

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

Утикеев Алимжан Ануарұлы

Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении Северной бортовой
части Прикаспийской впадины

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология



ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении Северной бортовой части Прикаспийской впадины»

6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Выполнил



Утикеев А.А.

Научный руководитель
Кандидат технических
наук
«9» 06. 2025 г.
Омирзакова Э.Ж.

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

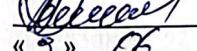
Кафедра гидрогеологии, инженерная и нефтегазовая геология

6В05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ГииНГ
кандидат технических наук,

ассоциированный профессор

 Эуелхан Е.С.

«3» 06 2025 г

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Утикеев Алимжан Ануарулы

Тема: «Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении Северной бортовой части Прикастайской впадины»

Утверждено приказом Член правления – проректора по академическим вопросам №26-П/Ө от «26» января 2025 г.

Срок сдачи законченной работы: «11» июня 2025г.

Исходные данные к дипломной работе: были получены при прохождении практики, кроме этого использовались материалы из интернет ресурсов.

Краткое содержание дипломной работы:

а) Общие сведения о месторождении;

б) Проведенные геологоразведочные работы на Чинаревском месторождении;

в) Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении

Перечень графического материала: из 14 слайдов

Рекомендуемая основная литература: из 15 найменований

1 Багринцева К.И. Карбонатные породы - коллекторы нефти и газа. - М.: Недра, 1977.

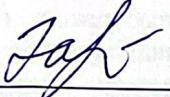
2 Мстиславская Л. П. Нефть и газ — от поисков до переработки. М., ЦентрЛит Нефтегаз, 2008.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю и консультантам	Примечание
Общие сведения о месторождение	26.03.2025 - 10.04.2025	
Обзор геологоразведочных работ	10.04.2025 - 22.04.2025	
Оценка лабораторных проб керна	22.05.2025 - 15.05.2025	
Анализ геологоразведочных работ	15.05.2025 - 22.05.2025	
Оценка воздействия на окружающую среду	22.05.2025 - 29.05.2025	

Подписи

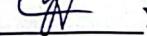
консультантов и норм контролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения о месторождений	Э.Ж. Омирзакова, кандидат технических наук, старший преподаватель	19.05.2025	
Обзор геологоразведочных работ	Э.Ж. Омирзакова, кандидат технических наук, старший преподаватель	19.05.2025	
Оценка лабораторных проб керна	Э.Ж. Омирзакова, кандидат технических наук, старший преподаватель	19.05.2025	
Анализ геологоразведочных работ	Э.Ж. Омирзакова, кандидат технических наук, старший преподаватель	19.05.2025	
Нормконтролер	Э.М. Кульдеева старший преподаватель, PhD	06.06.2025	

Научный руководитель

 Омирзакова Э.Ж.

Задание принял к исполнению обучающийся

 Утикеев А.А.

Дата

«9» 06 2025г.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыс Прикаспий ойпатының солтүстік бортына орналасқан Чинарев мұнай-газ конденсатты кен орнында жүргізілген геологиялық барлау жұмыстарының талдауына арналған. Тақырыптың өзектілігі - жоғары мұнай-газ әлеуетіне ие тұзасты кешендерінің геологиялық құрылымын жан-жақты зерттеу қажеттілігімен негізделеді.

Жұмыста қиманың литологиялық-стратиграфиялық ерекшеліктері қарастырылып, кен орнының тектоникалық құрылымына талдау жасалды, өнімді горизонттар мен коллекторлардың жату жағдайларына сипаттама берілді. Сондай-ақ, Прикаспий синеклизасының солтүстік бортындағы геодинамикалық ерекшеліктерге де назар аударылған.

Зерттелген деректер негізінде кен орнын әрі қарай игерудің болашагы туралы қорытындылар жасалды, оның ресурстық әлеуетіне баға берілді. Жұмыс кемірсүтек кен орындарын барлау мен игерудің келесі кезеңдерін жоспарлау барысында қолдануға болады.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа посвящена анализу геологоразведочных работ, выполненных на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении, расположенном в северной бортовой части Прикаспийской впадины. Актуальность темы обусловлена необходимостью более детального изучения геологического строения подсолевых комплексов, обладающих высоким нефтегазовым потенциалом.

В работе рассмотрены литолого-стратиграфические особенности разреза, проведён анализ тектонического строения месторождения, дана характеристика продуктивных горизонтов и условий залегания коллекторов. Также уделено внимание геодинамическим особенностям северного борта Прикаспийской синеклизы.

На основе изученных данных сделаны выводы о перспективности дальнейшего освоения месторождения, дана оценка его ресурсного потенциала. Работа может быть использована при планировании дальнейших этапов разведки и эксплуатации углеводородных залежей.

ANNOTATION

This thesis is devoted to the analysis of geological exploration works carried out at the Chinarev oil and gas condensate field, located in the northern flank of the Pre-Caspian Basin. The relevance of the topic lies in the need for a detailed study of the geological structure of sub-salt complexes, which possess high hydrocarbon potential.

The study examines the lithological and stratigraphic features of the section, analyzes the tectonic structure of the field, and provides a description of productive horizons and reservoir conditions. Attention is also given to the geodynamic characteristics of the northern flank of the Pre-Caspian syneclyse.

Based on the analyzed data, conclusions are drawn regarding the prospects for further development of the field, and its resource potential is evaluated. The research can be used in planning the next stages of exploration and exploitation of hydrocarbon deposits.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Геологическая часть	8
1.1 Общие сведения о месторождении	8
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	8
1.3 Тектоническая характеристика месторождения	19
1.4 Нефтегазоносность	22
1.5 Гидрологические условия	24
2 Методическая часть	26
2.1 Обзор и оценка геологоразведочных работ	26
2.2 Отбор керна	30
2.3 Анализ геологоразведочных работ	32
3 Оценка воздействия на окружающую среду	34
3.1 Краткая характеристика компонентов окружающей среды	34
3.2 Охрана флоры и фауны	35
3.3 Охрана гидросферы	37
Заключение	38
Список использованной литературы	39
Приложение А - Литолого-стратиграфическая колонка по Чинаревскому нефтегаконденсатному месторождению	40
Приложение Б - Структурная карта по отражающему горизонту D2bs – кровля бийских отложений	41
Приложение В - Химический состав пластовых вод месторождения Чинаревское	42

ВВЕДЕНИЕ

Ряд геологоразведочных работ на Северной бортовой части Прикаспийской впадины, доказал перспективы нефтегазоности в регионе. Перспективы нефтегазоности характеризуются подсолевыми отложениями. В данном регионе самым крупным месторождением является Карабаганак, а в 35 километров к северо-западу от него расположено Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение.

По результатам геологоразведочных работ, его ресурсы оцениваются в 49 миллиардов кубометров природного газа и 35 миллионов тонн нефти. Месторождение находится в Зеленовском районе Западно-Казахстанской области Республики Казахстан, на международной границе с Российской Федерацией.

Целью дипломной работы, является анализ геологоразведочных работ. В работе особое внимание уделяется литолого-стратиграфическим особенностям разреза, тектоническому строению, особенностям размещения и строения продуктивных горизонтов подсолевого комплекса, а также общей характеристике нефтегазоносности исследуемой территории. Дополнительно рассматривается геодинамическая специфика северного борта Прикаспийской синеклизы. Актуальность выбранной темы обусловлена подсолевыми комплексами, а также необходимостью уточнения геологического строения исследуемого участка, что имеет важное значение для последующей оценки перспектив нефтегазоносности.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение было выявлено в 1991 году после того, как в ходе испытаний скважины номер 4, приуроченной к бийскому горизонту среднего девонского периода, был зафиксирован приток газа. Продуктивные залежи представлены карбонатными коллекторами, относящимися к разным стратиграфическим и литологическим слоям, залегающим на значительных глубинах.

С точки зрения административного деления, месторождение входит в состав Чинаревского лицензионного участка и расположено в Западно-Казахстанской области, вблизи казахстанско-российской границы, примерно в 79 километрах северо-восточнее города Уральск.

Орфографически участок характеризуется местностью южных отрогов Общего Сырта, переходящих в холмисто-равнинный рельеф с выраженной эрозионной расчленённостью — сетью балок, оврагов и ручьёв. Район месторождения находится в пределах водораздела между реками Урал и Чаган. Южнее по территории протекает река Урал, а по самому месторождению проходят малые реки — Ембулатовка, Елтышевка и Быковка.

Чинаревское месторождение обладает благоприятным географическим и экономическим положением. В 73 км к юго-востоку находится крупное Караганакское нефтегазоконденсатное месторождение, обладающее развитыми производственными, перерабатывающими и логистическими мощностями. В числе действующих предприятий — малотоннажный комплекс по переработке конденсата в светлые нефтепродукты под маркой «Конденсат».

Инфраструктура месторождения включает в себя ряд ключевых объектов:

- эксплуатационные скважины с линиями выкида;
- площадку установки подготовки нефти (УПН 1/2);
- установку по удалению меркаптанов из нефти (УДН);
- газоподготовительные установки (УКПГ 1/2/3);
- магистральную насосную станцию (МНС);
- трубопровод ЧНГКМ – Ростоши (пос. Белес);
- магистральный газопровод от УКПГ до системы «Интергаз Центральная Азия».

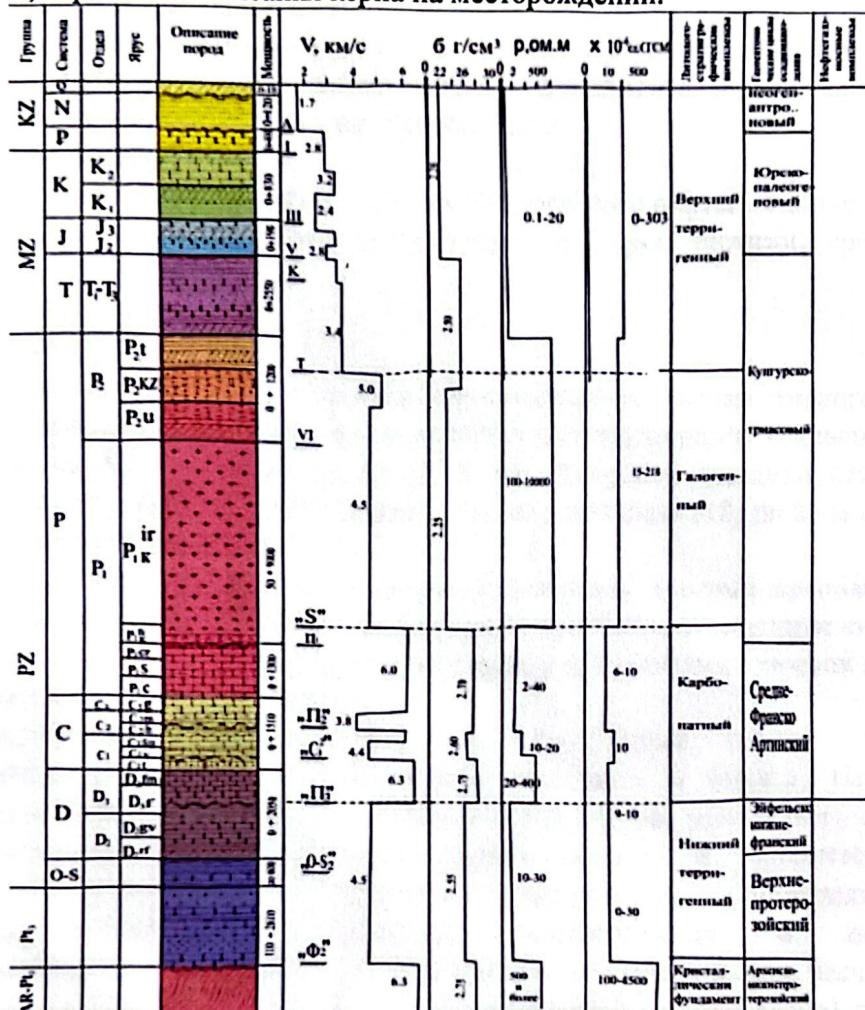
Для хранения и отгрузки товарной нефти железнодорожным транспортом функционирует нефтепаливной терминал в районе посёлка Белес.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

На месторождении Чинаревское бурением вскрыты породы протерозойского кристаллического фундамента (скважины П-9, 10) и осадочных отложений палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста на максимальную глубину 5375 м (скважина 22).

Осадочный чехол района, залегающий на раннепротерозойско-архейском кристаллическом фундаменте, состоит из подсолевого, соленосного и надсолевого мегакомплексов отложений. Перспективы нефтегазоносности связываются преимущественно с подсолевым мегакомплексом, который в свою очередь подразделяется на литолого-стратиграфические комплексы.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе обобщения результатов литолого-петрографических, палинологических анализов, каротажа и описания керна на месторождении.



Наиболее древними образованиями являются породы кристаллического фундамента, который вскрыт двумя скважинами (скважины П-9, 10) и представлен буровато-розовыми крупнозернистыми гранитами и гранитогнейсами нижне-протерозойского возраста с максимально вскрытой толщиной 48 м (скважина П-9). В прикровельных гранитах отмечены признаки выветривания, но явных следов выветривания нет.

К размытой поверхности фундамента приурочен отражающий горизонт Ф. **Палеозойская группа – РZ**

Разрез палеозоя начинается с девонских отложений, несогласно залегающих на отложениях протерозойского фундамента, и включает породы девонской, каменноугольной и пермской систем.

Девонская система - D

Девонские образования в пределах Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел - D1

Эмский ярус - D1e

Наиболее древними являются терригенные отложения эмского яруса, которые вскрыты в 27 скважинах, из которых полную толщину вскрыли только 2 скважины (П-9 (80,4 м), 10 (47,4 м)). Вскрытая толщина отложений изменяется от 1 м (Северо-Восточный участок, скважина 218) до 83 м (Северо-Восточный участок, скважина 20).

Литологически ярус представлен гравелитами, которые преобладают в разрезе скважины П-9, песчаниками, которые преобладают в разрезе скважины 10 и переходят вверх по разрезу в алевролиты, и аргиллитами, прослои которых встречаются в обеих скважинах.

Аргиллиты зеленовато-серые, участками бурые, неясно слоистые, массивные, слюдистые, с включениями ангидрита и пирита. Песчаники неотчетливо пятнистые светло-зеленовато-серой окраски массивные участками горизонтально-слоистые преимущественно мелко- и среднезернистые слюдистые плотные. Гравелиты светло-серые, мелкопятнистые, полевошпатово-кварцевые, плотные, разнозернистые, в основном мелкозернистые, с отдельными зернами кварца размером до 2,5 см, песчанистые (10 - 20 процентов). Цемент серицито - глинистый (15 - 20 процентов), порового типа образовался в основном в результате разрушения полевых шпатов, реже биотита. Сортировка обломочной части плохая, окатанность слабая.

К кровле нижнедевонских отложений приурочен отражающий сейсмический горизонт D1.

Средний отдел - D2

В среднем отделе выделяются два яруса: эйфельский и животский.

Эйфельский ярус - D2 ef

В основании залегает преимущественно глинисто-карбонатная толща, развитая в прогибах между выступами фундамента. В разрезе яруса выделяются нижнеэйфельские в составе бийских и верхнеэйфельские - афонинские

(клинцовско-мосоловские) карбонатные отложения. Карбонатные породы преимущественно темно-серые, буровато-серые, представлены доломитами и известняками биохемогенными, органогенно-сгустковыми, сгустково-комковатыми, редко строматопорово-водорослевыми, иногда детритовыми, с зернами, иногда мелкими обломками известняка, образованного при размыве карбонатных тел. Глинисто-карбонатные породы темно-серые, пелитоморфные, массивные. Аргиллиты зеленовато-темно-серые, слабо известковистые, слоистые.

Бийские отложения вскрыты 42 скважинами, причем, в 28 из них вскрыта полная толщина, в остальных 16 подошва горизонта не вскрыта.

Литологически отложения представлены чередованием известняков и доломитов от светло до темно-буроватых, биоморфно-детритовых, иногда биогермных строматопоровых, местами амфипоровых. Органогенные остатки различной формы и размеров цементируются темноцветным цементом, содержащим мелкий органогенный детрит и примесь битума.

К кровле бийских отложений приурочен отражающий горизонт D2bs. В пределах бийского продуктивного горизонта D2ef(bs) выделяются три газоконденсатные залежи: две на Западном и одна на Северо-Восточном участках.

Отложения афонинского надгоризонта (клинцовско-мосоловские и черноярские) вскрыты в 46 скважинах, из которых полная толщина вскрыта в 38 скважинах, в 3 скважинах кровля эродирована.

Клинцовско-мосоловские отложения представлены, как и бийские, карбонатными породами, которые перекрываются преимущественно аргиллитовой толщей черноярских слоев. В основании клинцовско-мосоловской толщи прослеживается относительно маломощный глинистый пласт (20 м), являющийся покрышкой для залежи в бийских отложениях.

Афонинские (клинцовско-мосоловские) карбонатные отложения литологически представлены темно-серыми плотными глинистыми известняками с прослойками органогенно-обломочных разностей, сложенных криноидиями, брахиоподами, иногда спикулами губок. Редко отмечаются прослои с амфипорами. Отложения преимущественно глубоководные морские карбонаты и глинистые карбонаты толщиной от 52,7 м (Южный участок, скважина 31) до 127,1 м (Западный участок, скважина 4).

На Чинаревском месторождении продуктивный горизонт, связанный с этими слоями, называется афонинским.

К кровле клинцовско-мосоловских отложений приурочен отражающий горизонт D2af. В пределах афонинского продуктивного горизонта D2ef(af) выделяются две газоконденсатные залежи: одна на Западном и одна на Северо-Восточном участках.

Завершается афонинский надгоризонт в полных разрезах платформенного типа относительно небольшой по толщине пачкой аргиллитов, относимой к черноярскому горизонту, который вскрыт 45 скважинами, причем, полную толщину вскрыли 32 скважины, в остальных 13 скважинах кровля эродирована,

в трех скважинах отложения размыты. Толщина горизонта изменяется от 16,9 м (Северо-Восточный участок, скважина 20_2) до 69,3 м (Западный участок, скважина 219).

Аргиллиты темно-серые, черные, слоистые, плотные, средней крепости с прослойками известняков заглинизованных, частично доломитизированных глубоководной фации, часто битуминозных, и алевролиты от светло-серых до буровато-серых, мелкозернистых, толщиной до 100 м (Западный участок, скважина 234).

Живетский ярус - D2gv

В отложениях животского яруса выделяются воробьевский, ардатовский и муллинский горизонты, которые развиты на периферии Чинаревского выступа, а на его наиболее приподнятых частях размыты, представлены преимущественно терригенными отложениями с подчиненным значением карбонатных пластов.

Воробьевский горизонт вскрыт в 39 скважинах, из которых в 33 скважинах толщина вскрыта полностью, в 6 скважинах кровля эродирована. В 12 скважинах, пробуренных на девонские отложения на месторождении Чинаревское, горизонт размыт.

Отложения воробьевского горизонта представлены в нижней части преимущественно глинами, аргиллитами, переходящими вверх по разрезу в песчаники и карбонаты. На Западном участке в скважинах 33 и 45 известняки замещаются терригенными отложениями, представленными алевролитами и мелкозернистыми песчаниками, кварцевыми, с включениями обугленного растительного детрита и пирита, также отмечены включения доломита и сидерита, с глинистым и (или) карбонатным цементом контактowego, пленочного, порового типа. Глинистость увеличивается вверх по разрезу. Сверху и снизу пласт ограничен глинистыми отложениями.

Вскрытая толщина изменяется от 7,0 м (Северо-Восточный участок, скважина 223) до 60,1 м (Северо-Восточный участок, скважины 22).

Ардатовский горизонт вскрыт в 40 скважинах, причем, полная толщина вскрыта в 22 скважинах, а в 12 кровля эродирована. В 15 скважинах горизонт размыт.

Толщина ардатовского горизонта меняется от 3,9 м (Северо-Восточный участок, скважина 10) до 112,3 м (Южный участок, скважина 32). По литологическому содержанию можно подразделить на четыре литофациальных типа: глинистые отложения в нижней части, выше - алевролитовые, песчаные и карбонатные отложения. Продуктивные отложения представлены алевролитами крупнозернистыми, массивными, плотными. По минеральному составу алевролиты олигомиктовые (полевошпат-кварцевые), обломочные зерна полуокатанные, хорошо отсортированные. Цемент регенерационный кварцевый (10-15 процентов), на отдельных участках карбонатный контактово-поровый.

В пределах ардатовского горизонта выделяется 5 газоконденсатных залежей: три на Западном, одна на Северо-Восточном и одна на Южном участках.

Отложения муллинского горизонта полностью вскрыты в двух скважинах (скважины 22, 30) на Северо-Восточном участке и в 4 скважинах на Западном участке месторождения. Кровля муллинского горизонта вскрыта в 10 скважинах. В 28 скважинах, пробуренных на девонские отложения, отложения размыты.

Отложения представлены переслаиванием карбонатных и терригенных пород (известняков, доломитов, глинистых сланцев, аргиллитов, песчаников и алевролитов). Терригенные породы представлены песчаниками мелкозернистыми и крупнозернистыми алевролитами. Карбонатные породы характеризуются низкими емкостно-фильтрационными свойствами, по составу определены как известняки и доломиты известковистые.

Минимальная вскрытая толщина муллинского горизонта достигает 2,1 м (Северо-Восточный участок, скважина 216_1). В скважинах, вскрывших кровлю горизонта, толщина меняется от 96,9 м (Северо-Восточный участок, скважина 30) до 117,2 м (Западный участок, скважина 42). В пределах муллинского горизонта на Западном и Северо-Восточном участках выделяется 5 и 4 газоконденсатные залежи, соответственно.

Верхний отдел - D3

Отложения верхнего девона представлены в объеме франского и фаменского ярусов.

Франский ярус - D3 fr

Отложения франского яруса размыты почти по всей площади месторождения и присутствуют только в 10 скважинах. Максимально вскрытая толщина составляет 349,2 м. Породы франского горизонта с размывом залегают на живетских отложениях. Франские отложения представлены терригенно-карбонатным комплексом. Терригенные породы имеют состав с содержанием песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослойями глинистых и битуминозных известняков. Карбонатные отложения представлены известняками, доломитами.

Алевролиты темно-серые, коричневато-серые, мелко-крупнозернистые, песчаные, кварцевые, пиритизированные, слоистые, в единичных случаях с фрагментами фитогенной текстуры, плотные. При петрографическом описании структура алевролитов определена как разнозернистая, крупнозернистая, песчаная. Песчаники светло-серые, серые, серовато-коричневые, мелкозернистые, алевритовые, кварцевые, плотные, средней крепости. Аргиллит темно-серый, мелко-крупночешуйчатый, алевритистый. Известняк серый, тонкокристаллический, алевритистый, органогенный.

В разрезе франского горизонта выделяется 5 газоконденсатных залежей на Западном участке месторождения.

Фаменский ярус - D3 fm

Отложения фаменского яруса вскрыты 83 скважинами, но полная толщина вскрыта только в 51 скважине.

Породы яруса с размывом залегают на разновозрастных отложениях от позднего протерозоя до франского яруса, что, по-видимому, связано с региональным несогласием, при котором в процессе тектогенеза

сформировалась грабен - горстовая блоковая структура в пределах ранее существовавших выступов докембрийского фундамента.

Мелководно-морские фаменские карбонатные отложения сложены доломитами и известняками: доломиты серые до буровато-коричневых, мелкокристаллические, массивные, участками брекчииевидные, уплотнённые, средней крепости, трещиноватые, мелкопористые; известняки доломитизированные серые, светло-серые мелкокристаллические, плотные, крепкие; известняки светло-серые до белого, рыхлые, пористые, толщиной от 348,4 м (Южный участок, скважина 31) до 475,9 м (Западный участок, скважина 41_1).

- К подошве фаменских отложений приурочен сейсмический отражающий горизонт Р3 аналог П3.

- К фаменскому ярусу приурочена газоконденсатная залежь на Южном участке.

- Каменноугольная система - С

- В составе каменноугольной системы на Чинаревском месторождении выделяются нижний и средний отделы.

- Нижний отдел - С1

- В составе нижнего отдела присутствуют турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

- Турнейский ярус - С1т

Отложения яруса представлены преимущественно мелководно-морскими карбонатными отложениями: доломитами и известняками светло-серыми, серыми, сгустково-комковатыми, мелкодетритовыми, часто перекристаллизованными, плотными, крепкими, участками тонко-, мелкопористыми с наличием стилолитовых швов, заполненных чёрным углистым материалом, пористо-кавернозными с прослойками аргиллитов, черных и темно-серых, реже серых, сланцеватых, плотных, средней крепости, с вкраплениями пирита.

К кровле турнейского яруса приурочен сейсмический отражающий горизонт С1т.

В отложениях турнейского яруса выделяется 12 нефтяных и две газоконденсатные залежи: 8 на Западном, 4 на Северо-Восточном и две на Южном участках месторождения.

Визейский ярус - С1 в

В визейском ярусе выделяются два подъяруса (нижний и верхний), граница между которыми проводится в основании зоны *Endothyranopsis compressa* — *Archaediscus krestovnikovi*.

К нижнему визейскому относится бобриковский горизонт, который сложен преимущественно аргиллитами с прослойми песчаников и глинистых известняков, несогласно залегающими на отложениях турнейского яруса.

Разрез горизонта сложен преимущественно аргиллитами зеленовато-серыми, серыми, темно-серыми и черными, плотными, средней крепости и крепкими, с включениями пирита, сланцеватыми, редко игольчатыми, с

прослойми известняков серых и темно-серых до черных, скрыто- и мелкокристаллических, массивных, плотных, средней крепости и мягких, с включениями углисто-глинистого материала, доломитов светло-серых и желтовато-серых, перекристаллизованных, мелко- и среднекристаллических, средней крепости, трещиноватых, алевролитов серых, темно-серых, мелко- крупнозернистых, песчанистых, слоистых, участками обломочных, среднесцементированных, на карбонатном цементе контактово-порового и базального типа, с неровным изломом, трещиноватых, и песчаников серых, мелкозернистых, алевритовых, кварцевых, массивных, плотных, крепких, на карбонатном цементе базально-порового типа, крепких, с трещинами и ровным изломом. Толщина отложений варьирует от 15,3 м (Северо-Восточный участок, скважина 22) до 30,8 м (Южный участок, скважина 31).

В бобриковском продуктивном горизонте выделено 6 нефтяных залежей: 3 на Западном участке, две на Северо-Восточном участке и одна на Южном.

Верхний визейский включает в себя тульский горизонт и окский надгоризонт, состоящий в свою очередь из алексинского, нерасчлененных михайловского и веневского горизонтов: толщиной от 28,0 м (Западный участок, скважина 45) до 39,2 м (Северо-Восточный участок, скважина 303), алексинский толщиной от 80,8 м (Южный участок, скважина 401) до 120,6 м (Северо-Восточный участок, скважина 46), михайловский + веневский толщиной от 164,3 м (Южный участок, скважина 23) до 260,4 м (Западный участок, скважина 41_1). Отложения окского надгоризонта согласно залегают на породах тульского горизонта.

Тульский и алексинский горизонты представлены глинисто-карбонатным типом разрезов, возможно отражающим продолжение трансгрессии моря. Сложены они чередованием биоморфно-детритовых темноцветных карбонатных отложений и аргиллитов черных, горизонтально-слоистых, соответствующих образованиям мелководных шельфовых равнин. В основании тульского горизонта залегают известняки биохемогенные темноцветные глинисто-битуминозные, местами окремненные (тульская плита), формирование которых может быть связано с относительно глубоководными условиями.

Михайловский и веневский, как правило, нерасчлененные горизонты, представлены светло-серыми биоморфно-детритовыми известняками, переходящими в зоне одновозрастного бортового уступа в известняки биогермные, водорослевые, фораминиферово-водорослевые.

Серпуховский ярус – C1s

Отложения серпуховского яруса представлены преимущественно известняками доломитистыми и слабодоломитистыми, серыми, светло-серыми до белого, меловидными, мелкокристаллическими, микротрещиноватыми, пористо-кавернозными в различной степени уплотненными с включениями углисто-глинистого материала с прослойми доломитов серых и светло-серых, массивных, плотных, средней крепости, толщиной 110,3 м (Западный участок) – 167,4 м (Западный участок).

Средний отдел – С2

Отложения среднего отдела представлены башкирским и московским ярусами.

Башкирский ярус – С2 б

Отложения башкирского яруса, которые со стратиграфическим перерывом перекрывают серпуховские отложения.

В разрезе присутствует только нижнебашкирский подъярус в объеме нерасчлененных краснополянского, северокельтменского и прикамского горизонтов, сложенных преимущественно известняками светло-серыми до белого, меловидными, мелкокристаллическими, микротрещиноватыми пористо-кавернозными, рыхлыми, слабой крепости, сменяющимися вверх по разрезу на известняки светло-серые до белого, скрыто - и мелкокристаллические слабой крепости, пористые-кавернозные. Наблюдаются вторичные процессы, такие как рекристаллизация и ангидритизация. Встречаются прослои доломита коричневато-серого, плотного и аргиллита серого и темно-серого до черного, слоистого, плотного, с вкраплениями пирита. Толщина горизонта 70,3 м (Северо-Восточный участок, скважина 46) – 101,2 м (Западный участок, скважина 40).

К кровле башкирского горизонта приурочен С2б отражающий горизонт (аналог П21). В башкирских отложениях выделяются 5 нефтяных залежей: две на Западном участке и три на Северо-Восточном.

Московский ярус – С2 т

Ярус представлен верейским горизонтом, являющимся обширной региональной покрышкой, сложен глинами тёмно-зелёными, серыми, вязкими; аргиллитами темно-серыми, черными, плотными, слоистыми; известняками серыми, темно-серыми, в разной степени глинистыми, мелкокристаллическими, редко - скрытокристаллическими, плотными, крепкими с включениями углистоглинистого материала и углистыми сланцами чёрными. Толщина горизонта 26,9 м (Южный участок, скважина 410) – 107,9 м (Западный участок, скважина 40).

К кровле верейского глинистого горизонта нижнего карбона приурочен сейсмический отражающий горизонт П2.

Пермская система – Р

Отложения пермского возраста залегают на каменноугольных породах со стратиграфическим перерывом, отвечающим большей частью средне-позднекаменноугольному времени. Пермская система представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел – Р1

В составе нижнего отдела пермской системы выделяются нерасчлененные асельский, сакмарский и артинский ярусы, и кунгурский ярус.

Асельско-артинский ярус – Р1 as-а

Асельско-артинская часть разреза представлена известняками и доломитами серыми и тёмно-серыми, иногда органогенно-комковатыми с включением сцементированных песчаников и незначительным включением

ангидритов толщиной 589,3 м (Южный участок, скважина 410) – 856,8 м (Западный участок, скважина 361).

Кунгурский ярус – Р1 к

Кунгурский ярус в разрезах представлен нижней толщёй карбонатно-сульфатных и верхней толщёй соленосных и соленосно-терригенных пород, которые сопоставляются с филипповским и иренским горизонтами, главным образом, по миоспорам.

Нижняя часть яруса – филипповский горизонт - сложена сульфатными породами с карбонатными прослойками, представленными гипсо-ангидритами белыми, серовато-белыми, скрытокристаллическими, массивными, уплотненными, средней крепости с прослойками доломитов известковистых серых и светло-серых, скрытокристаллических, плотных, крепких и известняков доломитистых светло-серых, скрытокристаллических, массивных, плотных, средней крепости. Доломиты доминируют и преобладают в северной части месторождения (прибрежной/лагунной части), в то время как известняки – в южной части (прибрежная часть). Филипповские образования имеют толщину 165,0 м (Западный участок, скважина 208) – 438,1 м (Южный участок).

Верхняя часть яруса – иренская свита – представлена преимущественно галитами белыми, полупрозрачными, массивными, скрыто-мелкокристаллическими с прослойками гипсо-ангидритов белых, серовато-белых, тонкокристаллических, пластичных, вязких, гипсов белых, вязких, слабой крепости и ангидритов от серого до темно-серого, мелкокристаллических, плотных, а также глин серовато-коричневых, пластичных, комковатых, слабо известковистых, толщиной 431,2 м (Южный участок) – 1053,9 м (Южный участок).

С филипповским горизонтом связаны 6 газоконденсатных залежей на Западном участке и две нефтяные залежи на Северо-Восточном участке.

Верхний отдел – Р2

Представлен в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов.

Уфимский ярус – Р2 и

Разрез сложен преимущественно галогенно-терригенными породами: глинами серовато-коричневыми, слабо известковистыми, пластичными, комковатыми, гипсами белыми, светло-серыми, тонковолокнистыми, мягкими, пластичными с включениями частиц ангидрита светло-серого, скрытокристаллического, уплотненного и гипсо-ангидритами белыми, серовато-белыми, тонкокристаллическими, пластичными, вязкими с прослойками галитов белых, полупрозрачных, массивных, скрыто-мелкокристаллических и аргиллитов коричневых и тёмно-серых, плотных, толщиной 71,0-184,0 м.

Казанский ярус – Р2 кз

В составе казанского яруса выделяются калиновский и гидрохимический горизонты.

Калиновский горизонт сложен глиной красновато-коричневой, коричневой, комковатой известковистой, пластичной и аргиллитами коричневыми, массивными, плотными с прослойками гипсо-ангидритов белых,

серовато-белых, тонкокристаллических, пластичных, вязких и галитов белых и светло-серых, полупрозрачных, скрытокристаллических, массивных, плотных. Толщина горизонта 16,0-67,0 м.

Нижняя часть гидрохимического горизонта представлена, в основном, галитами белыми, полупрозрачными, массивными, скрыто-мелкокристаллическими, гипсо-ангидритами белыми, серовато-белыми, тонкокристаллическими, пластичными и аргиллитами коричневыми, массивными, плотными, вязкими, которые вверх по разрезу заменяются ангидритами серыми, светло-серыми, тонкокристаллическими, крепкими и гипсами светло-серыми до белого, скрытокристаллическими, вязкими с тонкими прослойками галитов, аргиллитов и цемента. Верхняя часть разреза представлена преимущественно аргиллитами известковистыми, зеленовато-серыми, темно-серыми, плотными, крепкими с прослойками глины известковистой красновато-коричневой, коричневой, комковатой, пластичной и светло-серой, полупрозрачной, скрыто-кристаллической, алевролитов коричневых, серых, красновато-серых плотных, средней крепости и гипсо-ангидритов светло-серых, уплотненных. Толщина горизонта 264,1-1033,6 м.

Татарский ярус – Р2 т

Ярус в нижней части сложен аргиллитами известковистыми, зеленовато-серыми, темно-серыми, плотными, крепкими и глинами известковистыми красновато-коричневыми, коричневыми, комковатыми, пластичными, а также песчаниками бурыми, красновато-бурыми, мелкозернистыми, заглинизованными, слабой крепости с подчиненными прослойками алевролитов коричневых, серых, плотных, средней крепости, гипсов белых, светло-серых, тонкокристаллических, слабой крепости и гипсо-ангидритов светло-серых, серых, скрытокристаллических, массивных, уплотненных, средней и слабой крепости.

В средней части – глинами известковистыми красновато-коричневыми, коричневыми, комковатыми, пластичными с прослойками алевролитов серых, зеленовато-серых, глинистых, слабой крепости. В верхней – преимущественно глинами красновато-коричневыми, бурыми, комковатыми, вязкими, пластичными с прослойками песчаников буровато-коричневых, мелкозернистых, слабой крепости. Толщина яруса составляет 336,0-598,0 м.

Мезозойская группа - MZ

Мезозойские отложения представлены триасовой и нерасчлененной юрско-меловой системами.

Триасовая система – Т

Представлена только нижним отделом, сложенным терригенными отложениями: песчаниками с прослойками глин и алевролитов. Нижний отдел, судя по данным каротажа, состоит из четырех трансгрессивно-регрессивных циклов. Каждый из циклов начинается трансгрессивной серией и завершается регрессивной. Трансгрессивная серия состоит из нескольких пачек отложений, каждая из которых начинается песчаниками и завершается глинами, с закономерным уменьшением доли песчаников и их зернистости снизу вверх.

Регрессивная серия также состоит из нескольких пачек отложений, начинающихся глинами и завершающихся песчаниками с закономерным увеличением содержания песчаников и их огрублением снизу вверх. Триасовые отложения среднего и верхнего отделов размыты. Толщина триасовых отложений изменяется от 440,1 до 633,8 м.

Юрская+меловая системы – J+K

Нерасчлененные юрско-меловые отложения с размывом залегают на отложениях триаса.

Разрез юрско-меловой толщи представлен преимущественно терригенными отложениями среднего и верхнего отделов юрской, нижнего и верхнего отделов меловой систем.

Среднеюрские отложения представлены байосским и батским ярусами. Сложены они алевролитово-песчанисто-глинистыми породами, формировавшимися в прибрежных условиях мелководного эпиконтинентального морского бассейна. Отложения верхней юры представлены пелитоморфными известняками и алевролитово-глинистыми образованиями. Нижнемеловые отложения сложены преимущественно глинистой толщей с подчиненными прослойями песчаников (баррем). Верхний мел представлен известняками, писчим мелом, мергелем, а в основании - известковистой глиной. Толщина юрско-меловых отложений - 29,8-134,1 м.

Кайнозойская группа – KZ

Кайнозойская группа представлена нерасчлененными неоген-антропогеновыми терригенными отложениями.

Неоген-антропоген – N+Q

Нерасчлененные неоген-четвертичные отложения с размывом залегают на юрско-меловых.

Неогеновые отложения представлены глинами с небольшими прослойками песчаников и алевролитов акчагыльского и апшеронского ярусов. Формировались они в мелководном морском бассейне.

Антрапогеновые отложения сложены глинами, песчаниками, суглинками, супесями, местами с линзами песчано-галечных отложений.

Толщина неоген-антропогеновых отложений составляет 20,6 - 70,7 м.

1.3 Тектоническая характеристика месторождения

Чинаревское месторождение расположено в северной части борта Прикаспийской впадины и приурочено к её внешней зоне. Геологически оно связано с северным склоном одноимённого выступа фундамента.

В пределах осадочного чехла месторождения выделяются четыре основных структурных этажа: нижне-верхнедевонский, верхнедевонско-нижнепермский, соленосный и надсолевой. Первый из них включает отложения нижнего, среднего и нижней части верхнего девона. В результате тектонической активности, наблюдавшейся в позднедевонский период, произошло

скважины 10 наблюдаются параллельные маломасштабные нарушения (fS) с амплитудой до 25 м.

Верхнедевонско-нижнепермский структурный этаж подразделяется на три яруса: верхнедевонско-турнейский, визейско-башкирский и московско-нижнепермский. В их формировании ключевую роль играют процессы осадконакопления. Здесь развиты карбонатные платформенные образования, сменяющиеся в шельфовой зоне бассейновыми отложениями. На границах фациальных зон происходило образование рифов. Погружение карбонатных тел сопровождалось формированием локальных поднятий - остаточных структур от ранее активных тектонических комплексов. При этом амплитуда этих поднятий постепенно уменьшается кверху разреза.

План верхнедевонско-нижнепермского комплекса представлен по поверхностям турнейского, башкирского и артинско-ассельского горизонтов.

Турнейский ярус характеризуется малоамплитудной разломной тектоникой. В его пределах месторождение разделено на три блока: западный, северо-восточный и южный. В южной части выявлено протяжённое приподнятие длиной около 14,5 км и амплитудой порядка 50 м. В районе скв. №31 свод этой структуры имеет размеры 5,5 на 1,2 км и амплитуду 25 м, юго-восточная часть осложнена разломом.

В северо-восточном блоке сформирована брахиантиклинальная структура размером 7,7 x 4,0 км и амплитудой до 50 м. В районе скв. 10, 50 и 24 свод достигал размеров 2,2 x 2,1 км, амплитуда - 25 м.

В западной зоне блоков выделяется поднятие с амплитудой около 60 м, при этом его вершина находится за пределами изучаемой территории. Отдельное локальное поднятие определено в районе скв. №4.

Структурные карты башкирских и артинско-ассельских отложений демонстрируют монотонное погружение с севера на юг. На этом фоне выделяются незначительные поднятия амплитудой от 10 м.

Соленосный этаж характеризуется пластовым залеганием солей, распространённых по всей контрактной территории. Сульфатно-галогенный комплекс кунгурского яруса выполняет роль региональной покрышки для нефтегазоносных подсолевых горизонтов.

Надсолевой этаж залегает моноклинально, с южным наклоном. Вследствие эрозионных процессов и несогласий, в пределах надсолевого комплекса фиксируется выклинивание слоёв, подстилающих неоген-четвертичные отложения.

В основании разреза, по девонским отложениям и фундаменту, выделяется горстообразное приподнятие. Кристаллический фундамент в центральной сводовой зоне залегает на глубине около -5100 м. Южнее структура ограничена субширотным взбросом, экранирующим её в южном направлении. Формирование брахиформной структуры происходило под влиянием сочетания складчатых и разрывных тектонических процессов.

Современное представление о геологическом строении месторождения основано на структурно-тектонической модели, разработанной компанией

Reservoir Evaluation Services Kazakhstan (RES) в 2007 году и регулярно актуализируемой по мере поступления новых данных из скважин. Последнее обновление модели датируется 2019 годом.

Осадочный чехол, как уже отмечалось, делится на четыре структурных этажа. Нижне-верхнедевонский уровень включает породы нижнего, среднего и нижнефранского верхнего девона. Данный этаж подвергся значительной тектонической переработке, что обусловило формирование трёх субширотных участков: Северо-Восточного, Западного и Южного. Эти участки разделены нарушениями F0-F3 и далее детализируются вторичными разломами. Углы падения пластов на север составляют 6-10°, амплитуды смещения - до 350 м.

Большинство тектонических нарушений ориентированы с северо-запада на юго-восток и имеют взбросовый, реже комбинированный характер. В пределах наиболее приподнятых зон девонские породы частично или полностью размыты.

Структурное строение изучено по отражающим горизонтам D2bs, D2af, D2ad, D2ml и D3fr, соответствующим кровлям бийского, афонинского, ардатовского, муллинского и франского горизонтов.

Карты по афонинскому, ардатовскому и другим горизонтам показывают унаследованный характер строения, аналогичный бийскому горизонту. Местами горизонты выклиниваются или полностью отсутствуют в связи с эрозионными несогласиями. Наиболее сильному размыву подвергся франский горизонт, сохранившийся лишь в северной части месторождения.

На картах структуры выделены три главных поднятия: Северо-Восточное, Западное и Южное. Все они имеют форму полу-горстов и ограничены южными тектоническими экранирующими нарушениями. Амплитуды варьируют от 20 до 300 м.

Для более глубокого анализа используется структурный план бийского горизонта. Северо-Восточное поднятие протяжённостью 17,5 на 3,2 км очерчено изогипсой -5100 м. С юга его ограничивает разлом F1 с падением на север, протяжённостью до 12 км и амплитудой до 350 м. Структура осложнена серией вторичных нарушений (f1-f9).

Западное поднятие, проходящее через скважины 4, 45, 234, 208, 204 и 33, представляет собой антиклиналь с двумя сводами. По изогипсе -5100 м структура имеет размеры 11,5 на 1,5 км и амплитуду до 200 м. Южная граница очерчена разломом F2, вскрытым скважиной 4, где наблюдаются повторы слоев. Дополнительно структура осложнена вторичными разломами f2-1 и f2-2.

Южное поднятие - субширотная структура в районе скважин 23 и 31. По изогипсе -4850 м оно имеет размеры 19 на 2 км, амплитуда достигает 100 м.

1.4 Нефтегазоносность

На Чинаревском месторождении основные перспективы нефтегазоносности связаны с подсолевым мегакомплексом, который, в свою

очередь, подразделяется на ряд литолого-стратиграфических комплексов. Комплексы отражают закономерное чередование карбонатных и подчиненных терригенных толщ, располагающихся снизу вверх в следующем порядке: терригенный рифейский, преимущественно терригенный нижнедевонский, карбонатный эйфельский, терригенно-карбонатный живетско-нижнефранский, карбонатный верхнефранско-турнейский, терригенный бобриковский, карбонатный визейско-нижнебашкирский, терригенный верхнебашкирско-нижнемосковский и карбонатный московско-артинский.

На территории Чинаревского месторождения залежи углеводородов выявлены в пределах трех структурных участков: Западного, Северо-Восточного и Южного.

Таблица 1.4.1 – Продуктивные горизонты

Продуктивный горизонт		Западный участок	Северо-Восточный участок	Южный участок
Филипповский - P1k(f1)		6 газоконд.	2 нефтяные	-
Башкирский - C2b1		2 нефтяные	3 нефтяные	-
Бобриковский – C1v1(bb)		3 нефтяные	2 нефтяные	1 нефтяная
Турнейские				
T-I	T-IA СВ	3 нефтяные	1 газоконд.	1 газоконд.
	T-I Б СВ		1 нефтяная	
T-II		2 нефтяные	1 нефтяная	1 нефтяная
T-III		3 нефтяные	1 нефтяная	-
Фаменский - (D3fm)		-		1 газоконд.
Франский D3fr	D3fr-I	2 газоконд.		-
	D3fr-II	3 газоконд.		-
Муллинский - D2gv(ml)	ML-I	3 газоконд.	1 газоконд.	-
	ML-II	2 газоконд.	3 газоконд.	-
Ардатовский - D2gv(ad)		3 газоконд.	2 газоконд.	1 газоконд.
Афонинский - D2ef(af)		1 газоконд.	1 газоконд.	-
Бийский - D2ef(bs)		2 газоконд.	1 газоконд.	-
Итого:		35	19	5
Всего:		59		

С эйфельским карбонатным комплексом ассоциируются газоконденсатные залежи, установленные в бийских и афонинских отложениях на Западном и Северо-Восточном участках. Газоконденсатные залежи, приуроченные к терригенным и терригенно-карбонатным отложениям живетско-нижнефранского комплекса, были обнаружены в ардатовских, муллинских и франских отложениях на Западном участке, в ардатовских и

муллинских - на Северо-Восточном, а также в ардатовских отложениях на Южном участке.

В пределах карбонатного верхнефранско-турнейского комплекса выявлены следующие залежи: фаменская газоконденсатная залежь на Южном участке; турнейские газоконденсатные залежи Т-ІА и Т-І - на Северо-Восточном и Южном участках соответственно; нефтяные залежи Т-І и Т-ІБ - на Западном и Северо-Восточном участках; залежь Т-ІІ - во всех трех участках; и залежь Т-ІІІ - на Западном и Северо-Восточном участках.

В пределах терригенного бобриковского комплекса установлены нефтяные залежи на всех трех участках. В карбонатном визейско-нижнебашкирском комплексе нефтеносность подтверждена на Западном и Северо-Восточном участках.

Дополнительно, в настоящее время также зафиксированы залежи нефти и газоконденсата в сульфатно-карбонатной толще филипповского горизонта кунгурского галогенного комплекса, относящегося к соленосному мегакомплексу.

1.5 Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом отношении Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Прикаспийского артезианского бассейна, который является частью более крупного Северо-Каспийского нефтегазоносного бассейна, охватывающего юго-восточную часть Русской платформы. В пределах осадочного чехла бассейна выделено 12 водоносных горизонтов и комплексов, объединённых в два гидрогеологических этажа: подсолевой и надсолевой.

В разрезе надсолевого гидрогеологического этажа месторождения Чинаревское различают следующие водоносные комплексы: неоген-четвертичный, юрско-нижнемеловой, триасовый и верхнепермский. Этот этаж отделён от подсолевого водоупорными толщами кунгурского соленосного, уфимского и казанского ярусов.

Комплекс неоген-четвертичных отложений распространён повсеместно и является наиболее верхним. В его составе выделяются пять водоносных горизонтов: современные, верхнечетвертичные, среднечетвертичные аллювиальные, нижне-среднечетвертичные делювиальные и горизонт верхнеплиоценовых отложений. Глубина залегания вод варьирует от 5,2 до 55,0 м, увеличиваясь на водоразделах. Воды напорные, уровень в скважинах колеблется от 5-10 м до 28,6 м. Водообильность неоднородна: дебиты варьируют от 0,2 до 40-50 л/с при понижении уровня на 4,0-14,3 м. Минерализация составляет 0,4-2,1 г/л, вода в основном гидрокарбонатно-натриево-кальциевая, тип - хлормагниевый.

Юрско-нижнемеловой водоносный комплекс также распространён повсеместно, вскрывается на глубинах от 40 до 64 м. Воды сосредоточены в

прослоях песков и песчаников среди плотных глин толщиной 9-16 м. Воды напорные, пьезометрические уровни ниже уровня грунтовых вод на 4,5-16,8 м. Дебиты достигают 6,1 л/с. Вода солёная, хлоридно-натриевая, минерализация 20-25 г/л, на неглубоких участках — 8-14 г/л. Тип воды - хлормагниевый. Из-за низкой водообильности и высокой минерализации практического значения не имеет.

Триасовый водоносный комплекс изучен по данным разведочных скважин Р-1, Р-2, Р-3, НБ-1. Толщина водоносных пород составляет 3-28 м. Воды напорные, пьезометрический уровень зафиксирован на глубине 9,4-44,0 м, высота напора - от 80 до 612 м. Дебиты составляют 0,1-3,7 л/с при понижении на 7,5-189 м. Минерализация вод 8,9-159,6 г/л, тип - хлоркальциевый.

Водоносный верхнепермский комплекс изучен по данным бурения скважин Р-1, Р-2, Р-3. Водовмещающими породами являются переслаивающиеся песчаники и алевролиты среди глин. Воды вскрываются на глубинах 765-785 м, высоконапорные, пьезометрический уровень находится на 22,0-37,0 м. Дебиты - 0,6-1,8 л/с при понижении более чем на 149 м. Минерализация 142,4-176,4 г/л, химический состав - хлоридно-натриевый. Комплекс может быть использован для захоронения промышленных стоков.

Соленосные отложения кунгурского яруса выполняют функцию регионального водоупора. В них присутствуют терригенные прослои, где возможны проявления рассолов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). В иренских отложениях отмечена водоносность, связанная с линзовидными телами крепких рассолов. В скважине П-2 на глубине 1894-1902 м зафиксировано рапопроявление с дебитом 3,5 м³/сут при самоизливе.

Подсолевой гидрогеологический этаж включает водоносные горизонты в отложениях нижнего карбона и верхнего-среднего девона. Основные данные получены по разрезу в интервале 5170-5330 м, пробуренному по всему периметру месторождения. Дополнительные сведения имеются только по трём глубоким скважинам (П-9, П-10, П-22). Подземные воды рассматриваются как единый водоносный комплекс.

Этаж характеризуется высокими пластовыми температурами - от 94 °С в турнейских отложениях (глубина 4215,6 м) до 113 °С в девонских (5082 м). Средний геотермический градиент составляет 2,0 °С/100 м, геотермическая ступень - 50 м/°С. По классификации К.Ф. Богородицкого воды относятся к категории весьма горячих.

Содержание редких элементов в пластовых водах юрского и подсолевого комплексов не имеет промышленной ценности. Согласно стандартам ВОЗ и ЕЭС, воды непригодны для питья, ирригации и животноводства.

2 Методическая часть

2.1 Обзор и оценка геологоразведочных работ

Территория Чинаревского лицензионного блока, в границах которого находится Чинаревское нефтегазокондесатное месторождение, как и вся северная прибрежная зона Прикаспийской впадины, достаточно хорошо изучена с использованием комплекса региональных и поисковых геологогеофизических методов.

На данной площади был выполнен значительный объем геофизических работ, подробно рассмотренный в отчете по подсчету запасов за 2017 год (36). В этом разделе основное внимание сосредоточено на результатах трехмерной сейморазведки методом МОГТ 3Д, на которых основывается геологическая модель месторождения.

В рамках геологоразведочных работ на территории Чинаревского лицензионного блока проводились различные сейморазведочные исследования, осуществленные несколькими организациями в разные периоды.

Таблица 2.1 – Сведения об объемах и результатах сейсмических исследований

Наименование организации, проводившей работы, авторы отчета, год	Площадь работ, виды работ, масштаб и объем проведенных работ	Краткие результаты работ
Уральская геофизическая экспедиция - УГФЭ. Писаревский Ю.К. и др., 1972 г.	Сейморазведочные работы МОВ, М 1:50 000.	Изучено геологическое строение района работ по палеозойским отложениям, построены структурные и схематические карты по отражающим горизонтам К, Т, VI, П1, С1, П3
УГФЭ Скакунов В.Г., Аванесова Л.М., 1976 г.	Сейморазведочные работы МОГТ 2Д, М 1:50 000	Изучено строение подсолевых отложений Чинаревской площади. Построены схематические карты по отражающим горизонтам П1, С, П3 и Д.
УГФЭ Скакунов В.Г., Алексанин В.П. и др., 1978-82 гг.	Сейморазведочные работы МОГТ 2Д	Проведена комплексная интерпретация материалов региональных работ МОГТ, электроразведки, ВСБ и МТЗ, высокоточной гравиразведки. Изучено глубинное строение северной бортовой зоны Прикаспийской впадины
УГФЭ Портнов В.Н. и др., 1987 г.	Сейморазведочные работы МОГТ 2Д, М 1:50000	Структура Чинаревская детализирована и подготовлена под глубокое поисковое бурение по отражающим горизонтам D2 и П3. По результатам работ пробурены скважины 4, 10

продолжение таблицы 2.1

Наименование организации, проводившей работы, авторы отчета, год	Площадь работ, виды работ, масштаб и объем проведенных работ	Краткие результаты работ
Казахстанская геофизическая компания «Геотекс», 1998 г	Полевые сейморазведочные работы МОГТ 3Д на площади 462 км ² и обработка полевых данных.	По результатам обработки получен временной «куб» сейсмических данных МОГТ 3Д
«Техника Оверсиз ЛТД» Канада, ТОО «Жаикмунай», 2001 г. Г. Горал, Э. Клован, Матлошинский Н.	Интерпретация и переинтерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д, двух сейсмических профилей МОГТ 2Д (2400 и 4560) протяженностью 40 км. М: 1:50000	Детализировано Чинаревское поднятие. Построены структурные карты по отражающим горизонтам D1, D2bs, D2af, P3, C1t, P2, S, P2kzh. Рекомендовано бурение скважины, и выделено 8 перспективных зон, построен глубинный «куб» сейсмических данных, с использованием программного пакета «СЕЙСЛОГ»
RES – Reservoir Evaluation Services, Kasakhstan Ltd, branch An AGR Petroleum Company, 2007 г. Суяркова Н.	Комплексное геолого-геофизическое изучение Чинаревского месторождения. Переинтерпретация сейсморазведочных данных МОГТ 3Д, М: 1: 50 000	Уточнено геологическое строение Чинаревского месторождения. Построены структурные карты по подсолевым горизонтам S, P1, P2, C1t, P3, D2af, D1em, которые были использованы при геологическом моделировании месторождения
RES Kasakhstan Ltd, branch An AGR Petroleum Company, 2007 г. Васильков М.	Создание высокоразрешающей геостатической модели Чинаревского месторождения.	Построена 3Д цифровая геологическая модель Чинаревского месторождения
ТОО «RES», 2015 г. Матлошинский Н.Г.	Отчет «О результатах переобработки и интегрированной интерпретации сейсморазведочных данных МОГТ 3Д Чинаревского месторождения»	Получен новый куб данных 3Д, благодаря ему уточнено геологическое строение подсолевого разреза месторождения, построены структурные карты по восьми сейсмическим отражающим горизонтам, карты изопахит, сейсмофациальные карты и карты сейсмических атрибутов. Выделены геотела коллекторов всех основных продуктивных горизонтов, построены модели развития трещинных коллекторов.

Так, в 1972 году Уральская геофизическая экспедиция (УГФЭ) под руководством Алексенского Ю.К. и др. выполнила сейсморазведочные работы методом МОБ в масштабе 1:50 000. В результате было изучено геологическое

строение района по палеозойским отложениям, построены структурные и схематические карты по отражающим горизонтам К, Т, VI, П1, С1 и П3.

В 1976 году специалисты УГФЭ Скачуков В.Г. и Аванесова Л.М. провели сейсморазведочные работы методом МОГТ 2Д в том же масштабе. Ими было изучено строение подсолевых отложений Чинаревской площади, построены карты по отражающим горизонтам П1, С, П3, а также была выделена Чинаревская структура. По итогам этих работ была заложена скважина П-9.

В период с 1978 по 1982 годы УГФЭ в лице Скачукова В.Г. и Алексина В.П. продолжила исследования, проведя дополнительные сейсморазведочные работы методом МОГТ 2Д. Были выполнены комплексная интерпретация материалов предыдущих региональных работ, включая МОГТ, электроразведку, ВСБ и МТЗ, а также высокоточное гравиразведочное изучение. В ходе исследований изучено глубокое строение земной коры, выделены участки с перспективами в нефтегазоном отношении.

Наконец, в 1987 году Портнов Н.В. и др. продолжили исследования, проведя сейсморазведку методом МОГТ 2Д в масштабе 1:50 000. Были выполнены детализированные работы и подготовлены данные по глубоко погруженным отложениям с построением карты по отражающему горизонту D2.

В период с 1988 по 1991 годы УГГЭ (Кулик В.И. и др.) провела сейсморазведочные работы методом МОГТ 2Д в масштабе 1:50 000. Исследования охватывали структуры по отражающим горизонтам Т1, Т2, С1-2, П3, П2д, D3, D1в и D1н. На основе полученных данных выделены перспективные участки, что позволило уточнить геологическое строение и выбрать направления дальнейших работ. Были пробурены скважины 4 и 10, результаты которых подтвердили обоснованность выполненных прогнозов.

В 1998 году Хантымансиjsкая геофизическая экспедиция (г. Гомель) выполнила повторные сейсморазведочные исследования методом МОГТ 3Д в рамках 462 погонных километров и 6 квадратных километров сейсмических данных. Эти данные легли в основу обновлённой геологической модели, построенной на базе МОГТ 3Д.

В 2001 году совместно компаниями «ГеоИнфо», ТПИ «КазГео», ТОО «АймэксПлюс», а также при участии Г. Гредя, З. Жанузак, Микоянский Н., были выполнены дополнительные съёмки методом МОГТ 3Д, охватывающие площадь 32 км² (800 погонных километров) в масштабе 1:50000. В результате этих работ была уточнена структурная модель по отражающим горизонтам D1, D3а, П1в, С1, П2 и Р2жб, определены буровые цели, а также выделены перспективные зоны для последующей оценки. Исследования легли в основу геологической модели, выполненной с использованием ПО GeoLink.

В 2004 году RPS - Российско-Польская Сейсмическая компания (Kazakhstan Evaluation Services, Кособуцкий Л.А.) осуществила комплексное геофизическое изучение с применением методов сейсмической томографии. Были построены геологические разрезы, определяющие структуру подсолевого комплекса, а также уточнены перспективы по глубоколежащим горизонтам S, P1, P2.

В 2007 году проведены интерпретационные исследования под руководством Романа Антона Рейнхарда, Сидоренко В.П., Сулейменова Н. Специалисты выполнили интерпретацию трехмерных данных МОГТ 3Д по площади 34 км² в масштабе 1:50 000. Эти исследования охватывали отражающие горизонты D1, D2, D3, D1н, на основе которых были определены зоны возможного накопления углеводородов.

RPS Kazakhstan Ltd, Smith A.G.R., Рейнхард Р.А., Сидоренко М. в 2008 году провели сейсмическую интерпретацию подсолевой части с использованием данных МОГТ 3Д. В результате была уточнена структура месторождения.

В 2015 году BGP (Smith N.G., Микоянский Н.Г.) провели интегрированную интерпретацию геофизических данных и данных бурения с использованием программы GeoFrame. В результате была построена 3D геологическая модель месторождения с детальным отображением структурных элементов, а также выделены перспективные зоны для разведочного бурения. Это позволило повысить точность прогноза и обосновать дальнейшие этапы разработки.

Для уточнения структуры открытых нефтегазовых и газоконденсатных месторождений в турнейских и среднедевонских отложениях в северо-восточной части структуры возникла необходимость в концентрации поисково-разведочного бурения на данном участке. В рамках реализации «Проекта разведки...» сроки проведения работ были установлены Минимальной рабочей программой в два этапа. Первый этап завершился в 2001 году бурением трех разведочных скважин и проведением 3D сейсморазведки. Второй этап предусматривал бурение десяти разведочных скважин и завершился в 2008 году.

В июле 2006 года было начато опережающее эксплуатационное бурение на нефтяные залежи турнейского яруса. На 1 июля 2007 года было пробурено четыре скважины (50, 53, 54, 56) с общей глубиной 18 636 м. Из них три скважины были пробурены через верхнедевонские отложения, а скважина 54 - через эйфельский ярус среднего девона. В результате опробования скважины 54 в ардатовском горизонте было подтверждено наличие газоконденсатной залежи, которая была также выявлена в разведочной скважине 28.

На начало 2012 года на месторождении было пробурено: 3 параметрические (П-1, П-2, П-9), 5 поисковых (4, 5, 7, 12, 13) и 16 разведочных скважин (10, 20, 22, 23, 24, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 32Б, 33, 52, 61Г и 115) с общим метражом 73 659,5 м и 4 опережающих эксплуатационных скважины (50, 53, 54, 56) с глубиной 18 636 м. В 2012 году АО «НИПИнефтегаз» подготовило и согласовало в ЦКРиР «Проект оценочных работ на нефть и газ на контрактной территории ТОО «Жаикмунай». Основной целью проекта было исследование нефтегазоносности нижнепермских (филипповских, артинско-ассельских) и среднекаменноугольных (башкирских) отложений. В рамках работы на период 2012 - май 2014 гг. было запланировано бурение 12 скважин: 4 независимых и 8 зависимых.

По состоянию на 2 января 2018 года из запланированных 39 проектных скважин было пробурено 4 независимые скважины - 701, 725 (Северо-

Восточный участок) и 40, 724 (Западный участок). Краткая характеристика этих скважин приведена ниже. В ходе бурения на основании данных газового каротажа было выявлено увеличение газовых показателей в интервалах филипповского горизонта, что подтверждает наличие углеводородов в этих отложениях.

Оценочная скважина 725 (Северо-Восточный участок), пробуренная в 2012 году, вскрыла филипповские отложения с максимальным газовым показателем 4,1 процента в интервале 2800-2805 м, и на глубине 3792-3803 м был получен приток дегазированной нефти и газа с дебитом 40,47 м³/сут и 19,1 тыс. м³/сут на 8 мм штуцере. Результаты опробования подтвердили продуктивность филипповских отложений.

Оценочная скважина 701, расположенная в центральной части Северо-Восточного участка, была пробурена до фактической глубины 3803 м, вскыв отложения серпуховского яруса. В отобранных кернах из филипповских, артинско-ассельских и башкирских отложений было выявлено присутствие углеводородов. Пластовое давление на глубине 3800 м составило 374,3 кгс/см², что указывает на наличие нефтегазоносных горизонтов.

В 2014 году был пробурен боковой ствол в интервале 3394,8-3705 м (скважина 701Б), который вскрыл часть нижнепермских и среднекаменноугольных отложений. В боковом стволе были проведены стимуляционные работы, которые привели к получению притока нефти и газа.

Для скважины 724 (Западный участок) была проведена перфорация в интервалах 2674-2683,5 м филипповского горизонта. Несмотря на многочисленные стимуляционные работы, промышленный приток в скважине не был получен. После этого было принято решение углубить скважину 724 до глубины 5135 м для изучения верхнедевонских и среднедевонских отложений.

В результате опробования в скважине 724_1 был получен безводный промышленный приток газа и конденсата из муллинского горизонта, что позволило подтвердить продуктивность этих отложений и перевести часть запасов в категорию С1.

На базе полученных данных было принято решение продолжить оценочные работы для уточнения границ распространения выявленных залежей, а также для дальнейшего изучения коллекторских свойств пород и свойств пластовых флюидов.

2.2 Отбор керна

В результате анализа керна, отобранного из терригенных отложений мультиколлекторного горизонта, были рассчитаны и проанализированы основные петрофизические параметры, необходимые для последующей интерпретации геофизических данных, включая сопротивление, пористость, проницаемость и другие характеристики. Определены зависимости проницаемости по газу и воде от пористости, а также от коэффициентов

насыщения. В частности, установлены зависимости проницаемости от сопротивления насыщения при различной пористости, что позволило уточнить распределение проницаемости в разрезе. Полученные данные подтверждают влияние фазовой проницаемости на изменение фильтрационных свойств пород, особенно при применении различных методов насыщения.

Что касается карбонатных пород того же горизонта, основные фильтрационно-емкостные параметры также были рассчитаны с привязкой к литологическим особенностям, что позволило экстраполировать зависимости на непродуктивные интервалы с аналогичными свойствами.

Основной объём керна был получен на Северо-Восточном участке, где общая длина керна составила около 65 метров, из которых более 50 метров были исследованы. Для сравнения, на Западном участке было изучено около 36 метров керна. Объём выборки и степень освеженности керна на Северо-Восточном участке варьировались в пределах 21-30 процентов, при среднем количестве отобранных образцов около 0,42 на метр керна. На Западном участке освеженность составляла порядка 39,5-40 процентов, с интенсивностью отбора образцов в среднем 0,51 на метр.

Таблица 2.2 – Освещенность керном отложений D2gv(ml) продуктивного горизонта по участкам

Участок	Скважины	Σh , м	Σh , освещенность керном, м	Освещенность керном Σh , %	Количество образцов	Количество образцов на 1 м h
СВ	22	65	21,1	32,5	22	0,34
СВ	29	7,7	7,7	100,0	8	1,04
СВ	30	78,4	20	25,5	48	0,61
СВ	115	1,6	1,6	100,0	4	2,50
СВ	46	41	26,1	63,7	51	1,24
Всего СВ		193,7	76,5	39,5	133	0,69
3	33	48,4	9,5	20,3	6	0,55
3	45	5,2	5,2	100,0	23	4,42
Всего 3		53,6	14,7	27,4	29	0,54
Итого		247,3	91,2	36,9	162	0,66

Общее количество отобранных образцов по всем скважинам составило 162, что обеспечило репрезентативную выборку для построения петрофизических зависимостей, пригодных для всего мультиколлекторного

горизонта. Таким образом, данные с обоих участков - Северо-Восточного и Западного - легли в основу построения моделей, применимых для продуктивных отложений.

2.3 Анализ геологоразведочных работ

Геологоразведочные работы на Чинаревском месторождении, расположенном в северной бортовой части Прикаспийской впадины, проводились с целью комплексного изучения строения и продуктивности мультиколлекторного горизонта. В рамках этих работ были выполнены бурение, опробование, лабораторные исследования керна, а также геофизические и петрофизические анализы, позволившие уточнить фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных отложений.

В процессе изучения керна из терригенных пород мультиколлекторного горизонта были определены основные физико-геологические параметры, включая коэффициенты пористости, проницаемости и насыщенности. Были рассчитаны зависимости проницаемости от эффективной пористости, водонасыщенности и других факторов, что позволило получить более точные значения для моделирования фильтрационных процессов.

Для терригенных пород были построены корреляционные зависимости между различными параметрами — в том числе между проницаемостью и пористостью, проницаемостью и степенью водонасыщенности, что существенно расширило представление о характере коллекторов и их фильтрационных свойствах.

Проведённые лабораторные исследования керна также позволили оценить влияние различных методов насыщения на проницаемость пород. Это особенно важно для построения гидродинамических моделей месторождения и выбора оптимальных условий эксплуатации. На основании полученных данных подтверждена необходимость индивидуального подхода к интерпретации разрезов с разной литологической составляющей.

При анализе карбонатных пород мультиколлекторного горизонта также были определены основные петрофизические параметры, с привязкой к геофизическим данным. Результаты показали, что литологические различия играют важную роль в формировании коллекторских свойств, а следовательно, и в продуктивности пород.

Для построения достоверных зависимостей и их последующего применения были использованы керновые материалы как с Северо-Восточного, так и с Западного участков месторождения. На Северо-Восточном участке было отобрано более 65 метров керна, из которых 50,4 метра использовались для изучения. На Западном участке было проанализировано 36 метров керна. Эти объемы обеспечили достаточную выборку для оценки фильтрационных свойств.

На Северо-Восточном участке освеженность керна варьировалась от 21 процентов до 30 процентов, с интенсивностью отбора образцов около 0,42 на

метр керна. На Западном участке освеженность достигала 39,5–40 процентов, а интенсивность отбора — 0,51 образца на метр. В целом, было изучено 162 образца, что позволило сформировать репрезентативный массив данных.

Полученные результаты послужили основой для построения зависимости между геофизическими показателями и фильтрационно-емкостными свойствами пород, что имеет важное значение при дальнейшем моделировании залежей, подсчёте запасов и выборе оптимальной стратегии освоения.

На Западном участке изучены геофизические показатели и фильтрационно-емкостные свойства пород в зоне суперважения

и в зоне суперважения в зоне суперважения и в зоне суперважения

и в зоне суперважения и в зоне суперважения

3 Оценка воздействия на окружающую среду

3.1 Краткая характеристика компонентов окружающей среды

В процессе функционирования персонала и осуществления производственных операций на территории Чинаревского месторождения образуются различные типы сточных вод. К ним относятся:

- Хозяйственно-бытовые сточные воды, поступающие от Вахтового комплекса ТОО «Жаикмунай» и из септиков промышленных объектов предприятия (УПН, УКПГ, АБК, УДН и др.);
- Производственные сточные воды;
- Ливневые и талые воды, отнесённые к условно-чистым;
- Проливы с технологических участков.

Все указанные сточные воды направляются на канализационные очистные сооружения, где проходят соответствующую очистку перед дальнейшим отводом.

В соответствии с заключением № KZ71VDC00066111, выданным Управлением природных ресурсов и регулирования природопользования Западно-Казахстанской области 5 декабря 2017 года, по проекту корректировки нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ с очистных сооружений Вахтового посёлка ТОО «Жаикмунай» на период 2018–2022 гг., объём допустимого сброса загрязняющих веществ на поля фильтрации установлен в размере 65,552 тонны в год.

Растительный покров данной территории относится к зоне типичных степей. Основу растительности составляют сообщества с преобладанием ковылей и типчака, характерные для разнотравно-ковыльных степей. Среди травянистых растений преобладают ксерофитные виды, устойчивые к засухе, такие как подмаренник русский и наголоватка многоцветковая.

Плотность растительного покрова достигает 70–80 процентов, а продуктивность оценивается на уровне 6–9 центнеров с гектара сухой съедобной массы. Значительная часть степных земель (более 70 процентов) подверглась распашке. В рамках реализуемого проекта вырубка или пересадка зеленых насаждений не предусмотрены.

Также проект не предусматривает эксплуатации природных ресурсов, обладающих дефицитностью, уникальностью или невосполнимостью.

Ввиду отсутствия метеостанций РГП «Казгидромет» непосредственно на Чинаревском месторождении, как и на других объектах Западно-Казахстанской области, для расчета предельно возможных концентраций загрязняющих веществ в приземной атмосфере были приняты фоновые показатели загрязнителей, зафиксированные в городе Уральск.

Согласно справке №25-5-1/210 от 12 февраля 2020 года, предоставленной РГП «Казгидромет», следующие значения фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе Уральска использовались в расчетах:

- диоксид серы – 0,0087 мг/м³;
- оксид углерода – 2,066 мг/м³;
- взвешенные частицы (пыль) – 0,0687 мг/м³;
- диоксид азота – 0,0254 мг/м³.

Для оценки состояния окружающей среды на Чинаревском месторождении были задействованы сведения производственного экологического мониторинга. Санитарно-гигиеническая экспертиза атмосферного воздуха в населенных пунктах Чинарево, Белес, Сулуколь, а также в пределах санитарно-защитной зоны объектов ЧНГКМ, нефтеналивного терминала, ПСП и полигона R-1 и ЦПБО, показала, что максимально-разовые концентрации исследуемых загрязнителей не превышают установленные предельно допустимые уровни (ПДКм.р.).

Что касается обращения с отходами: все отходы, образующиеся в процессе деятельности предприятия, временно размещаются на территории объекта. После накопления они вывозятся на специализированные предприятия, с которыми заключены договоры, для дальнейшей утилизации, переработки или захоронения. На всех этапах организован постоянный контроль за хранением, объемами накопления и своевременной транспортировкой отходов.

3.2 Охрана флоры и фауны

Учитывая биологическое разнообразие и природную уязвимость степных экосистем Западно-Казахстанской области, охрана флоры и фауны является важным элементом экологической политики на Чинаревском месторождении. В рамках действующих природоохранных требований и стандартов предприятие реализует комплекс мероприятий, направленных на минимизацию негативного воздействия на живую природу.

Охрана растительного мира

При строительстве и эксплуатации объектов инфраструктуры месторождения строго ограничивается площадь земляных работ, вырубка растительности осуществляется только в пределах проектных границ. Размещение буровых площадок, производственных зданий, скважин и дорог проектируется с учётом минимального захвата земель. Используются результаты инженерно-экологических изысканий, чтобы избежать вмешательства в особо ценные природные участки, водоохранные зоны, места произрастания редких растений и обитания животных.

После завершения бурения или иных работ нарушенные участки подлежат обязательной рекультивации:

- проводится планировка и засыпка выработанных котлованов;
- восстанавливается почвенный слой;
- засеиваются местные травы, соответствующие типу естественной растительности.

Снижение выбросов вредных веществ способствует защите чувствительных видов растений от химического стресса и деградации. Периодически проводятся лабораторные анализы на содержание загрязняющих веществ в почве и вегетации.

Производственный экологический контроль (ПЭК) является основным инструментом отслеживания выбросов. Он включает:

- Регулярные измерения концентраций загрязняющих веществ в выбросах на источниках загрязнения (факельные установки, дизельные генераторы, вентиляционные выбросы);

- Контроль за соблюдением нормативов ПДВ (предельно допустимых выбросов);

- Отчётность в уполномоченные органы (Министерство экологии, природных ресурсов и др.).

Измерения проводятся как стационарными методами (на источниках), так и с помощью мобильных лабораторий, которые анализируют состояние атмосферного воздуха на границах санитарно-защитных зон.

Часто ПЭК являются химико-аналитические исследования, выполняемые аттестованными лабораториями. Измеряются такие параметры, как диоксид серы (SO_2), оксид углерода (CO), оксиды азота (NO_x), углеводороды и пыль, метеорологические параметры (температура, влажность, направление ветра).

Результаты анализов сопоставляются с нормативами предельно допустимых концентраций (ПДКм.р. — максимально-разовые ПДК).

Охрана животного мира

Чинаревское месторождение расположено в степной природной зоне, характеризующейся уникальным видовым составом фауны. На территории и в прилегающей зоне обитают млекопитающие (сурки, зайцы, лисы), рептилии, а также многочисленные виды птиц и насекомых, часть из которых занесена в Красную книгу Республики Казахстан. В условиях промышленной эксплуатации важным направлением природоохранной деятельности является сохранение и защита животного мира.

В особенно чувствительные периоды (весенне-летний гнездовой сезон, миграция) устанавливаются ограничения на проведение шумных работ и движения тяжёлой техники вблизи природных участков. Работники вахтового поселка проходят инструктажи по вопросам охраны животного мира: запрещено охотиться, ловить или беспокоить диких животных, оставлять пищевые отходы, нарушать естественный покой природы. Проектирование производственной инфраструктуры осуществляется с учётом экосистемных особенностей. По возможности избегается размещение объектов в местах обитания редких или чувствительных к беспокойству видов. Ведётся регулярный зоологический мониторинг - наблюдение за численностью и активностью диких животных, особенно в зоне влияния производственной деятельности. Это позволяет выявлять отклонения и своевременно принимать корректирующие меры. Соблюдение санитарных норм помогает предотвратить привлечение диких

животных на объекты предприятия, где они могут пострадать от техники или попасть в загрязнённую среду.

Охрана животного мира на Чинаревском месторождении носит профилактический и комплексный характер, направлена на сохранение биоразнообразия и устойчивость природных экосистем в условиях промышленной эксплуатации. Такие меры позволяют не только соблюдать законодательство, но и снижать долгосрочные экологические риски.

3.3 Охрана гидросферы

Подземные воды занимают важное место в поддержании экологического равновесия, однако они подвержены влиянию человеческой деятельности. Из-за высокой чувствительности к антропогенному воздействию любые изменения в состоянии подземной гидросферы могут негативно сказаться на окружающей среде.

Для защиты подземных вод от загрязнения необходимо выполнять следующие действия:

- охранять их природные характеристики и состав;
- предотвращать распространение загрязняющих веществ, а также снижать или полностью устранять их источники;
- проводить очистку загрязнённых участков и восстанавливать первоначальные свойства вод.

Следует учитывать, что очистка уже загрязнённых подземных вод требует больших затрат как в техническом, так и в финансовом плане. Поэтому приоритетом должна стать профилактика, особенно с учётом их тесной взаимосвязи с поверхностными водоёмами.

К числу основных профилактических мер можно отнести совершенствование технологий очистки сточных вод, внедрение производств с минимальным образованием отходов, улучшение систем фильтрации выбросов и грамотное управление опасными отходами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения дипломной работы была проведена комплексная оценка геологоразведочных работ на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении, расположенном в северной бортовой части Прикаспийской впадины. Целью исследования являлся анализ геологоразведочного материала, оценка фильтрационно-емкостных свойств пород, а также уточнение геологического строения продуктивных горизонтов.

На основании изучения материалов бурения, геофизических исследований и лабораторных анализов керна были выявлены литолого-стратиграфические особенности разреза, установлены зависимости между основными петрофизическими параметрами (пористость, проницаемость, водонасыщенность), что позволило более точно охарактеризовать продуктивные коллекторы мультигоризонтального комплекса.

Особое внимание было уделено оценке фильтрационно-емкостных свойств терригенных и карбонатных отложений. На основе результатов лабораторных исследований построены корреляционные зависимости, позволяющие прогнозировать коллекторские свойства по данным ГИС, что особенно важно при разработке новых скважин и уточнении геологических моделей залежей.

Установлены значительные различия в освещённости керна и интенсивности отбора образцов между участками месторождения, что отражает неоднородность геологического строения региона. Полученные данные имеют практическую ценность и могут быть использованы для последующего проектирования добычи, построения гидродинамических моделей, а также уточнения подсчёта запасов углеводородов.

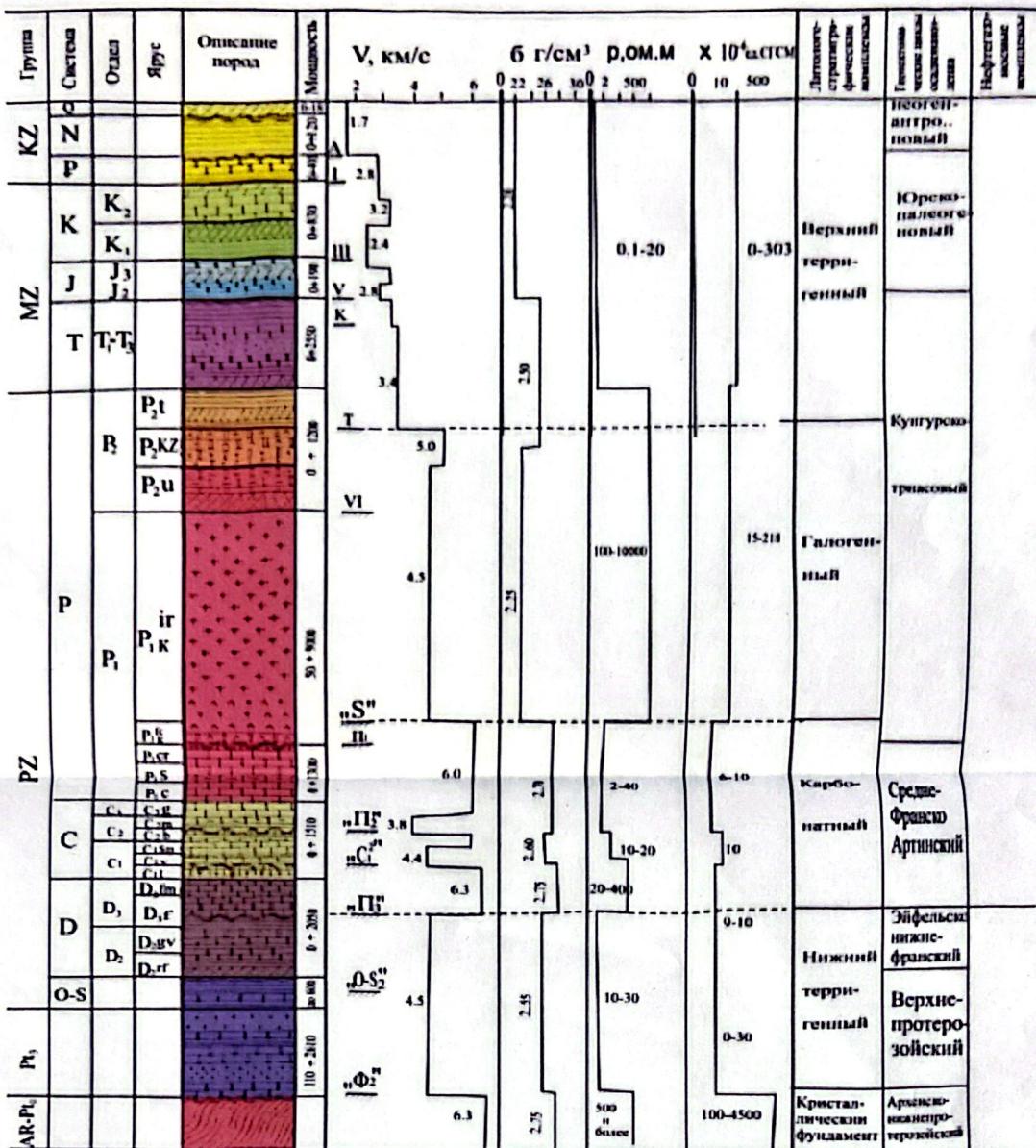
Таким образом, выполненное исследование позволило достичь поставленных целей и подтвердить эффективность применяемых методов анализа, а также сформировать научно обоснованные рекомендации по дальнейшему освоению Чинаревского месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

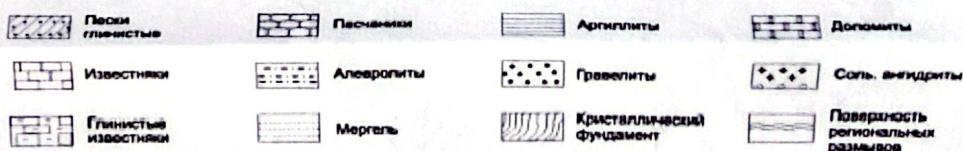
- 1 Багринцева К.И. Карбонатные породы - коллекторы нефти и газа. - М.: Недра, 1977.
- 2 Метиславская Л. П. Нефть и газ — от поисков до переработки. М., ЦентрЛит Нефтегаз, 2008.
- 3 Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И., Мальцев А.К., Рожков Э.Л. Геология нефти и газа. - М.: Недра, 1990.
- 4 Алмагамбетова М.Ж., Конырбаева Г.Х. Исследование нефтешламов и применение их в производстве / Вестник Национальной академии наук Республики Казахстан. - Алматы, 2015.
- 5 Салихов В.С. Словарь основных терминов и понятий по геологии. - Чита: ЗабГУ, 2015.
- 6 Щеглов В.Б. Роль процессов литогенеза в формировании коллекторских свойств в подсолевых продуктивных карбонатных отложениях северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. - Саратов: изд-во Саратовского гос. ун-та, 1985.
- 7 Сильвестер Й.Ф., Хирн Т. и др. Гигантское месторождение Карабаганак - реализация его потенциала, 1997.
- 8 Гриценко А.И. Экология нефть и газ. М.: Наука, 1997.
- 9 Муликов Р.Р., Аукешева Б.К. Проблемы охраны окружающей среды при освоении нефтегазовых месторождений Прикаспия //Нефть и газ.
- 10 Ужкенова А.Т. Загрязнение нефтепродуктами почвенных экосистем // Перспективы устойчивого развития экосистем Прикаспийского региона: Матер. Междунауч.-практ. конф., посвящ. 70-летию КазНУ им. аль-Фараби. Алматы: КазНУ, 2004.
- 11 Бадоев Т.И., Матлошинский Н.Г., Шаховой А.И. Формирование структур в подсолевых отложениях севера Прикаспийской впадины. - М.Недра, 1986. -26-316.
- 12 Альжанов А.А., Гейман Б.М., Голов А.А. Направление и методика нефтегазопоисковых работ в северной бортовой зоне Прикаспийской впадины. - М.Недра, 1976. - 7-116.
- 13 Проблемы и перспективы развития нефтяной промышленности Казахстана. Материалы международной научно-практической конференции. - Алматы, 2005.-
- 14 С.М. Камалов, Ю.А. Иванов, И.И. Малушин, Г.И. Маслова, Р.Г. Самвелов. Опыт нефтегазогеологического районирования слабоизученных комплексов и территорий (на примере подсолевых отложений северной части Прикаспийской впадины. - ВНИГНИ, 1992.
- 15 Н.Ш. Камбаров. Геодинамика и нефтегазоносность Прикаспийского осадочного бассейна.- Москва, 2000. - 446.

Приложение А

Литолого-стратиграфическая колонка по Чинаревскому нефтегазоконденсатному месторождению

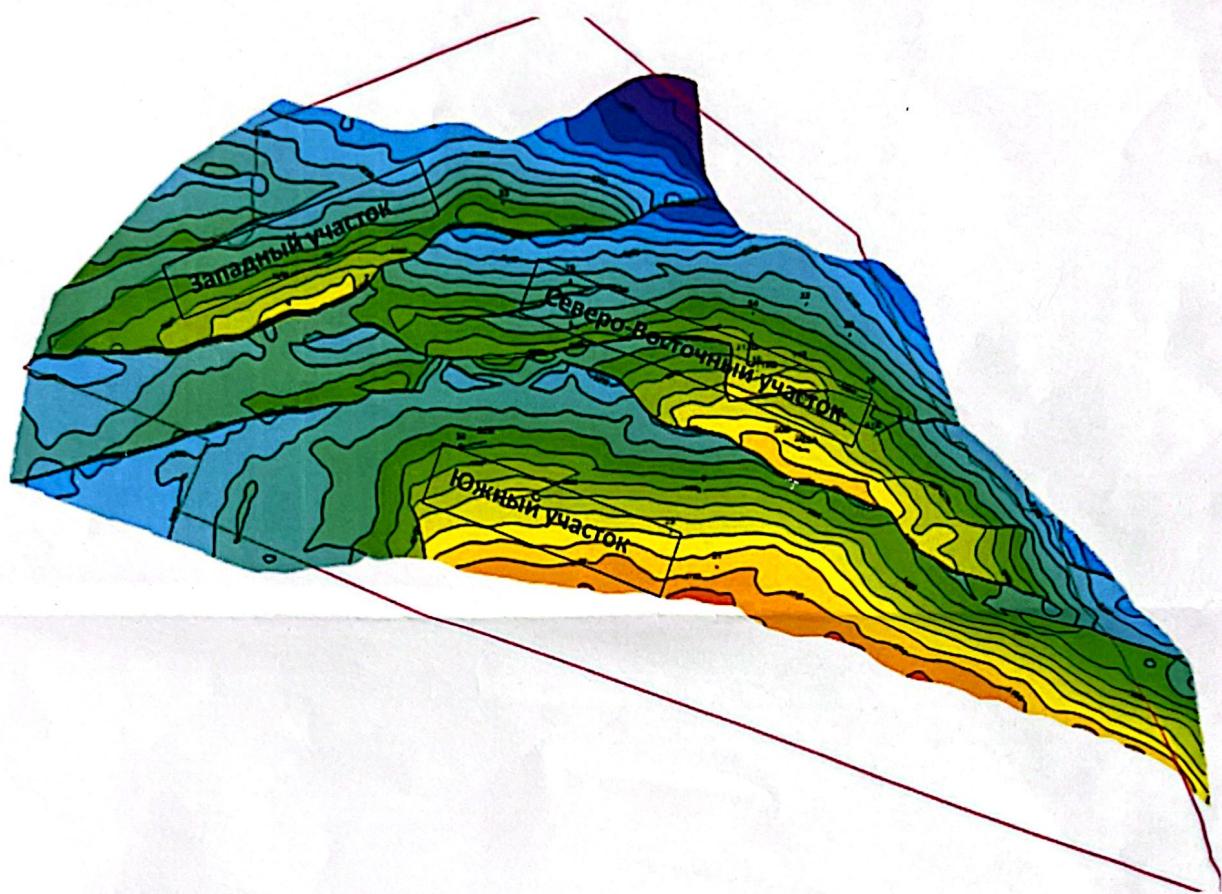


Условные обозначения:



				ДР-6В05202				
				Литолого-стратиграфическая колонка				
Должн.	Фамилия	Подпись	Дата	г. Алматы Ул. Сатпаева 22		Стадия	Лист	Масштаб
Зав. каф	Фуслхан Е.С.	10.06.03				ДР	1	
Нормконтр	Кульдесева Э.М.	11.06.03		Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение		КазНИИ Кафедра ГИиНГ ГНГ		
Руководит	Омирзакова Э.Ж.	10.06.03						
Рецензент	Аршиндикова М.Т.	10.06.03						
Дипломн	Утиксев А.А.	03.06						

Приложение Б
 Структурная карта по отражающему
 горизонту D2bs - кровля
 бийских отложений



				ДР-6В05202		
Структурная карта по отражающему горизонту						
Должн.	Фамилия	Подпись	Дата	г. Алматы	Стадия	Лист
Зав. каф	Эуслан Е.С.		08.06	Ул. Сатпаева 22	ДР	2
Нормкофр	Кульдесева Э.М.		28.05.2015			
Руководит	Омирзакова Э.Ж.		29.05.2015			
Рецензент	Аршидинова М.Д.		29.05.2015	Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение	КазНИТУ Кафедра ГИиНГ ГНГ	
Дипломн	Утикеев А.А.		29.05			

Приложение В

Скви- жина-	Гори- зонт	Дата отбора	Интер- вал отбора проб, м	pH	Плот- ность, г/см ³	Мине- рализация, г/л	Тип по Сули- ну	rNa ⁺ / rCl ⁻	Общая жест- кость, мг-экв/л
Надсолевой гидрологический этаж									
НБ-1	T	27.06.2010	588-608	7,08	1,079	103,6	XK	0,86	400
P-2	P ₂	04.06.2010	765-784	6,38	1,112	166,4	XK	0,83	400
P-2	P ₂	06.09.2010	765-784	6,47	1,112	165,4	XK	0,84	500
P-3	P ₂	04.06.2010	765-783	6,23	1,099	144,3	XK	0,84	420
Подсолевой гидрологический этаж									
57	C ₁	14.10.2008	4339-4364	5,51	1,176 ₇	238,9	XK	0,58	1700
29	C ₁	23.10.2006	4437-4451	5,96	1,176	267,2	XK	0,87	560
	C ₁	08.11.2006	4463-4374	5,57	1,176	255,6	XK	0,76	990

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу
(наименование вида работы)

Утикеев Алимжан Ануарұлы
(Ф.И.О. обучающегося)

6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых
(шифр и наименование ОП)

На тему: «Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении северной бортовой части Прикаспийской впадины»

Выполнено:

- а) графическая часть на 2 листах
б) пояснительная записка на 42 страницах

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Выпускная работа Утикеева Алимжана Ануарұлы посвящена исследованию геологоразведочных мероприятий на Чинаревском месторождении, расположенном в Северной бортовой части Прикаспийской впадины. Тема актуальна ввиду продолжающегося интереса к расширению ресурсной базы углеводородов и необходимости эффективной оценки перспектив разрабатываемых участков.

Автором представлена последовательная характеристика геологического строения района, дана краткая история геологоразведочных работ и их текущий статус. Утикеев А.А. обоснованно описывает методы разведки, включая буровые и геофизические исследования, и делает выводы о степени изученности залежей. Работа демонстрирует хорошее знание основных методик интерпретации геологических данных и умение применять их на практике.

Особое внимание заслуживает структурированность изложения, логика построения глав, корректное использование иллюстративного материала, а также ясность формулировок. В работе прослеживается самостоятельный подход к анализу данных и критическая оценка эффективности проведённых мероприятий.

Оценка работы

Представленная работа полностью соответствует требованиям, предъявляемым к дипломным работам, и может быть допущена к защите перед Государственной квалификационной комиссией с оценкой 82 балла

Утикеев Алимжан Ануарұлы заслуживает присвоения ему академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Рецензент
к.т.н., ассоц. проф. Аргынбай М.Т.
(должность, уч. степень, звание)
Ф. И.О.
Ф.И.О.
(подпись)
«9» 06 2025 г.

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломную работу Утикеев Алимжан Ануарұлы
Специальность 6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Тема: «Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении Северной бортовой части Прикаспийской впадины».

Дипломная работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемой литературы из 15 наименований; всего 32 страницы, а также 3 приложений, 3 рисунков и 2 таблиц.

Целью работы является проведение анализа геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении.

В процессе подготовки диплома студент внимательно подошел к работе с источниками и материалами. Он грамотно использовал материалы, полученные на производственной практики в ТОО «Жаикмунай». По результатам геофизических, геохимических и литологических исследований, провел анализ геологоразведочных работ различных структурных этажей и сделал обоснованные выводы.

Структура работы выдержана, иллюстрации подобраны в соответствии с содержанием, оформление соответствует установленным требованиям.

Студент продемонстрировал умение работать с научной и технической литературой, а также способность формулировать цели, задачи исследования и обоснованные выводы.

Дипломная работа Утикеев Алимжан, может быть рекомендован к защите с присвоением академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Научный руководитель:
Кандидат технических наук, старший преподаватель


Омирзакова Э.Ж.
«9» 06 2025г.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Утикеев Алимжан Ануарұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении Северной бортовой части Прикаспийской впадины

Научный руководитель: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент Подобия 1: 10

Коэффициент Подобия 2: 4.2

Микропробелы: 11

Знаки из других алфавитов: 6

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



Заведующий кафедрой

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

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

Автор: Утикеев Алимжан Ануарұлы

Тақырыбы: Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении Северной бортовой части Прикаспийской впадины

Жетекшісі: Ризахан Узбекгалиев

1-ұқсастық коэффициенті (30): 10

2-ұқсастық коэффициенті (5): 4.2

Дәйексөз (35): 0.2

Әріптерді ауыстыру: 6

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 11

Ақ белгілер: 0

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

Фылыми енбекте табылған ұқсастықтар плағиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, корғауға жіберіледі.

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

Енбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плағиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бүрмаланып плағиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс корғауға жіберілмейді.

Негізде:

Kүні



Кафедра менгерушісі

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Утикеев Алимжан Ануарұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении Северной бортовой части Прикаспийской впадины

Научный руководитель: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент Подобия 1: 10

Коэффициент Подобия 2: 4.2

Микропробелы: 11

Знаки из здругих алфавитов: 6

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



проверяющий эксперт





Отчет подобия

Метаданные

Название организации

Satbayev University

Название

Анализ геологоразведочных работ на Чинаревском месторождении Северной бортовой части Прикаспийской впадины

Автор Научный руководитель / Эксперт

Утикеев Алимжан АнуарұлыРизахан Узбекгалиев

Подразделение

ИГиНГД

Объем найденных подобий

КП-ия определяют, какой процент текста по отношению к общему объему текста был найден в различных источниках.. Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



9.95%

9.95%

КП1



4.22%

4.22%

КП2



0.18%

0.18%

КЦ

25

Длина фразы для коэффициента подобия 2

10116

Количество слов

62520

Количество символов

Тревога

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		6
Интервалы		0
Микропробелы		11
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		128

Подобия по списку источников

Ниже представлен список источников. В этом списке представлены источники из различных баз данных. Цвет текста означает в каком источнике он был найден. Эти источники и значения Коэффициента Подобия не отражают прямого плагиата. Необходимо открыть каждый источник и проанализировать сожержание и правильность оформления источника.

10 самых длинных фраз

		Цвет текста
--	--	-------------

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	57 0.56 %
2	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	48 0.47 %
3	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	42 0.42 %
4	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	41 0.41 %

5	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	35 0.35 %
6	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	32 0.32 %
7	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	32 0.32 %
8	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	30 0.30 %
9	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	29 0.29 %
10	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/1301	29 0.29 %

из базы данных RefBooks (0.11 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	Interspecific association and species composition of plants affected by erosion winds in the south west of Iran Z. Mohebi, L. Khalasi Ahvazi;	11 (1) 0.11 %

из домашней базы данных (0.15 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	Геологическое строение, нефтегазоносность северного борта Прикаспийской синеклизы и изучение особенностей строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов подсолевого комплекса Чинаревского месторождение 5/22/2024 Satbayev University (ИГиНГД)	10 (1) 0.10 %
2	Геологическое строение, нефтегазоносность и проект дразведки на месторождении Чинаревское 5/24/2024 Satbayev University (ИГиНГД)	5 (1) 0.05 %

из программы обмена базами данных (0.00 %)

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР СОДЕРЖАНИЕ КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)

