с целью обеспечения технической водой глубоких скважин. Воды напорные. Дебиты воды колеблются от 0,6 до 6 м³/сут. Питание турон-сенонских водоносных горизонтов происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, так как отложения турон-сенона в Арыкумском прогибе местами выходят на поверхность.

Пластовые воды определяется как рассолы, хлор-магниевые и хлор-кальциевого типа, общей минерализацией в среднем 98,5г/л.

Величины минерализации меняются: в палеозойских отложениях от 64 г/л, в юрских горизонтах от 46 до 52 г/л, в неокомских горизонтах от 32 до 51 г/л. Водородный показатель меняется в юрских горизонтах от 6,6 до 7,12; в неокомских горизонтах от 6,8 до 7,6 – воды слабокислые до щелочных.

Содержание сульфатов в водах невысокое и колеблется от 208 до 941 мг/л. Воды очень жесткие, общая жесткость достигает 747мг-экв/л., горячие 62-67°С. Плотность пластовой воды в юрских горизонтах 1,053 г/см³.

Микрокомпоненты в водах присутствуют в незначительных количествах. В неокомских водоносных горизонтах содержания катионов в мг/л меняются в пределах: лития – 2,24÷3,16; рубидия – 0,02÷0,05; цезия - <0,005÷<0,05; стронция – 6,26; урана – 0,01; радия – 2,36·10⁻¹¹; кремния – 204,3÷216,7.

Альб-сеноманские пластовые воды хлор-магниевые и хлор-кальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче, почти близкие с питьевой водой, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Из перечисленных пластовых вод наименьшую минерализацию имеют сенонские – до 1-1,5 г/л и туронские – от 1 до 2,2 г/л воды.

1.7 Промыслово-геофизические исследования и испытания скважин

На месторождении Южный Карабулак каротажные исследования в масштабе глубин 1:500 проводились по всему стволу скважин для решения геологических и геолого-технических задач. Промыслово-геофизические исследования в открытом стволе скважин в масштабе глубин 1:200 выполнялись с целью литологического расчленения разрезов продуктивных горизонтов, количественной оценки основных подсчетных параметров – коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, глинистости коллекторов и определения их эффективных толщин.

Исследования в продуктивных отложениях проводились в скважинах, заполненных глинистым буровым раствором: удельный вес – 1,130-1,18 г/см³, вязкость – 40.0-45 сек, водоотдача – 6,0 см³/30сек.

Методы ГИС выполнялись, как правило, сразу после вскрытия продуктивного горизонта, что, учитывая параметры применяемых промывочных жидкостей, исключило возможность возникновения значительных репрессий на пласты.

Во всех скважинах по всему стволу скважин в масштабе глубин 1:500 выполнен стандартный каротаж методами КС, ПС, КВ, РК (гамма каротаж (ГК), нейтронно-гамма каротаж (НГК, ННК), инклинометрия, каверно-профелиметрия, термометрия, цементометрия. Детальные промыслово-геофизические исследования в интервале залегания целевых горизонтов этих же скважин выполнены в масштабе глубин 1:200 и включают в себя методы: ПС, РК (ГК, НГК или ННК двумя зондами), АК, ГГК, ИК, БК, МБК, ВИКИЗ и МКЗ.

Опробование скважин в эксплуатационных колоннах на месторождении проводилось по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследовательских работ, задавка и изоляционные работы.

С целью определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока, забойной температуры и давления, выявления возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны в скважине проведены в динамическом режиме следующие геофизические исследования комплексным прибором АГАТ-КСА-К9-М, содержащим датчики ВТ (высокочувствительный термометр), МН (манометр), ВЛГ (влагомер), РЕЗ (резистивиметр), СТ (термоиндикатор притока), РГД (большой и малый расходомер), ЛМ (локатор муфтовых соединений), ГК (гамма-каротаж для привязки глубин).

Глубины всех методов ГИС приведены к глубинам в открытом стволе скважины с использованием кривой ГК. Качество материалов удовлетворительное и соответствует допускам технических инструкций к скважинным приборам.

В процессе опробования применялись насосно-компрессорные трубы диаметром 73мм, спускаемые на 5-10м выше кровли вскрытого интервала. Вызов притока осуществлялся путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт, заменой глинистого раствора на нефть. После получения притока нефти из пласта производилась очистка скважины через 7-10мм штуцера до восстановления естественных фильтрационно-емкостных свойств пласта. Показателем качественной очистки являлось стабильное фонтанирование нефти и отсутствие фильтрата бурового раствора и твердых частиц, что определялось при работе через сепаратор.

В зависимости от полученного притока пластового флюида проводился соответствующий комплекс исследований. При получении фонтанирующего притока нефти, исследовательские работы начинали с замера начального пластового давления, пластовой температуры глубинными манометрами.

В период замера рост давления регистрировался показаниями устьевых манометров через 3-10 минут в начале и 30-60 минут в конце. Давление считалось восстановленным, когда показания повторялись три раза в пределах погрешности манометров. После восстановления давления производился замер градиента давления по стволу через каждые 50м с выдержкой в каждой точке по одному часу. При необходимости отбора глубинной пробы из объекта, скважина переводилась на 1,5-2мм штуцера и производился отбор глубинной пробы из объекта пробоотборником ВПП-300 в количестве 3-х проб. Затем исследование производилось методом установившихся отборов на 3-5 режимах и после максимального режима скважина закрывалась на КВД с постоянной регистрацией измерения давления на забое и на устье до выхода на статическое положение.

По результатам опробования на месторождении Южный Карабулак выделены горизонты: М-II – в коллекторах арыкумского горизонта нижнего неокома; Ю-I - в коллекторах кумкольской свиты верхней юры. Коллектора нижнемеловых отложений – нефтенасыщенные, коллектора в отложениях верхней юры – водонасыщенные. Опробование продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне проводилось в четырех скважинах десятью объектами. Результаты опробования приведены в таблице 1.7.1

1.8 Нефтегазоносность

Месторождение Южный Карабулак расположено на северной половине центральной части Аксайской горст-антиклинальной зоны Арыкумского прогиба, на локальной структуре Южный Карабулак, где домезозойский фундамент приподнят, образуя палеоподняtie.

Нефтегазонакопление групп месторождений Арыкумского прогиба приурочено к песчаным коллекторам арыкумского горизонта нижнего неокома (М-I и М-II), а также к коллекторам верхней (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III), средней (Ю-IV) и нижней юры (Ю-IV, Ю-V), в зависимости от структурного расположения отложений перечисленных горизонтов и свит. При

водонасыщенности верхних горизонтов и слишком высокого положения от палеоподнятий, перспективными на нефтегазонакопления являются следующие нижезалегающие горизонты, при этом они должны быть или прислонены к поднятиям или непосредственно их перекрывать. Во всех месторождениях Арыскупского прогиба главным структурным фактором нефтегазонакопления является наличие палеоподнятий домезозойского структурного этажа.

Основным литологическим фактором являются песчаные породы, очень редко гравелиты, конгломераты и глинистые песчаники.

При нахождении залежей углеводородов непосредственно на поднятиях – месторождение газонефтяное, в остальных случаях – нефтяное.

В некоторых месторождениях газонефтяные залежи приурочены к выветрелым частям палеозой-протерозойских пород, т.е. к коре выветривания – элювиальным образованиям. Условия нефтегазонакопления при этом должны быть: наличие сохраненного элювия; нахождение элювия гипсометрически выше основных нефтеносных коллекторов нижнего мела и юры; наличие путей миграции нефти (разломы); перекрытие их флюидоупором нижнего неокома или верхней юры; наличие перекрывающей толщи мощностью не менее 850-900м.

При отсутствии элювиальных образований и наличия остальных условий, терригенно-карбонатные породы палеозоя сами становятся перспективными на нефть и газ. Основным источником генерации углеводородов считаются глинистые образования с высоким содержанием рассеянного и гомогенного органического вещества сапропелево-гумусового состава кумкольской, карагансайской и айбалинской свит юры.

В результате проведенных поисково-разведочных работ на структуре Южный Карабулак в 2008 году пробурены 4 скважины, общим метражом 6607м. Во всех четырех скважинах из отложений арыскупского горизонта нижнего неокома получены промышленные притоки нефти.

В результате обработки геологических (стратиграфии, литологии, палеонтологии), геофизических (сейсморазведки 2Д, переинтерпретации ГИС), опробовательских и испытательных работ на месторождении Южный Карабулак установлено пластовое строение залежей нефти.

Нефтяная залежь горизонта М-II выявлена в отложениях арыскупского горизонта нижнего неокома нижнего мела. Выявленная залежь внизу ограничена по поверхности водонефтяного контакта и сверху поверхностью кровля залежи.

В результате испытания получены фонтанные притоки нефти. В скважине 1 из интервала 1440-1446м получен промышленный приток нефти дебитом 120м³/сут на 9 мм штуцере. Рпл – 14,3 МПа, Тпл – 60 °С на глубине 1445 м.

В скважине 2 из интервала 1434 -1442м получен фонтанный приток нефти дебитом 218 м³/сут, на 9 мм штуцере. Рпл – 15,23 МПа, Тпл – 57 °С на глубине 1520 м. Кпрод. – 236,9 м³/сут. МПа.

В скважине 3 из объекта испытания 1414-1434м получен фонтанный приток нефти дебитом 219,7м³/сут, на 9 мм штуцере. Рпл – 15 МПа, Тпл – 57 °С на глубине 1483 м. Кпрод. – 936 м³/сут. МПа.

В скважине 4 из интервалов перфорации 1424-1428 м, 1430-1444м получен промышленный приток нефти дебитом 257 м³/сут на 9 мм штуцере. Рпл – 14,93 МПа, Тпл – 59 °С на глубине 1495 м.

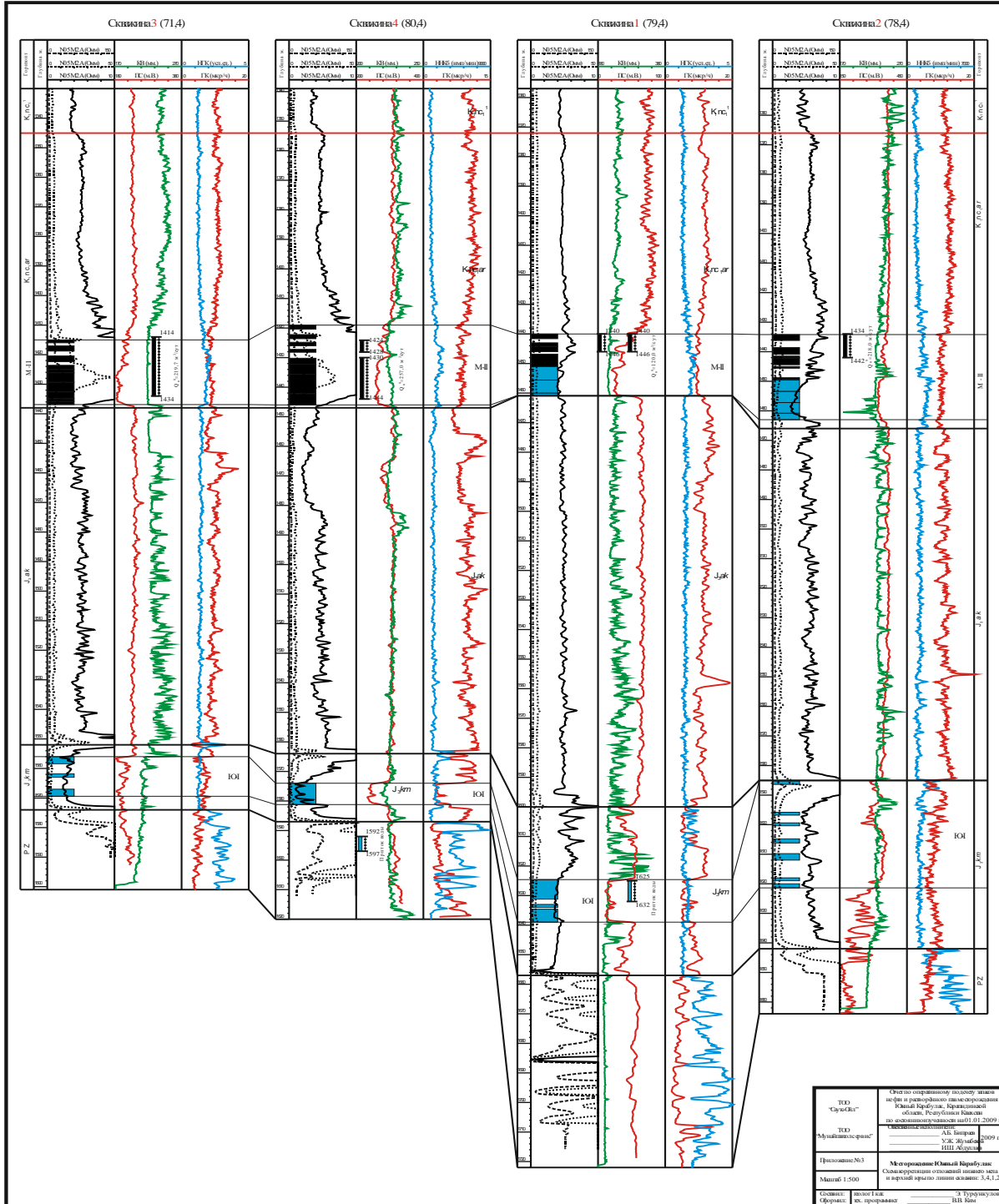


Рисунок 1.7.1 - Схема корреляции отложения нижней мелы и верхней юры по скважинам

Залежь пластовая, сводовая. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине 1 – 8,8 м. Пористость 0,159 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности -0,662 д.ед.; в скважине 2 – 8,3 м; 0,184; 0,549; в скважине 3 – 18,1; 0,188; 0,689; и в скважине 4 – 20,8; 0,177; 0,707 соответственно. ВНК принят на абсолютной отметке – 1371,2 м. Размеры залежи 3,57 x 1,9 км, в южной и центральной частях ширина доходит до 2,2 км, а на северной части уменьшается до 1,2-1,3 км, высота залежи – 30,0 м, площадь – более 6000 тыс.м². Продуктивность горизонта М-II доказана опробованием всех четырех скважин и получен приток нефти – от 120 до 257 м³/сут на 9 мм штуцере.

Коллектор горизонта М-II на изученной части месторождения являются относительно литологически однородным. Расчлененность горизонта М-II от 4 (скв. 1 и 3) до 5 (скв. 2 и 4), в среднем 4,5 песчанистость от 0,55 (скв. 2) до 0,94 (скв. 1) и в среднем составляет 0,764 д.ед.

Горизонт Ю-I опробован пятью объектами в четырех скважинах. В скважинах 1 и 2 при испытании двух объектов в интервалах 1625-1632 м и 1584-1590 м получены притоки воды с плотностью 1,051 и 1,052 г/см³, соответственно. В скважинах 1, 3 и 4 при опробовании горизонта Ю-I притоков из трех объектов не получено – «сухие».

Отложения коры выветривания опробованы одним объектом в скважине 4 в интервале 1592-1597 м, получен приток воды.

Таблица 1.7.1 - Результаты опробования скважин отражены в таблице

№.№ пп	№.№ скв.	Объекты и интервалы испытания	Горизонты		
			М-II	Ю-I	PZ
1	1	I. <u>1625-1632</u> -1545,6-1552,6		Вода	
		II. <u>1600-1608</u> -1520,6-1528,6		Сухо	
		III. <u>1440-1446</u> -1360,6-1366,6	нефть		
2	2	I. <u>1584-1590</u> -1505,6-1511,6		Вода	
		II. <u>1434-1442</u> -1355,6-1363,6	нефть		
3	3	I. <u>1549-1553</u> -1477,6-1481,6		Сухо	
		II. <u>1414-1434</u> -1342,6-1362,6	нефть		
4	4	I. <u>1424-1428,</u> <u>1430-1444</u> -1343,6-1347,6 -1349,6-1363,6	нефть		
		II. <u>1562-1566</u> -1481,6-1485,6		Сухо	

		III. <u>1592-1597</u> -1511,6-1516,6			Вода
--	--	---	--	--	------

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти описаны 4 пробами из скважин 2, 3 и 4.

Нефть продуктивного горизонта М-II легкая. Величина плотности изменяется от 0,786 до 0,801 г/см³, в среднем составляя 0,794 г/см³. Средние содержания: серы - 0,14%, смол силикагелевых - 2,02%, асфальтенов - 0,15%, парафина - 3,56%, механических примесей - 0,04%. Выход бензиновых фракций составляет 39,17%, керосиновых - 61%. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 4,09 мкм²/с. Температура застываения +1,5⁰С. (Таблица 1.7.2)

Нефти арыкумского продуктивного горизонта относятся к классу малосернистых, подклассу низкосмолистых, типу парафинистых.

В продуктивном горизонте М-II величина динамической вязкости нефти при средней температуре продуктивного резервуара 57⁰С и пластовом давлении 15,1 МПа варьирует от 0,75 мПа·с до 0,96 мПа·с, в среднем составляя 0,84 мПа·с. Лабораторные исследования проб пластовой нефти проводились на стационарной установке типа АСМ, позволяющей получать значения характеристик нефти с точностью, достаточной для инженерных расчетов, которые производятся при оценке запасов углеводородов и разработке месторождения.

Плотность нефти в пластовых условиях изменяется от 0,655 до 0,711 г/см³. Объемный коэффициент пластовой нефти изменяется в пределах 1,180 до 1,296, в среднем составляя величину 1,234. Пересчетный коэффициент равен - 0,810.

Величина газосодержания изменяется от 71,83 м³/т до 82,79 м³/т, в среднем составляя 77,98 м³/т. Величина усадки нефти варьирует в пределах 15,25 % до 21,45 %. Коэффициент растворимости газа в нефти равен в среднем 9,43 м³/м³ · МПа.

Состав растворенного газа в основном, пропановый. Средние содержания составляют: метана - 15,26%, этана-9,26%, пропана - 30,72 %, бутанов - 24,38 %. Низка концентрация высших гомологов, гексана + высшие - 0,52%.

В растворенном газе также минимальны содержания углекислого газа 0,99%. Сероводород отсутствует, содержание кислорода 3,39%. Удельный вес газа по отношению к воздуху в среднем составляет - 1,525кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-II пропан-бутанового состава.

По товарным качествам растворенный газ условно классифицируется как жирный газ.

На месторождении Южный Карабулак по результатам проведенных геолого-геофизических исследований в 2009 году произведен подсчет запасов в следующем объеме и по категории:

Запасы нефти по категории C₁-геологические 3351тыст; извлекаемые запасы 1809тыс.т.

Запасы растворенного газа по категории C₁- геологические 261млн.м³; извлекаемые 141млн.м³.

Таблица 1.7.2 - Физико-химические свойства поверхностных проб нефти

№ скв.	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см ³	Молекулярный вес, кг/моль	Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С, мкМ ² /с	Температура застывания, ⁰ С	Групповой углеводородный состав, %						Фракционный состав по Энглеру, %						
						парафин	сера	вода	смолистые кагелевые	асфальтены	мех. примеси	н.к., ⁰ С	100 ⁰ С	150 ⁰ С	200 ⁰ С	250 ⁰ С	300 ⁰ С	к.к., ⁰ С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Южный Карабулак																		
Горизонт М-II																		
2	1434-1442	0,791	149,83	4,35	-3	1,6	0,13	3	1,2	0,11	0,03	35	15	27	38	47	62	340
3	1414-1434	0,801	158,46	3,73	+2	3,5	0,14	5	3,2	0,15	0,06	35	13	28	37	47	59	360
4	1424-1428 1430-1444	0,786	145,79	4,8	+10	8,4	0,14	отс.	1,0	0,1	0,03	30	12	30	40	47	57	385
	1424-1428 1430-1444	0,795	152,43	3,62	+1	2,8	0,17	отс.	2,3	0,27	0,05	25	18	32	45	55	65	355
<i>Среднее по скважине 4</i>		0,79	149,11	4,21	+5,5	5,6	0,16	отс.	1,65	0,18	0,04	27,5	15	31	42,5	51	61	370
<i>Среднее по горизонту М-II</i>		0,793	152,47	4,09	+1,5	3,56	0,14	4	2,02	0,15	0,04	32,5	14,3	29	39,17	48	61	357

2. Специальная часть

2.1 Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и изотопный состав нефти месторождения Южный Карабулак

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 Южный Карабулак по результатам палеонтологического исследования керна отнесены по к нерасчлененным визейско-серпуховским ярусам нижнего карбона.

Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных отложений месторождения изучены полевыми и лабораторными исследованиями. На месторождении Южный Карабулак отбор кернового материала производился во всех скважинах. На петрофизические исследования по продуктивному горизонту М-II по скважине 4 было отобрано 7 образцов керна, проведены петрографические исследования керна с описанием шлифов в количестве 2 штук.

Для обеспечения интерпретации данных ГИС и обоснования подсчетных параметров были проведены комплексы петрофизического исследования керна: пористость полная и открытая, абсолютная газопроницаемость-параллельно напластованию пород, карбонатность, глинистость, плотность объемная, гранулометрический состав, остаточная водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление. Исследования керна проводились при атмосферных условиях.

Подготовка образцов к исследованиям осуществлялась в соответствии с существующими стандартами и инструкциями.

Все образцы отмывались от природных солей, находящихся в остаточной воде. При наличии в образцах керна углеводородов они экстрагировались в аппаратах Сокслета.

По результатам петрофизических исследований были построены зависимости:

- проницаемости от пористости;
- плотности от пористости;
- пористости от глинистости;
- пористости от карбонатности;
- проницаемости от глинистости;
- проницаемости от карбонатности;
- гистограмма распределения гранулометрических фракций.

Данные петрофизических анализов керна для построения зависимостей приведены в таблице 2.1.1

Таблица 2.1.1 - Результаты петрофизических анализов керна

Лабор. №	Гори- зонт	Интервал отбора кернa,	№ образ- ца	Описание образца	Уд.вес породы г/см ³	Плотн. зерен г/см ³	Пористость		Фракционный состав, д.ед.						Карбо- нат- ность %	Газо- прони- цаемость мД
							Кп откр. д.ед.	Кп полн. д.ед.	более 1мм	1.0-0.5	0.5- 0.25	0.25- 0.1	0.1- 0.01	менее 0,01		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	18
Южный Карабулак																
Скважина 4																
1	М-II	1427-1428	2024	Песчаники	2,29	2,69	0,1465	0,1487	.-	.-	0,0020	0,0250	0,6805	0,1530	0,1395	0,333
2		"	2025	Песчаники	2,03	2,67	0,2366	0,2397	.-	.-	0,0030	0,3675	0,4305	0,1520	0,0470	365,325
3		"	2026	Песчаники	2,31	2,69	0,1360	0,1413	0,0100	0,0780	0,1205	0,2365	0,3915	0,0995	0,0640	3,135
4		1428-1429	2027	Песчаники	2,30	2,68	0,1388	0,1418	0,0265	0,1115	0,1010	0,2030	0,4100	0,0875	0,0605	7,197
5		"	2028	Песчаники	1,92	2,66	0,2724	0,2782	0,0015	0,0280	0,4150	0,3660	0,0745	0,0295	0,0855	5215,179
6		"	2029	Песчаники	2,12	2,66	0,1982	0,203	0,0060	0,0565	0,2150	0,2600	0,3260	0,0315	0,1050	227,941

При обработке петрофизических данных керн по продуктивному горизонту М-II на представленном графике зависимости проницаемости от пористости (рис.2.1) с величиной корреляции 0,8581 граничное значение открытой пористости принимается равным 13% при проницаемости 1 мД и описывается уравнением $K_{пр}=7E+0,9K_{п}$. Зависимость свидетельствует о возрастании значений проницаемости с возрастанием пористост

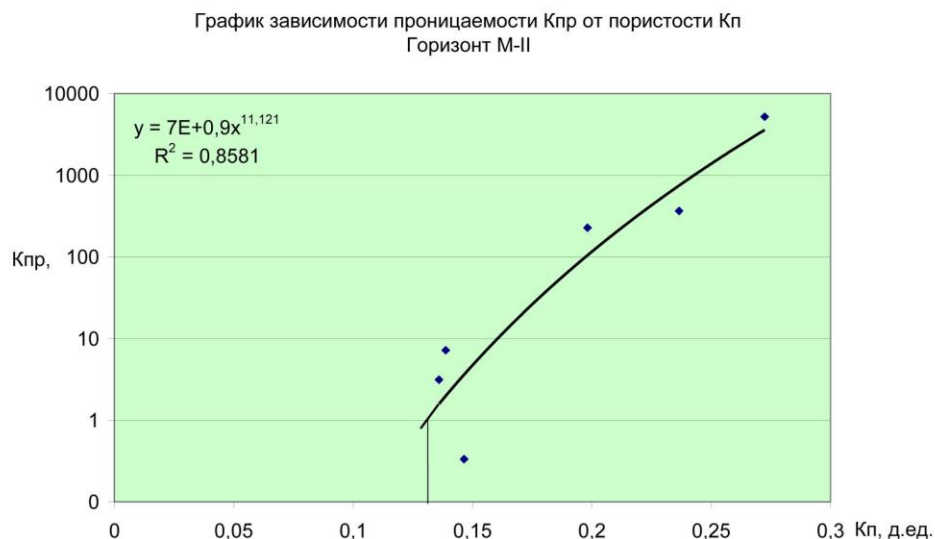


Рисунок 2.1 - График зависимости проницаемости $K_{пр}$ от пористости $K_{п}$ Горизонт М-II

Существует тесная связь плотности от пористости пород, что подтверждается зависимостью на рис.2.2, описываемой уравнением $K_{пл}=-2,8635K_{п}+2,5213$ с коэффициентом корреляции 0,9977. Скелетная плотность коллекторов равна 2,52 г/см³.

График зависимости плотности Кпл.п. от пористости Кп
Горизонт М-II

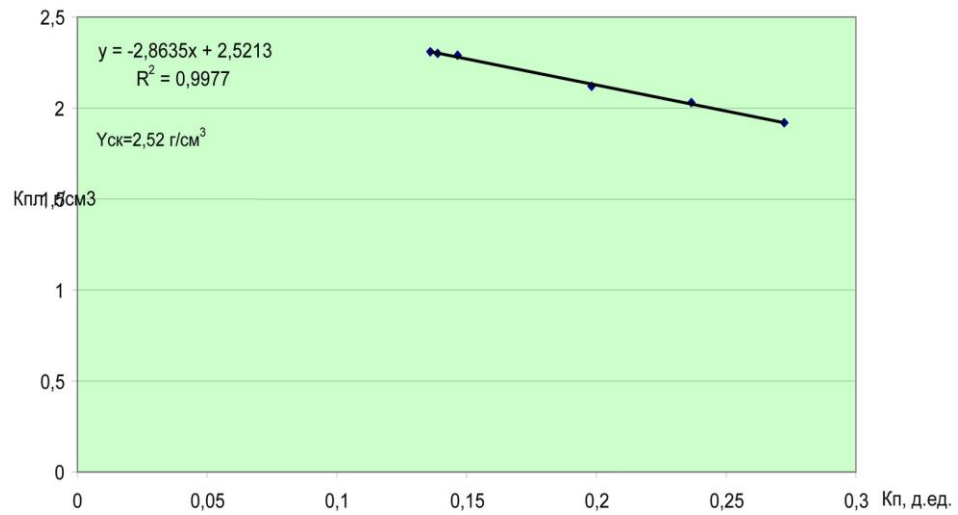


Рисунок 2.2 – График зависимости плотности Кпл.п. от пористости Кп
Горизонт М-II

Зависимости между коэффициентами пористости и проницаемости от карбонатности и глинистости не существует (рис. 2.3, 2.4, 2.5 и 2.6).

График сопоставления пористости Кп и глинистости Кгл
Горизонт М-II

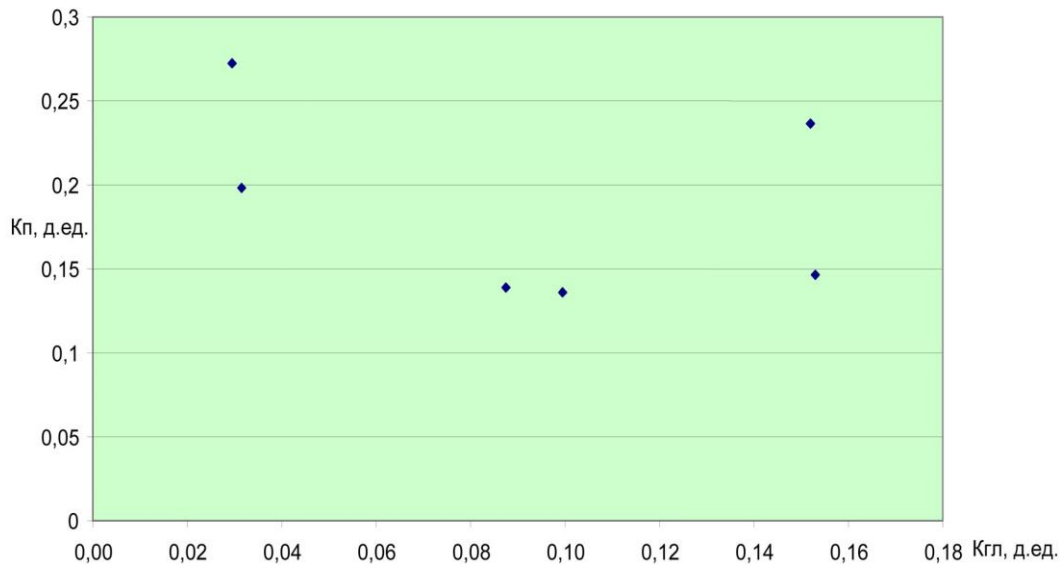


Рисунок 2.3 – График сопоставления пористости Кп и глинистости Кгл
Горизонт М-II

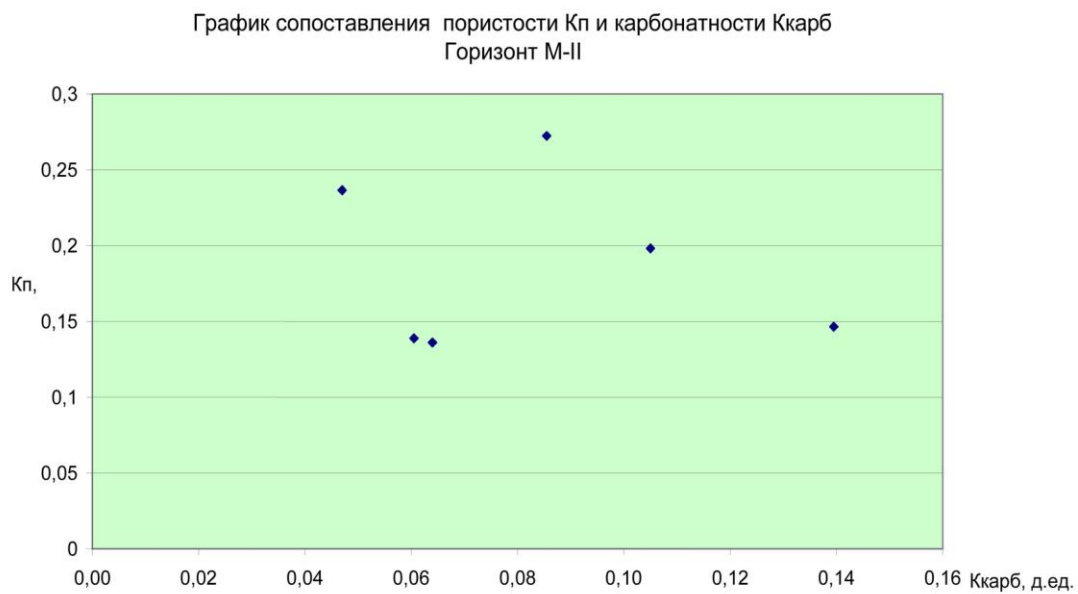


Рисунок 2.4 – График сопоставления пористости K_p и карбонатности $K_{карб}$
Горизонт М-II

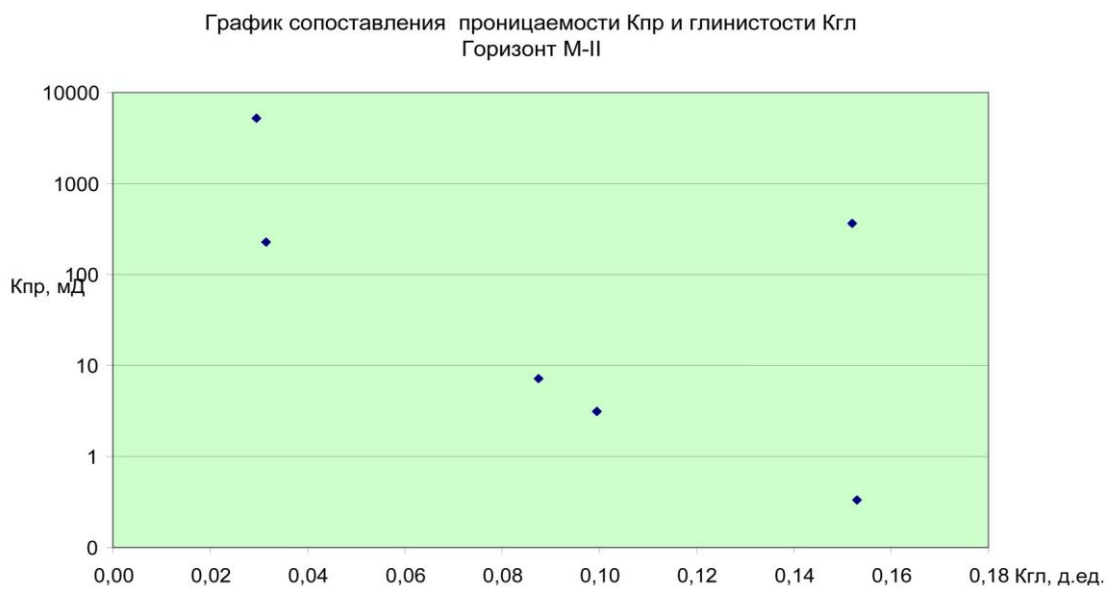


Рисунок 2.5 – График сопоставления проницаемости $K_{пр}$ и глинистости $K_{гл}$
Горизонт М-II

Гистограмма распределения фракций (рис. 2.7) показывает, что коллекторы разномерные, с преобладанием среднезернистых фракций

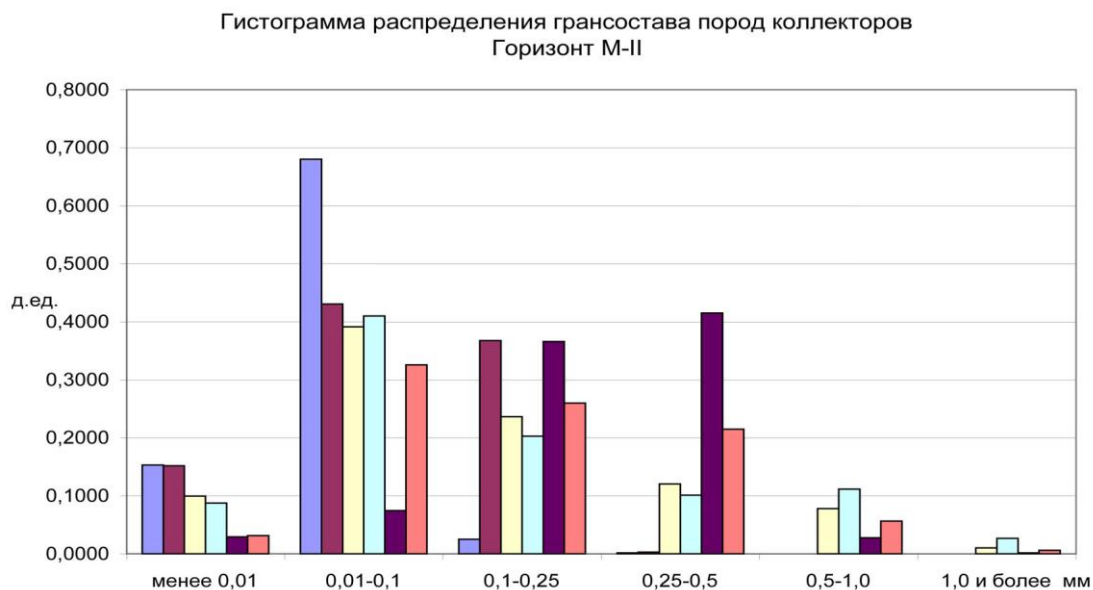


Рисунок 2.7 – Гистограмма распределения грансостава пород коллекторов Горизонт М – II

2.2 Литолого-физическая характеристика коллекторов

Продуктивный горизонт М-II вскрыт всеми скважинами. Породы представлены песчаниками с прослоями алевролитов. Песчаники серые, мелко-среднезернистые, алевритистые, полимиктовые, со спорадически поровым карбонатно-глинистым цементом, слабосцементированные.

Текстура неясновыраженная слоистая, обусловленная субпараллельной ориентировкой удлиненных обломочных частиц, пластинок слюд. Структура алевро-псаммитовая, средне-мелкозернистая. Сортировка обломочного материала плохая, с преобладанием мелкозернистой псаммитовой фракции. Форма обломков полуокатанная, полуугловатая, удлиненная.

Состав обломочной части: обломки зерен кварца, калиевых полевых шпатов, плагиоклазов. Из обломков пород присутствуют микрокварциты, кремнистые породы, глинистые породы, слюдисто-кремнистые сланцы, основные массы эффузивных пород, ожелезненные породы. В количестве 3-5% присутствуют листочки биотита и мусковита, часто расщепленные и деформированные. Встречаются единичные зерна глауконита, черного рудного минерала, а также лейкоксенизированного рудного минерала.

Цемент спорадически-поровый. Представлен мелкочешуйчатым глинистым веществом, а также средне-мелкозернистым карбонатным веществом. Присутствует небольшая примесь тонкорассеянных минералов гидроокислов железа, а также коричневатого-черного органического вещества.

По результатам анализов кернa фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов по продуктивному горизонту М-II изменяются в следующих пределах:

диапазон изменения пористости составляет 13 – 27,24 %, среднее значение – 18,81 %; проницаемость меняется в пределах от 3,135 до 5215 мД, среднее значение равно – 1163,76 мД; плотность породы от 1,92 до 2,31 г/см³, среднее значение – 2,16 г/см³; карбонатность от 4,7 до 13,95 %, среднее – 8,35%; глинистость от 2,95 до 15,3 %, среднее значение равно – 9,22 %.

Алевриты коричневые, песчанистые, с прослоями серых песчаников, среднезернистые, слабокарбонатные.

Флюидоупором над коллекторами являются глины и аргиллиты красно-коричневые, плотные, с прослоями алевритов.

2.3 Изотопный состав нефти месторождения Южный Карабулак

Несмотря на то, что нефть залегает в различных геологических условиях, элементный состав её колеблется в узких пределах. Он характеризуется обязательным наличием пяти химических элементов - углерода, водорода, серы, кислорода и азота при резком количественном преобладании первых двух. Содержание углерода в нефтях колеблется в пределах 83-87%, водорода в нефтях 11-14%. Из других элементов в нефтях чаще всего встречается сера, её содержание в отдельных нефтях достигает 6-8%. Содержание кислорода, азота в пределах 1%.

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, геотемпературы и палеотемпературные условия, фазовый состав углеводородов. Так как два возможных источника углерода нефтей – органическое вещество морского и континентального происхождения – они отличаются по изотопному составу, и сказываются на изотопном составе нефтей, принадлежащих различным фациям.

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 может служить признаком их генетической однотипности или генетического различия.

Большой интерес для выяснения геохимической истории нефтей представляет изотопный состав нефтей, т.е. соотношение в них изотопов углерода, водорода, серы и азота. По имеющимся данным, отношение масс различных изотопов в нефтях составляет: ¹²C/¹³C 91-94, Н/Д (¹H/²H) 3895-4436, ³²S/³⁴S - 22-22,5, ¹⁴N/¹⁵N - 273-277.

Изотопы – атомы с одним и тем же числом протонов, но с разным числом нейтронов.

Различные компоненты одной и той же нефти имеют неодинаковый изотопный состав элементов. Низкокипящие фракции характеризуются облегчённым составом углерода. Различие в протонном составе наблюдается и для отдельных классов соединений (например, ароматические углеводороды богаче изотопом ^{13}C , чем парафиновые углеводороды).

Впервые изучением изотопного состава нефти 1945 году занялся С. Вест. Он обнаружил, что нефть характеризуется большой величиной $\text{C}^{12}/\text{C}^{13}$ (порядка —4% в значениях δC^{13}). Изотопный состав нефти слабо меняется по разрезу и площади месторождения без видимой закономерности. Позже отношение $\text{C}^{12}/\text{C}^{13}$ в небольшом числе образцов нефти определили Л. В. Трофимов (1952) и Г. Крейг (1954). Оба исследователя указали высокие значения $\text{C}^{12}/\text{C}^{13}$. Значения $\delta^{13}\text{C}$ нефти варьируют от - 18 до - 34‰, среднее значение составляет -28‰.

Для оценки качества добываемой нефти и выбора методов её дальнейшей переработки большое значение имеет распределение содержащихся в ней углеводородов по температурам кипения. Лабораторные исследования химического состава нефтей начинают с фракционной перегонки: отбирают узкие фракции, выкипающие в пределах двух-трёх, а иногда и одного градуса. В этих фракциях определяют содержание отдельных групп или индивидуальных углеводородов.

При лабораторном техническом контроле от начала кипения до 300°C отбирают 10-градусные, а затем 50-градусные фракции.

На промышленных перегонных установках выделяют фракции, выкипающие в более широких температурных интервалах. Такие фракции обычно называют *дистиллятами*. Перегонку на таких установках вначале проводят при атмосферном давлении, отбирая следующие дистилляты:

- бензиновый (н.к. ÷ 170-200°C);
- лигроиновый (160 ÷ 200°C);
- керосиновый (180 ÷ 270-300°C);
- газойлевый (270 ÷ 350°C).

Промежуточные:

- керосино - газойлевый (270 ÷ 300°C);
- газойле - соляровый (300 ÷ 350°C);
- кубовый остаток - мазут.

Из фракций, выкипающих до 350°C, смешением составляют так называемые светлые нефтепродукты:

бензины авиационные и автомобильные; бензины и лигроины - растворители; керосины - реактивное и тракторное топливо; осветительный керосин; газойли - дизельное топливо.

Кубовый остаток (более 350°C) - мазут, перегоняют в вакууме для предотвращения разложения компонентов, входящих в его состав, получая масляные дистилляты: соляровый, трансформаторный, веретённый, автоловый, цилиндрический и кубовый остаток - гудрон (или полугудрон).

Масляные дистилляты идут на приготовление смазочных масел и пластичных смазок.

Из гудрона (полугудрона) получают наиболее вязкие смазочные масла и битум.

В зависимости от месторождения нефти имеют отличие по фракционному составу, выражающееся в различном выходе бензиновых, керосиновых и других фракций.

Изотопный состав углерода является показателем, идентифицирующим генезис углеводородов по отношению к зонам нефтегазообразования в конкретном разрезе. Органическое вещество морского и континентального происхождения, они заметно отличаются по изотопному составу, и, следовательно, это отражается на изотопном составе нефтей, принадлежащих различным фациям.

Для решения генетических задач и выяснения особенностей формирования нефтяных месторождений для проведения сравнительного анализа были отобраны пробы нефтей из мезозойских, палеозойских отложений, а также из зоны контакта палеозоя с мезозойским осадочным чехлом Арыскупского прогиба. Большинство нефтей Арыскупского прогиба парафинистые (содержание парафина до 15 % и более), малосернистые. Физико-химические характеристики исследуемого месторождения приведены в таблице 1.7.2.

Изотопные анализы выполнялись в аккредитованной лаборатории изотопных методов с учетом химподготовки проб погрешность которых составляет $\pm 0,5\%$. Результаты по углероду приведены к международному стандарту. Стандарт VPDB – это карбонат кальция белемнита позднемелового возраста. Величина $\delta^{13}\text{C}$ показывает разницу между изотопным составом образца и стандарта:

$$(1) \delta^{13}\text{C} = \frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{обр}} - (^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{ст}}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{ст}}} \times 1000\text{‰}$$

Ниже представлен изотопный состав углерода нефтей Аксайской группы месторождений Аксайской горст –антиклинали которая включает в себя месторождения Кенлык, Карабулак, Юго-Западный Карабулак и Южный Карабулак.

Таблица 2.3.1 - Изотопный состав углерода нефтей

Наименование	Интервал отбора	Возраст	Литология коллектора	Пл. t °С	$\delta^{13}\text{C}$ ‰
Аксайская группа месторождений	1468,0-1474,0	K ₁ nc	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	62,1	- 28,7
	1884,0-1885,5 1889,5-	J ₃	Песчаники, алевролиты	75,2	- 29,7

й	1892,5				
	1415,0- 1417,0 1418,5- 1420,5	K _{1nc}	Известняки серые, темно-серые с прожилками кальцита	57,4	- 28,7
	1291,8- 1303,0 1304,0- 1313,7	PZ		55,9	- 28,1
	1320,0- 1331,5	PZ		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 прожилками кальцита	57,4	- 28,3
	1416,0- 1432,0	PR	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	54,6	- 29,1
	1291,4- 1295,0 1300,0- 1306,0 1310,8- 1313,4	J-0	Пестроцветные глины, алевролиты с прослойками слабосцементированного песка	52,3	- 30,3
Ащисайская	1416,0- 1432,0	PR	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	54,6	- 29,1
	1291,4- 1295,0 1300,0- 1306,0 1310,8- 1313,4	J-0	Пестроцветные глины и алевролиты с прослоями слабосцементированного песка	52,3	30,3

Как видно из таблицы 2.3.1, вариация изотопного состава углерода $\delta^{13}\text{C}$ колеблется в пределах от $-27,6$ до $-30,3$ ‰.

Изотопный состав углерода нефтей

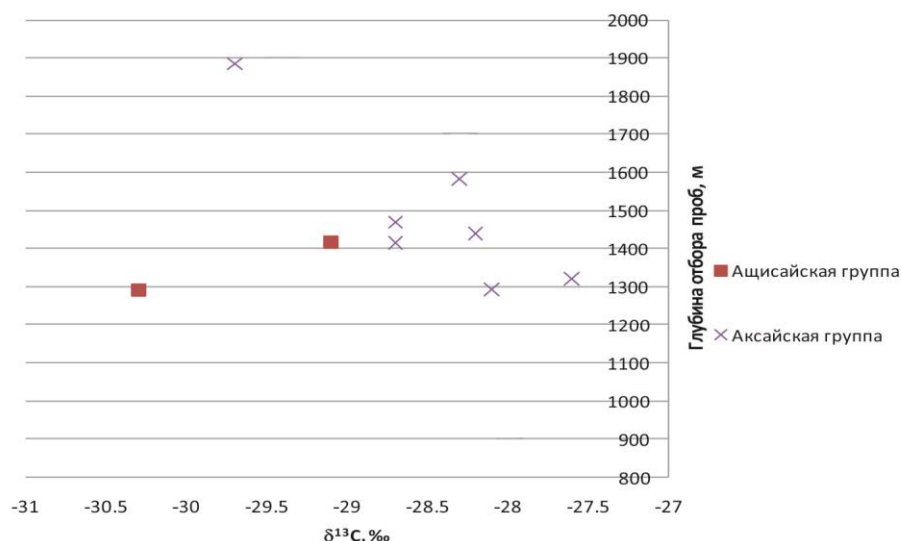


Рисунок 2.8 – График распределения изотопа углерода от глубины отбора проб

На основании полученных результатов построен график распределения изотопного состава углерода от глубины отбора проб. Изотопно легкие нефти Ащисайской группы 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.

Нефти Ащисайской группы 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 органическим веществом (ОВ) сапропелевого типа.

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.

Нефти Аксайской группы по изотопным данным тоже можно разделить на две подгруппы. Первая подгруппа нефтей с изотопно легким составом углерода $\delta^{13}\text{C}$ $-28,7$ – $-29,7$ ‰ залегает в более молодых породах мела и верхней юры. Вторая подгруппа представляет более изотопно тяжелые нефти $\delta^{13}\text{C}$ $-27,6$ – $-28,3$ ‰, они расположены в коре выветривания фундамента палеозойского возраста. Изотопно легкие нефти первой подгруппы могут быть образованы из одного источника. Вторая подгруппа, залегающая в палеозойском фундаменте, имеет другой источник. Формирование этих

залежей, возможно, происходило за счет подтока углеводородов из Арыскупской грабен синклинали.

Зависимость изотопного состава от глубины залегания имеет различную направленность для разных групп нефтей. Так, для Ащисайской групп наблюдается изотопное утяжеление с глубиной расположения залежи. А для нефтей Аксайской группы прослеживается обратная зависимость: изотопное облегчение с возрастанием глубины расположения залежи.

В целом нефти центральной части Арыскупского прогиба (Акшабулакская, Ащисайская группы нефтей) изотопно легкие, что может являться результатом их термической преобразованности. Такой узкий диапазон вариаций свидетельствует 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.

Также результаты анализа показали ярко выраженную зависимость изотопного состава нефтей от глубины отбора, а именно, для Ащисайской групп наблюдается изотопное утяжеление с глубиной расположения залежи, а для нефтей Аксайской группы прослеживается обратная зависимость: изотопное облегчение с возрастанием глубины расположения залежи. 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 Акшабулак-ского грабена и имеют один источник генерации из одного органического вещества.

Близкие значения геохимических параметров и одинаковый характер распределения n-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.

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 гаммацераана и диастеранов, что указывает на повышенную соленость бассейна, представлявшего собой, видимо, засоленную лагуну, в которой отлагалась преимущественно глинистая нефтематеринская толща.

3 Охрана недр и окружающей среды

3.1 Охрана недр

Загрязнение недр и нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы, растительности и т.д. Очевидно, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю промысла.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазовых месторождений являются разработка и выполнение профилактических и организационных мер.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Так, длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях показывает, что с ростом объемов закачки существенно уменьшается минерализация пластовых вод и концентрация хлоридов, и увеличивается концентрация сульфатов. Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи, в свою очередь увеличивает содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и способствует снижению проницаемости пластов. И этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды, имеющие в своем составе сульфаты, а нередко сульфатовостанавливающие бактерии.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации.

- обеспечение максимальной герметичности подземного и надземного оборудования;

- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;

- для предупреждения биогенной сульфатредукции необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;

- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промышленных сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки транспорта и хранения нефти;
- контроль за разработкой месторождения.

3.2 Охрана атмосферного воздуха

Основными источниками загрязнения воздуха является технологическое оборудование, которое применяется на месторождениях: печи подогрева нефти, резервуары, аппараты буферных емкостей, насосов, сепараторов, соединений трубопроводов, газотурбинные двигатели, котлы котельных, факельные системы.

Предусмотрены следующие мероприятия по уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- работа печей, котлов и газотурбинных двигателей будут полностью автоматизированы, с установлением контроля за параметрами в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи газа и отвода дымовых газов со 100% контролем соединений;
- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;
- разработка и внедрение специальных устройств факельного горения;
- ликвидация земляных нефтехранилищ (очистка замазученности);
- соблюдение техники безопасности при работе с горюче-смазочными материалами.

3.3 Охрана подземных вод от загрязнения и истощения

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые воды, фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений.

Водоснабжение месторождения должно осуществляться с учетом охраны и комплексного использования водных ресурсов.

Источниками водоснабжения, для хозяйственной нужды для технического водоснабжения используются воды сеноманских отложений.

Для технического водоснабжения используются воды верхне-альб-сеноманских отложений. В целях охраны надземных вод в районе размещения водозабора предусматривается санитарная охранная зона для предотвращения бактериального и химического загрязнения надземных вод.

Так как продуктивные водоносные горизонты надежно защищены мощной глинисто-мергелистой толщей, достаточно установить 2 пояса охраны.

Первый пояс – зона строгого режима, второй пояс – зона ограничений. Первый пояс включает в себя участок водозабора и территорию, ограниченную радиусом в 30м от крайних скважин водозабора. При этом зона санитарной охраны технического водозабора распространяется на значительную часть месторождения.

В пределах второго пояса запрещаются работы в недрах (сброс и захоронения сточных вод), не допускаются сооружения объектов, представляющих опасность с точки зрения загрязнения подземных вод; требуется регулировать все строительные работы и запрещается производить работы, нарушающие защитный слой.

Учитывая большую мощность покровных глин, можно считать, что водоносные горизонты достаточно надежно защищены от падения загрязнений с поверхности земли. Наибольшую опасность представляет некачественная изоляция водоносных горизонтов при бурении скважин; нарушение целостности скважин, цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников. В связи с этим необходимо провести специальное исследование изменения качества вод продуктивных водоносных горизонтов сенона и турона при случайных утечках из нефтяных скважин, также выполнить исследования влияния на состояние скважин таких факторов, как возможные посадки толщи пород, качество закачиваемых вод.

Основные требования к охране подземных вод сводятся к следующим мероприятиям:

- качественное выполнение нефтедобывающих нагнетательных скважин и поддержание требуемого их состояния в течение всего периода разработки;
- надежная изоляция амбаров, хранилищ отходов и прочих с применением экологически чистых и дешевых материалов;
- организация мониторинга пресных подземных вод с обязательным наблюдением за водоотбором из эксплуатационных скважин, уровнями подземных вод и их качеством.

3.4 Охрана почвы

В процессе разработки нефтегазового месторождения почва загрязняется нефтью, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Нефть и другие компоненты, попадая в почву, вызывают значительные, а порой необратимые изменения ее свойств – образование битумозных солончаков, гудронизацию, цементацию и тому подобное. Эти изменения влекут за собой ухудшение состояния растительности и биопродуктивности земель. В результате нарушения почвенного покрова происходит эрозия почв, дефляция, криогенез. Грунты месторождения представлены глинистыми и песчаными

фракциями, суглинок легкий, песок разномерный, глина пылеватая и песчаная.

Основные мероприятия по охране почвы:

- герметизация систем сбора, сепарации, транспорта нефти;
 - автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
 - валовка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти;
 - максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт, для предупреждения излива на рельеф;
 - организация движения транспорта только по автодорогам;
 - проводить качественную техническую рекультивацию земель.
- не допускать разливов ГСМ;
-соблюдать технику пожарной безопасности;
-осуществлять мониторинговые наблюдения за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель – комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. В почве действует механизм самоочищения и адаптации микроорганизмов. Приемы рекультивации создают нормальные условия для естественных механизмов самоочищения и адаптации микроорганизмов, а также интенсифицирует этот процесс.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении можно отметить, что рассматриваемое месторождение Южный Карабулак в административном отношении расположено в Улытауском районе Карагандинской области Республики Казахстан, а в географическом отношении в южной части Тургайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

В геологической части были рассмотрены геолого-геофизические исследования, проведенные на площади начиная с 1960 года.

Детально описывается геологическое строение месторождения Южный Карабулак, где участвуют отложения протерозойской, палеозойской группы, юрской, меловой, палеогеновой, неоген - четвертичных систем, литологическая характеристика вскрытых горизонтов, где основным литологическим фактором являются песчаные породы, очень редко гравелиты, конгломераты и глинистые песчаники.

В тектоническом отношении Южный Карабулак расположено в пределах северной части Аксайской горст-антиклинальной зоны, в ее центральной части. В геологическом строении месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: домезозойский складчатый и платформенный, описание которых в данной дипломной работе.

Также описывается гидрогеологическая характеристика, где выделены основные водоносные горизонты в отложениях верхнего мела и палеогена.

Переломным моментом стало 2008год, когда на структуре Южный Карабулак пробурены 4 поисково-разведочные скважины (№ 1, 2, 3 и 4), которые подтвердили продуктивность отложений арыскупского горизонта нижнего мела. Первооткрывательницей месторождения стала скважина № 1, где получен фонтанный приток нефти из отложений нижнего мела. Залежь пластовая, сводовая. Продуктивность горизонта М-II доказана опробованием всех четырех скважин и получен приток нефти – от 120 до 257 м³/сут на 9 мм штуцере.

Нефти продуктивного горизонта легкая, малосернистая, относится подклассу низкосмолистых, типу парафинистых.

В специальной части детально описывается физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и изотопный состав нефти месторождения Южный Карабулак. Даны результаты отбора керн из всех скважин, результаты петрографических исследований продуктивного горизонта М-II, литолого-физическая характеристика коллекторов.

Также рассмотрены вопросы по изотопному составу нефтей Аксайской группы месторождений, в том числе и Южный Карабулак. Исходя из исследований нефти можно сделать вывод что нефти Аксайской группы по изотопным данным можно разделить на две подгруппы. Первая подгруппа нефтей с изотопно легким составом углерода $\delta^{13}\text{C}$ $-28,7-29,7$ ‰ залегает в более молодых породах мела и верхней юры. Вторая подгруппа представляет более изотопно тяжелые нефти $\delta^{13}\text{C}$ $-27,6-28,3$ ‰, они расположены в коре выветривания фундамента палеозойского возраста.

Изотопно легкие нефти первой подгруппы могут быть образованы из одного источника. Вторая подгруппа, залегающая в палеозойском фундаменте, имеет другой источник. Формирование этих залежей, возможно, происходило за счет подтока углеводородов из Арыкумской грабен синклинали. На основании полученных результатов построен график распределения изотопного состава углерода от глубины отбора проб.

Немало важным фактором при разработке месторождений является мероприятия по охране недр и окружающей среды, что закреплено законодательством Республики Казахстан. В данной дипломной работе предусмотрены все необходимые мероприятия по охране недр, подземных вод от загрязнения и истощения, почвы, атмосферного воздуха.

Для наглядности дипломная работа сопровождается графическими приложениями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР

1. Нукунов М.К., Болат Е. Строение и перспективы нефтегазо-носности Нижнесырдарьинского свода в зоне сочленения с Южно-Торгайским бассейном / Известия Национальной академии наук Республики Казахстан.
2. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331.
3. Авроов П.Я., Ли А.Б Геологические предпосылки к поискам нефти и газа в Южном Казахстане, Алма-Ата: «Казахстан».1968г.
4. Александров М.Н., Пупышев И.А. Основные вопросы стратиграфии девона и карбона Южных Районов Центрального Казахстана. «Советская Геология». 1956 г, №22.
5. Бакиров С.Б. «Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Малого Каратау». Геология и горное дело КазПТИ. АлмаАта. 1965г.
6. Бигараев А.Б., Филипьев Г.П. Особенности геологического строения и закономерности размещения залежей углеводородов в Арыскупском прогибе Южно-Торгайской впадины. //Нефть и газ. 2009. № 2.С.50-56.
7. Жолтаев. Г.Ж., и др. «Тектоническое развитие и нефтегазоносность Южно-Торгайского бассейна», Алматы. 2004 г.
8. Исказиев К.О., Ажгалиев Д.К.. Перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойского комплекса Южно-Торгайской впадины. //Нефть и газ. 2009. № 6. С. 22-33.
9. Акчулаков У.А., Жылкайдаров С.Е., Жолтаев Г.Ж. и др. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов углеводородного сырья Республики Казахстан. Кокшетау. 2002г
- 10.Алексеев Ф.А., Крылова Т.А. Генезис нефтяных углеводородов по данным изотопных исследований // Геология нефти и газа.1974г.
- 11.Даукеев С.Ж., Ужкенов Б.С., Абдулин А.А. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана: в 3 т., Алматы 2002г.
- 12.Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Южный Карабулак, Карагандинской области, РК по состоянию изученности на 01.01.2009год
- 13.Жолтаев Г.Ж., Шахабаев Р.С. и др. «Тектоническое развитие и нефтегазоносность Южно-Торгайского прогиба» Алматы, 2004.
- 14.Диссертация Р.К. Мадешева «Исследование геодинамической обстановки осадконакопления и формирования нефтегазоносности доюрского комплекса Арыскупского прогиба»
- 15.Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана» третье издание, 2016г

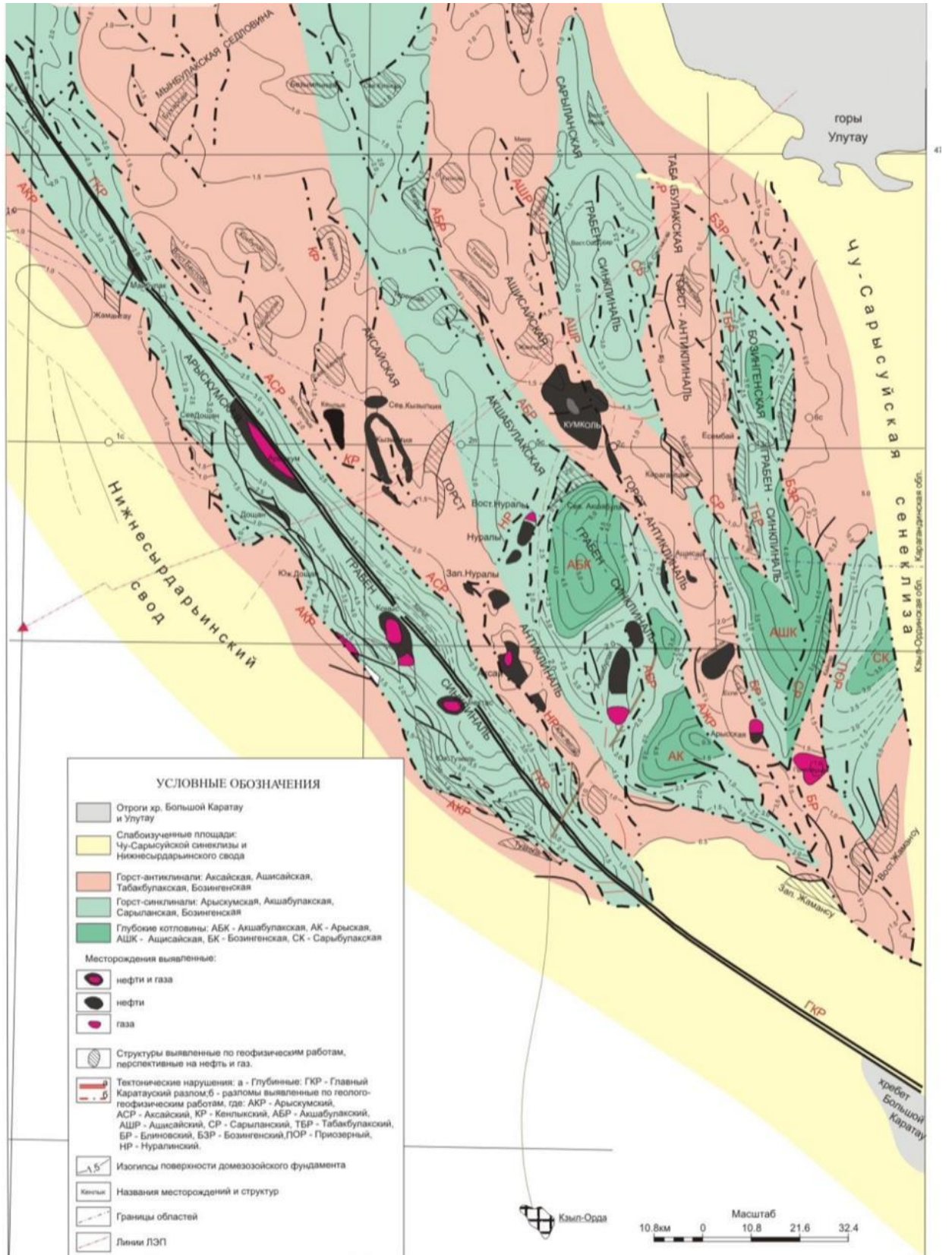
Обзорная карта района работ Приложение А



Масштабы 1:4000000

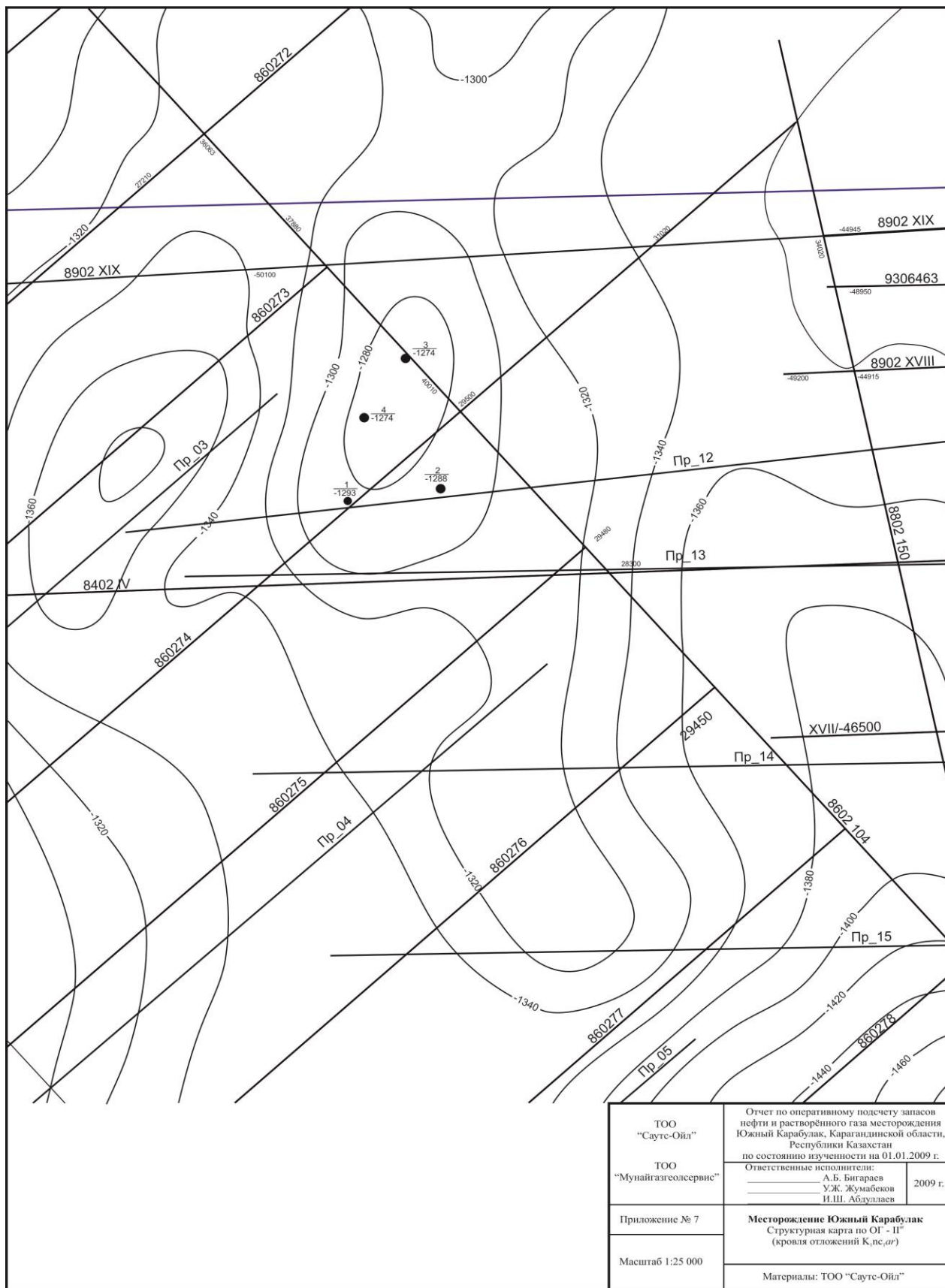
Тектоническая карта Арыскупского прогиба

Приложение В



М: 1:500 000

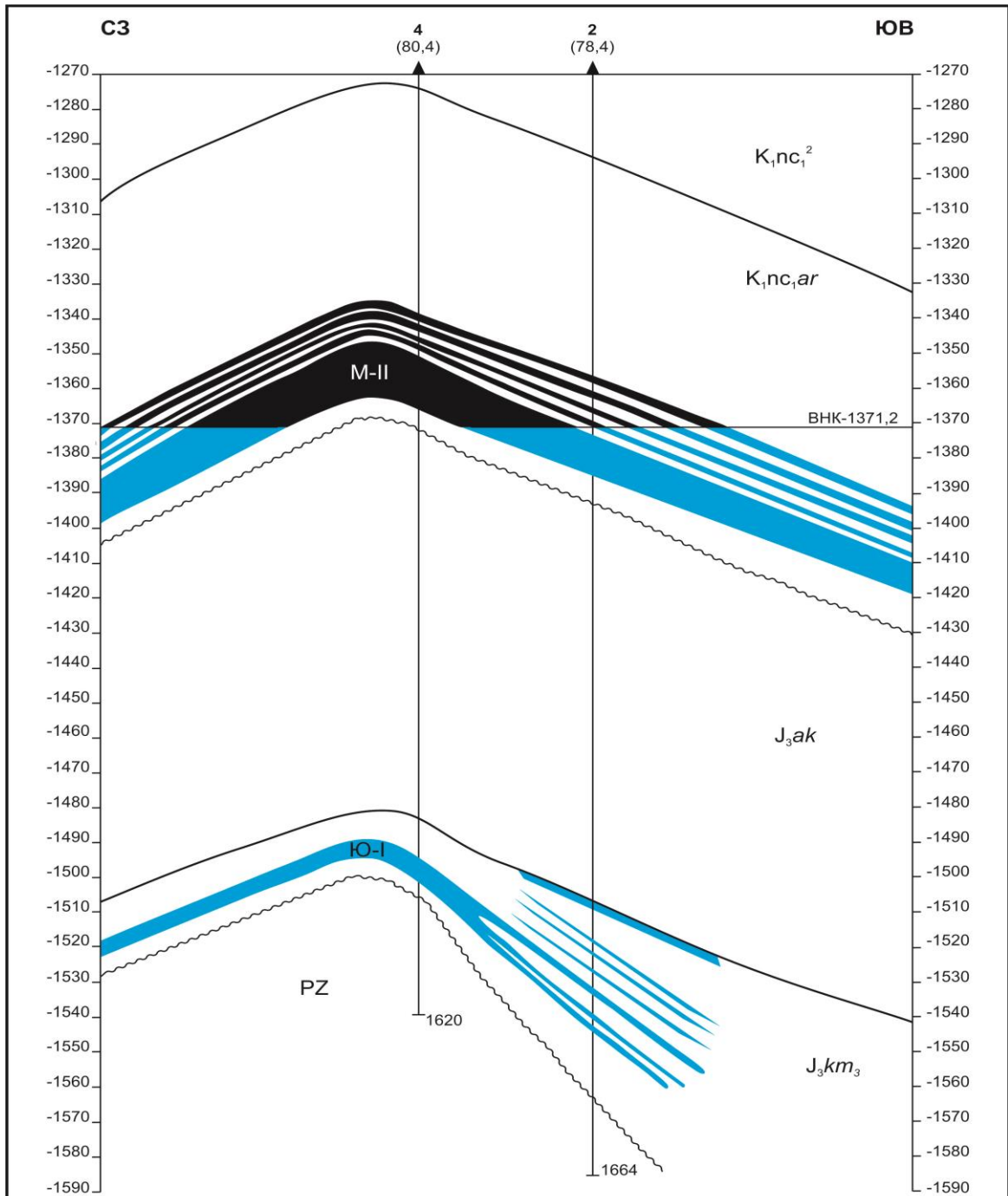
Структурная карта Приложения Г



ТОО "Саутс-Ойл"	2009 г.	Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Южный Карабулак, Карагандинской области, Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.01.2009 г.
ТОО "Мунайгазгеолсервис"		Ответственные исполнители: _____ А.Б. Бигараев _____ У.Ж. Жумабеков _____ И.Ш. Абдуллаев
Приложение № 7	Месторождение Южный Карабулак Структурная карта по ОГ - ПГ (кровля отложений К,пс,ар)	
Масштаб 1:25 000	Материалы: ТОО "Саутс-Ойл"	

Масштаб 1:25000

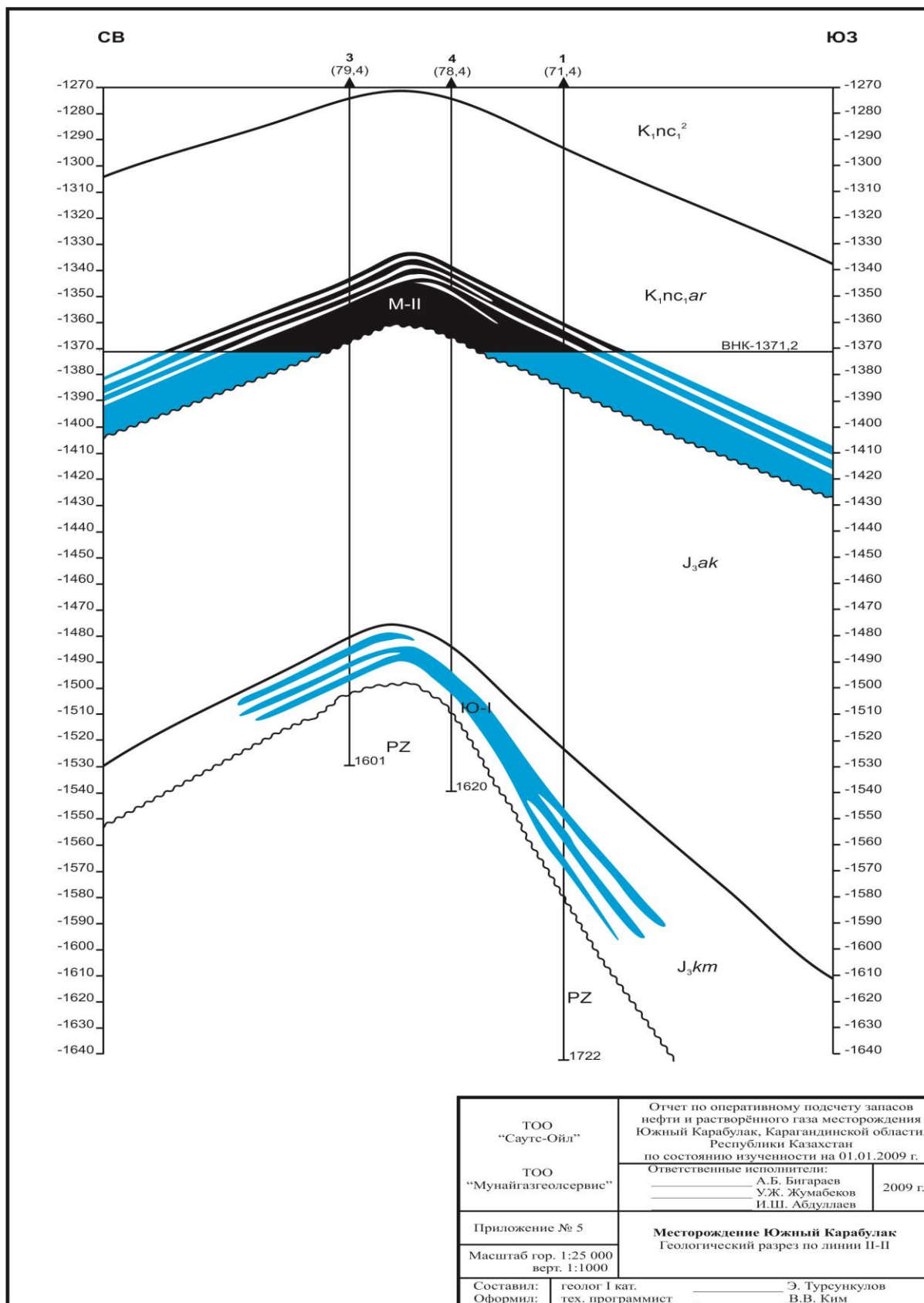
Геологический разрез по линии I-I Приложение Д



TOO "Саутс-Ойл"	Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Южный Карабулак, Карагандинской области, Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.01.2009 г.	
TOO "Мунайгазгеолсервис"	Ответственные исполнители: _____ А.Б. Бигараев _____ У.Ж. Жумабеков _____ И.Ш. Абдуллаев	
Приложение № 4	Месторождение Южный Карабулак Геологический разрез по линии I-I	
Масштаб гор. 1:25 000 верт. 1:1000	2009 г.	
Составил:	геолог I кат. _____ Э. Турсункулов	
Оформил:	тех. программист _____ В.В. Ким	

Масштаб гор 1:25000; верт 1:1000

Геологический разрез по линии П-П Приложение Е



Масштаб гор 1:25000; верт 1:1000

Университеттің жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаменті
директорының ұқсастық есебіне талдау хаттамасы

Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры көрсетілген еңбекке қатысты дайындалған Плагиаттың алдын алу және анықтау жүйесінің толық ұқсастық есебімен танысқанын мәлімдейді:

Автор: Утебаев Арафат

Тақырыбы: 2023_БАК_Утебаев Арафат.doc

Жетекшісі: *Смиебаева Р.Т.*

1-ұқсастық коэффициенті (30): 1.7

2-ұқсастық коэффициенті (5): 1

Дәйексөз (35): 0.4

Әріптерді ауыстыру: 0

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 0

Ақ белгілер: 0

Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді :

Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, қорғауға жіберіледі.

Осы жұмыстағы ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жұмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілсін.

Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауға жіберілмейді.

Негіздеме: *Еңбекте табылған ұқсастықтар рұқсат етілген шектен аспағыз*

Күні

01.06.23

Кафедра меңгерушісі



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Утебаев Арафат

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: 2023_БАК_Утебаев Арафат.doc

Научный руководитель: *Смобаева Р.К.*

Коэффициент Подобия 1: 1.7

Коэффициент Подобия 2: 1

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 0

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, являются законными и не являются плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрываия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата

01.06.23

проверяющий эксперт

Заимствования, выявленные в работе, являются законными и не являются плагиатом. Р.К. Смобаева Р.К.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Утебаев Арафат

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: 2023_БАК_Утебаев Арафат.doc

Научный руководитель: *Смюбаева Р.К.*

Коэффициент Подобия 1: 1.7

Коэффициент Подобия 2: 1

Микропробелы: 0

Знаки из здругих алфавитов: 0

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата

01.06.23

Заведующий кафедрой



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

РЕЦЕНЗИЯ

На дипломную работу

Бакалавр: Утебаев Арафат Алтаевич

Специальность: 6В07202 – «Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых»

Тема дипломного проекта: «Тектоническое строение Южного Тургая
и изучение геологического строения нефтегазоносности и анализ физико-
химических свойств нефти на месторождении Южный Карабулак»

Текст рецензии:

Рецензируемый дипломный проект соответствует предъявленным
требованиям и выданному заданию. Дипломный проект состоит из введения,
4 глав и заключения. Все части логически связаны между собой и темой
дипломной работы.

В ходе работы над темой автор показал владение общими и
профессиональными компетенциями: понимает сущность и социальную
значимость своей профессии, умеет осуществлять поиск и использование
информации, необходимой для эффективного выполнения задач, понимает
роль и значение организации и выполнения работ.

Материал в работе изложен грамотно, логично, структурированно.

По дипломной работе особых примечаний не было обнаружено.

Рецензент:

Руководитель лаборатории
Литологии и инженерной геологии
Института Геологических наук им. К.И.Сатпаев


(подпись) _____ Фазылов.Е.М

«**ЖАҢЫ БӨЛІМІ**» 2023г.



Ф КазНИТУ 706-17. Рецензия

Утебаев Арафат Алтаевич
по специальности: 6В05201 – «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ На дипломную работу бакалавра

Тема: «Тектоническое строение Южного Тургая и изучение геологического строения нефтегазоносности и анализ физико-химических свойств нефти на месторождений Южный Карабулак»

Дипломный проект Утебаев Арафат Алтаевич выполнен в соответствии с заданием руководителя проекта, в рамках требований университета. В дипломной работе отражены геологическое строение, геофизическая история развития месторождения, литология, тектоника и нефтегазоносность и детально рассмотрены вопросы, касающиеся физико-литологической характеристики коллекторов продуктивных горизонтов и изотопного состава нефти месторождения Южный Карабулак. Тема дипломного проекта раскрыта полностью, изложение материала четкое и последовательное. Дипломный проект бакалавра по специальности 6В05201 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

Научный руководитель

Доктор PhD, старший преподаватель

 Смабаева Р.К.

«1» Июня 2023 года



Метаданные

Название

2023_БАК_Утебаев Арафат.doc

Автор






Утебаев Арафат Научный руководитель / Эксперт

Подразделение

ИГИНГД

Оповещения

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся текстовых искажений. Эти искажения в тексте могут говорить о ВОЗМОЖНЫХ манипуляциях в тексте. Искажения в тексте могут носить преднамеренный характер, но чаще, характер технических ошибок при конвертации документа и его сохранении, поэтому мы рекомендуем вам подходить к анализу этого модуля со всей долей ответственности. В случае возникновения вопросов, просим обращаться в нашу службу поддержки.

Замена букв		0
Интервалы		0
Микропробелы		0
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		8

Объем найденных подоби

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



KPI1

25

Длина фразы для коэффициента подобия 2



KPI2

14923

Количество слов



KC

73682

Количество символов

Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	https://magazine.neftegaz.ru/articles/gosregulirovanie/547843-energeticheskie-vektory-kazahstana/	50	0.34 %
2	https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/LoadFile/73266	39	0.26 %
3	https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/PublicHearingDetail?hearingId=5357	33	0.22 %
4	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1741	28	0.19 %
5	http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital:3279/SOURCE01	21	0.14 %

6	Коллекция КарТУ 3/22/2023 Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda State Technical University)	16	0.11 %
7	Коллекция КарТУ 3/22/2023 Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda State Technical University)	13	0.09 %
8	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1741	13	0.09 %
9	http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital:3279/SOURCE01	9	0.06 %
10	https://magazine.neftegaz.ru/articles/gosregulirovanie/547843-energeticheskie-vektory-kazahstana/	9	0.06 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	----------	---

из домашней базы данных (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	----------	---

из программы обмена базами данных (0.19 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	Коллекция КарТУ 3/22/2023 Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda State Technical University)	29 (2) 0.19 %

из интернета (1.51 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	https://magazine.neftegaz.ru/articles/gosregulirovanie/547843-energeticheskie-vektory-kazahstana/	59 (2) 0.40 %
2	https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/LoadFile/73266	52 (3) 0.35 %
3	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1741	46 (3) 0.31 %
4	https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/PublicHearingDetail?hearingId=5357	33 (1) 0.22 %
5	http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital:3279/SOURCE01	30 (2) 0.20 %
6	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/24116	6 (1) 0.04 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	СОДЕРЖАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	------------	---