

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела К. Турысова
Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

Дармешова Анель Аскарвна

«Геологическое строение, тектоника Северного Бузачи, особенности
строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов
Каражанбас»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 6В05201- «Геология и разведка месторождений полезных
Ископаемых»

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела К. Турысова

Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

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

Енсеппаев Т.А

«05» 06 2023 г

Дипломная работа

На тему «Геологическое строение, тектоника Северного Бузачи,
особенности строения, распространения коллекторов продуктивных
горизонтов Каражанбас»

по специальности 6B05201- «Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых»

Выполнила:

Дармешова А.А

Рецензент

Научный руководитель

Доктор геолого-
минералогических наук

Кандидат геолого-
минералогических наук
Старший преподаватель



К.Б. Абилхасимов
«1» июль 2023 г.

Узбекғалиев Р.Х
«2» 06 2023 г.

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела К. Турысова
Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Геологии
Нефти и Газа, доктор PhD,
профессор

Енсеппаев Т.А

«03» 06 2023 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнении дипломной работы

Обучающейся Дармешовой Анель Аскаровне

Тема: «Геологическое строение, тектоника Северного Бузачи, особенности строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов Каражанбас»
Утверждено приказом Ректора Университета № 408-П/Ө от «23» ноября 2022 г.
Срок сдачи законченной работы: «6» июня 2023г.

Исходные данные к дипломной работе: были получены при прохождении практики, кроме того использовались материалы из открытой печати и интернет ресурсов

Краткое содержание дипломной работы: Описание геологического строения, нефтегазоносности, тектоники, литолого-стратиграфической и гидро-геологической характеристики месторождения Каражанбас. Анализ палеогеографического формирования залежей изучаемого региона.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

1. Геологическое строение района
2. Литологические и фильтрационно-емкостные свойства коллектора
3. Палеогеография изучаемого района

Перечень графического материала: 36 страниц текста, 8 графических изображений, 1 таблица:

представлены в 20 слайдах презентации работы

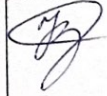
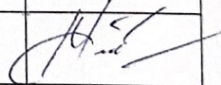
Рекомендуемая литература состоит из 8 наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геологическая часть	25.03.2023	Выполнено
Литологическая характеристика коллектора	14.04.2023	Выполнено
Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов	23.04.2023	Выполнено
Палеогеография района исследования	11.05.2023	Выполнено

ПОДПИСИ

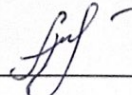
Консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Узбекгалиев Р.Х., к.г.м.н., старший преподаватель	05.06.2023	
Литологическая характеристика коллектора	Узбекгалиев Р.Х., к.г.м.н., старший преподаватель	05.06.2023	
Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов	Узбекгалиев Р.Х., к.г.м.н., старший преподаватель	05.06.2023	
Палеогеография района исследования	Узбекгалиев Р.Х., к.г.м.н., старший преподаватель	05.06.2023	
Нормоконтролер	Санатбеков М. Е., м.т.н., ассистент	06.06.2023	

Научный руководитель

 Узбекгалиев Р.Х.

Задание принял к исполнению обучающийся

 Дармешова А.А.

Дата

«23» ноября 2022 г.

АНДАТТА

Бұл дипломдық жұмыста геологиялық құрылымның ерекшеліктері, қиманың литолого-стратиграфиялық сипаттамасы, тектоникасы, мұнайгаздылығы, гидрогеологиялық сипаттамасы, сондай-ақ Қаражанбас кенорынының мұнай шоғыры мен геологиялық-кәсіптік сипаттамасы зерттелінген. Қаражанбас кен орны бойынша геологиялық-геофизикалық материалдарды жашылау негізінде, арнайы бөлімде өнімді горизонттардың су қоймаларының құрылымының ерекшеліктері қарастырылады. Су қоймасының литологиялық сипаттамасы, су қоймасының қасиеттері сипатталып, өнімді горизонттардың қалыптасуының палеогеографиялық карталары да құрастырылған.

Жұмыс 36 мәтін парағынан, 8 графиктен, 1 кестеден тұрады. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі 8 атаудан тұрады.

Негізгі сөздер: Қаражанбас кен орны, тектоника, мұнай-газ әлеуеті, литология, кабат, өнімді горизонт, мұнай кен орындары, шөгү жағдайлары, генерация.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе изучены особенности геологического строения: литолого стратиграфическая характеристика разреза, тектоника, нефтегазоносность, гидрогеологическая характеристика месторождения Каражанбас. На базе обобщения геолого-геофизических материалов по месторождению Каражанбас в специальной части рассмотрены особенности строения коллекторов продуктивных горизонтов. Описана литологическая характеристика коллектора, фильтрационно-емкостные свойства, также построены палеогеографические карты формирования продуктивных горизонтов.

Работа состоит из 36 листов текста, 8 графических изображений, 1 таблицы. Список использованной литературы состоит из 8 наименований.

Ключевые слова: месторождение Каражанбас, тектоника, нефтегазоносность, литология, коллектор, продуктивный горизонт, залежи нефти, условия осадконакопления, генерация.

ANNOTATION

In the research paper studied the characteristics of the geological structure : litho stratigraphic features section , tectonics , oil and gas , hydro-geological characteristics , as well as geological and commercial characteristics of oil deposits deposits Karazhanbas . On the basis of generalization of geological and geophysical materials on the Karazhanbas field in a special part the features of the structure of reservoirs of productive horizons are considered. The lithological characteristics of the reservoir, filtration-capacitative properties are described, paleogeographic maps of productive horizons formation are also constructed.

Work consists of 36 sheets of text, 8 graphic images, 1 table. The list of references consists of 8 titles.

Key words: Karazhanbas field, tectonics, oil and gas content, lithology, reservoir, productive horizon, oil deposits, sedimentation conditions, generati

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Геологическая часть	10
1.1	Общие сведения о месторождении	10
1.2	Геолого-геофизическая изученность месторождения	12
1.3	Литолого-стратиграфическая изученность	13
1.4	Нефтегазоносность	16
1.5	Тектоника	18
1.6	Гидрогеология	20
2	Специальная часть: Особенности строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов Каражанбас	20
2.1	Литологическая характеристика коллектора	21
2.2	Фильтрационно-емкостные свойства коллектора	28
2.3	Палеогеография	28
	Заключение	35
	Список использованной литературы	36
	Приложение А	37

ВВЕДЕНИЕ

Мною выбрана тема «Геологическое строение, тектоника Северного Бузачи, особенности строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов и подсчет запасов месторождения Каражанбас», так как одной из главных проблем данного месторождения является снижение дебита скважин, что приводит к уменьшению объемов добычи нефти. Это связано с тем, что месторождение давно находится в эксплуатации и запасы нефти начинают иссякать.

Кроме того, на месторождении возникают проблемы с техническим оборудованием: поломки насосов, трубопроводов, затруднения с транспортировкой нефти. Все это существенно увеличивает затраты на добычу и снижает прибыльность проекта.

Ценность месторождения заключается в его значительных запасах нефти и газа, которые могут обеспечить потребности не только Казахстана, но и других стран.

Цель дипломной работы: изучить особенности строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов Каражанбас. Восстановить историю формирования залежей нефти.

Данная дипломная работа написана на основе материалов и литературы, полученных во время прохождения производственной практики в АО «Каражанбасмунай» г.Актау.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения

Месторождение Каражанбас расположено на территории Мангистауского района Мангышлакской области Республики Казахстан в северо-западной части полуострова Бузачи в 210 км от города Актау. Северо-западная часть полуострова Бузачи представляет собой равнину с отметками от -19 м до $+28$ м.

Характерной чертой ландшафта является наличие многочисленных соров, труднопроходимых для автотранспорта. Положительные формы рельефа представлены барханами и останцами коренных пород. Климат района резко континентальный. Температура воздуха колеблется от -30 С зимой до $+30 - 45$ С летом. Атмосферные осадки приходятся в основном на осенне-зимний период. Источниками питьевой воды служат редкие малодебитные колодцы.



Рисунок 1 - Географическая позиция месторождения Каражанбас

1.1 Геолого-геофизическая изученность месторождения

Месторождение Каражанбас было открыто в 1974 году. Промышленная оценка выявленных здесь залежей высоковязкой нефти была выполнена в 1977 г.

В 1980 г. на месторождении начаты опытно-промышленные работы по испытанию технологий термического воздействия на пласты. В 1974 году на месторождение Каражанбас была пробурена разведочная скважина К12 и на системе нижнего мела был получен фонтанный приток нефти и в результате чего обнаружено данное месторождение. Далее в разведочных скважинах нашли юрские и нижнемеловые нефтеносные горизонты в 1977г. В 1980г месторождение пускается в разработку. До 1 января 2001 года в пределах месторождения Каражанбас (главным образом в центральном районе) всего пробурены 1636 различных скважин. Далее на западной, восточной и северной части месторождения провели трехмерную сейсморазведку и месторождение пускается на разработку. До 1996 г. на месторождении в целях повышения нефтеотдачи пластов применялись термические методы: влажного внутрипластового горения (ВВГ) на западном участке и паротеплового воздействия (ПТВ) на восточном участке месторождения.

Особенностью месторождения Каражанбас является высоковязкая нефть с высокой плотностью. Нефти тяжелые (плотность при температуре 20 °С = 0,920-0,965 г/ см³), высокосмолистые (до 24%), сернистые (до 2%), с вязкостью от 300 до 1200 сантипуаз (в пластовых условиях). Пластовая вода содержит высокое содержание растворенных солей 40-48 г/л и плотностью 1.031-1.035 г/ см³. Добыча нефти на месторождении сопровождается высоким выносом механических примесей (песка), местами достигающий до 10-15%, которые затрудняют нефтедобычу.

1.2 Литолого-стратиграфическая изученность

В пределах месторождения Каражанбас вскрыт разрез, включающий отложения верхнепалеозойского, триасового, юрского и раннемелового возраста.

Палеозойский комплекс (PZ)

Верхний палеозой (Pz2)

Верхнепалеозойские отложения вскрыты в единственной параметрической скважине 7, где они пройдены в интервале 1987-3500 м. Вся эта толща в основном сложена неравномерно переслаивающимися темноцветными карбонатными аргиллитами и мергелеподобными органогенно-обломочными известняками. Реже, среди этих пород отмечаются светло-серые, органогенно-обломочные и брекчиевидные доломитовые известняки.

Основным компонентом органогенно-обломочных известняков являются окатанные обломки карбонатных пород, тонкие и мелкие в мергелеподобные известняки. Также отмечается значительное количество обломков раковин крупных фораминифер (фузулинид и др.), брахиопод.

Мезозойский комплекс (MZ)

Триасовая система (Т)

В верхней части, толща представлена аргиллитами, участками карбонатными, с подчиненными пластами и прослоями алевроитов различной зернистости.

В средней части - толща представлена переслаиванием аргиллитов, с мелкозернистыми песчаниками, а в нижней - чередованием темно-серых песчаников, темно-коричневых аргиллитов, и почти черных, с подчиненными прослоями алевроитов.

Внизу толщи, залегает пачка мелкогалечных конгломератов из обломков известняков, в ангидритовом цементе. Триасовые отложения представлены только нижним отделом, в составе индского и оленекского ярусов. Мощность триасовых отложений на площади Каражанбас до 2500 метров.

Юрская система (J)

Юрские отложения вскрыты полностью или частично большинством структурно-поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Залегают они на размытой и выветренной поверхности триасовых образований. В целом, юрские отложения в литологическом отношении представлены переслаиванием сероцветных глин, алевролитов и песчаников. Юрские отложения представлены средним и нижним отделами.

Среднеюрская часть продуктивной толщи, сложена терригенными, преимущественно континентальными, аллювиально-озерными образованиями байосского и батского ярусов.

Нижнебайосские (J_2bj_1) отложения представлены мелкозернистыми, темно-серыми с буроватым оттенком песками, с прослоями глин, включениями угля и обугленных растительных остатков. По литологическим особенностям и данным изучения органических остатков отложения сопоставляются с Карадирменской свитой нижнебайосского возраста в Горном Мангышлаке. Среди органических остатков выявлены миоспоры, пресноводные водоросли и микрофитопланктон. В верхней части нижнего байоса распространены фации прибрежного мелководья (опресненного залива, русловые, дельтовые, баровые).

Верхнебайосские (J_2b2-J_2bt) отложения литологически представлены темно-серыми, мелкозернистыми, кварцевыми, битуминозными песками, с прослоями темно-серых глин с обломками гастропод, остракод, фораминифер и микрофоссилий. По видовому составу микрофоссилий вмещающие отложения, сопоставляются с базарлинской свитой в Горном Мангышлаке. К отложениям этого возраста приурочен продуктивный горизонт Ю-I.

На своде Бузачинского поднятия нижнеюрские отложения отсутствуют, они выпадают из разреза и на приподнятых участках располагающейся в акватории системы палеозойских дислокаций.

Меловая система (К)

Породы мелового возраста залегают с размывом на среднеюрских и нижнетриасовых отложениях. Представлены нижним отделом и включают в себя отложения неокомского надъяруса (берриас-валанжинского, готеривского ярусов, кугусемской свиты - верхний готерив-баррем), аптского и альбского ярусов.

Отложения берриас-валанжинского ($K1b-v$) и нижней части готеривского ($K1g1$) ярусов литологически представлены переслаиванием алевролитов и глин, с преобладанием глин. Карбонатные породы, слагающие маломощные пласты и пропластки, отмечаются в валанжин-берриасе. Алевролиты, образуют до 7-8 пачек, толщиной от 3-4 метров до 14 метров. Общая толщина неокома 58-100 метров на площади Каражанбас. В отложениях преобладают фораминиферы. Данные отложения формировались в условиях мелководного морского и слабоопресненного бассейнов при жарком и достаточно влажном климате. К отложениям берриас-валанжинского ($K1b-v$) и нижней части готеривского ($K1g1$) ярусов приурочен продуктивный пласт Д.

Породы верхнего готерива-баррема ($K1g1-br$) (кугусемской свиты) представлены переслаиванием красно-бурых, зеленовато-серых глин, мелко-крупнозернистых алевролитов, мелкозернистых песчаников, некарбонатных, кварцевых песков. Песчаные отложения состоят из песчаников с глинистым цементом с включением хорошо окатанной гальки и алевролитов. К началу баррема происходит трансгрессия моря с формированием морских, мелководных образований - преимущественно глин - с редкими прослоями алевролитов и песчаников. К отложениям кугусемской свиты приурочены продуктивные

пласты А1, А2, Б, В и Г. Толщина неокомского надъяруса изменяется от 84 м до 257 м.

Аптский ярус (K1a) со стратиграфическим несогласием перекрывает породы кугусемской свиты. В основании яруса находится базальный песчано-алевролитовый горизонт толщиной до 20 м (продуктивный пласт А), сложенный крупнозернистым серым алевролитом и мелкозернистым песчаником, с незначительным содержанием гравийно-галечного материала. Выше залегает толща черных неслоистых глин с редкими прослоями мелких мергелистых конкреций. В верхней части разреза появляются темно-серые глины, переслаивающиеся с алевролитами. Толщина яруса изменяется от 91 до 139 м.

Альбский ярус (K1al) залегает на аптских отложениях с незначительным размывом, благодаря которому четкий контакт между аптом и альбом хорошо прослеживается на каротажных диаграммах. В литологическом отношении альбский ярус представлен преимущественно песчано-алевролитовыми отложениями пород переслаивающихся с глинистыми породами. Толщина яруса изменяется от 203 до 343 м. Аптские и альбские осадки формировались при морской трансгрессии в мелководном бассейне.

Кайнозойский комплекс (KZ)

Палеоген-неогеновые отложения представлены терригенно-карбонатной формацией и сложены ракушечными известняками, оолитовыми детритовыми песчаниками и алевролитами, также известковистыми глинами.

Четвертичные отложения с размывом залегают на нижнемеловых отложениях и сложены песками, суглинками и супесями, отложившимися при аридном климате. Толщина отложений не превышает 12 метров.

1.3 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность месторождения установлена в среднеюрских и нижнемеловых отложениях. В разрезе нижнемеловых отложений выделяются пласты А1, А2, Б, В, Г Д, а в разрезе среднеюрских отложений – продуктивные горизонты Ю-І, Ю-ІІ.

Пласт А1 является более мощным и выдержанным по площади. Содержит основные запасы нефти мелового продуктивного объекта. Содержащаяся в нем нефтяная залежь представляет собой своего рода сводовый резервуар, тектонически экранированный на севере. Высота залежи составляет 97 метров. По всему верхнему слою пласта А прослеживается 1-2-метровый базальный слой аптских отложений. Общая толщина пласта составляет в среднем 5,0 м, из которых 3,7 м - эффективная толщина.

Пласт А2 залегает несколько ниже пласта А1 и демонстрирует локальное развитие. Нефтяная залежь литологически и тектонически экранирована, а также является пластово-сводовой. Фактическая толщина нефти составляет 8,6 метра. Пласты А, А1 и А2 содержат газовые шапки.

Пласты Б и В также имеют зональное распространение и характеризуются наличием значительных зон замещения коллекторов непроницаемыми породами.

Для пласта Г характерно наличие двух пропластков, разделенных между собой более мощными глинами. Он является основным объектом разработки и вскрывается всеми добывающими скважинами. Общая толщина пласта составляет в среднем 15,7 м, из которых 12,2 м - эффективная толщина.

Далее залегает пласт Д, который в свою очередь, также состоит из двух частей – верхней Д1в и нижней Д1н. Общая толщина пласта Д составляет в среднем 4,4 м, из которых 3,8 м - эффективная толщина. Ниже пласта Д1 в ряде скважин по каротажу выделяются отдельные интервалы, которые могут представлять интерес в отношении нефтеносности и названные Д2.

Все продуктивные горизонты объединены в 3 объекта разработки: І объект включает в себя залежи нефти, связанные с пластами А1, А2, Б и В; ІІ объект – с пластами Г и Д; ІІІ объект связан с горизонтами Ю-І (верхний, средний и нижний пласты) и Ю-ІІ (основной и линзовидный). Сероводород в пластовом флюиде месторождения Каражанбас отсутствует.

Для характеристики свойств разгазированной нефти продуктивных пластов использованы результаты анализов, выполненных в Казнефтегазразведке и ВНИПИтермнефти. Параметры и состав разгазированной нефти приведены в таблице 1.

Нефти месторождения Каражанбас тяжелые, высоковязкие. Плотность нефти изменяется от 941 кг/м³ до 944,6 кг/м³. Динамическая вязкость

дегазированной нефти при пластовых температурах находится в пределах 400 – 1104,6 мПа*с, что в 2 – 3 раза больше, чем пластовой нефти. Наибольшее количество определений физико-химических свойств нефти сделано по пласту Г в пределах опытно-промышленных участков.

Проведенные исследования позволили определить динамическую (пластическую) и эффективную вязкость и оценить величину предельного динамического сопротивления сдвига. При температурах 293,2 – 303,2К для нефти получены значения предельного динамического сопротивления сдвига до $15 \cdot 10^{(-5)}$ Па. Кроме того, дегазированная нефть при температурах до 303,2К изменяет динамическую вязкость в зависимости от градиента напряжения. Вязкость нефти, замеренная на капиллярном вискозиметре и ротационном, дает полную сходимость при температурах 323,2К. Поэтому значения вязкости в таблице 1 приведены при температуре 323,2К. Так для пласта Г при температуре 323,2К вязкость составляет 165,5мПа*с, а при температуре 293,2К – 1104,6 мПа*с.

Таблица 1 - Параметры и состав разгазированной нефти месторождения Каражанбас, пласт Г

Наименование		Значение
Плотность нефти, кг/м ³		943
Вязкость нефти, мПа*с (t= 323,2 К)		165,5
Молекулярный вес		403
Температура вспышки, °С		398,2
Содержание, % вес	Количество определений	18
	Серы	1,98
	Смол силикагел	18,68
	Асфальтенов	4,72
	Парафинов	1,48
Фракционный состав. Выход в % объем	до 473,2 К	1,65
	до 573,2 К	18,95
	до 623,2 К	52

1.4 Тектоника

Месторождение Каражанбас расположено в центральной части Бузачинского свода, Северо-Устюртско-Бузачинской системы прогибов и поднятий и приурочено к брахиантиклинальной складке субширотного простирания, осложненной многочисленными разрывными нарушениями.

Бузачинский свод – крупный структурный элемент, границы которого достаточно достоверно установлены в южной и восточной частях, где с юга соответственно примыкает Южно-Бузачинская впадина, отделяющая Южно-Бузачинский свод от Тюбкараганской мегантиклинали, далее Кызан-Токубайский вал и на востоке граничит с Култукской моноклиной. Северное и западное окончания свода принимаются условно и проведены за пределами границы прилегающей акватории Каспийского моря.

В строении брахиантиклинали принимают участие осадочные отложения нижнемелового и среднеюрского возраста, граница между которыми характеризуется значительным перерывом в осадконакоплении и угловым несогласием. Складчатое основание платформы сложено нижнетриасовыми породами, которые перекрываются разновозрастными отложениями: от нижнемеловых в сводовой части поднятия, до среднеюрских на периклинальных участках.

Район расположения структуры Северные Бузачи характеризуется высокой тектонической активностью, способствовавшей образованию широкой сети тектонических нарушений, разбивших структуру на блоки. Наибольшей нарушенности подвергся доюрский комплекс отложений.

Структурно-тектоническое строение месторождения основывается на результатах бурения скважин и сейсморазведочных работ 3Д. В пересчете запасов 2008г, за основу структурных построений использовалась сейсмогеологическая модель, созданная на результатах интерпретации двух сейсмических съемок 2Д/3Д. Разделение же структуры на блоки, в основном, на периклинальных частях структуры, не охваченной сеймосъемкой 3Д, базировались на сейсмических данных компании «ТЕКСАКО», которые хорошо соотносились с результатами интерпретации данных ГИС, детальной корреляцией пластов в продуктивной части разреза и результатами опробования скважин.

В тектоническом отношении территория месторождения Каражанбас - это ассиметричная антиклиналь с амплитудой около 300 м на глубине залегания основных нефтяных горизонтов. Две основных, параллельно простирающихся складки, протягиваются вдоль всего месторождения, и одна из них определяет пределы нефтегазоносности. Структура Каражанбас делится на 7 главных

тектонических блоков. Отдельные нефтяные горизонты характеризуются только им присущими нефтяными контактами, которые меняются по глубине от блока до блока. Водонефтяные контакты в различных резервуарах могут быть подвешенными и нерегулярными ввиду того, что имеет место гидродинамический эффект.



Рисунок 2 - Месторождение Каражанбас. Тектоническая схема

1.5 Гидрогеология

В гидрогеологическом отношении территория месторождения Каражанбас находится в пределах Бузачинского артезианского бассейна второго порядка, который входит в состав Прикаспийского артезианского бассейна.

В бассейне, по характеру обводнения и общности литолого-фациального состава водосодержащих пород, выделяются водоносные горизонты и комплексы четвертичных, меловых, юрских и пермо-триасовых отложений.

Месторождение Каражанбас приурочено к гидрохимической зоне хлоркальциевых рассолов, минерализация которых в пределах месторождения изменяется от 38 г/л в законтурной области продуктивных горизонтов до 76 г/л в северной части месторождения в пределах основного субширотного экранирующего сброса.

По химическому составу пластовые и остаточные поровые воды продуктивных горизонтов юры и неокома представляют собой слабые рассолы хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Солевой состав представлен в основном хлоридами натрия от 1033 до 2093 мг-экв/л. подчиненное значение в составе солей имеют хлориды Ca и Mg, составляя соответственно 38 – 342 мг-экв/л и 248 – 421 мг-экв/л.

2 Специальная часть

2.1 Литологическая характеристика коллектора

Сложность геологического строения месторождения обусловлена большим количеством продуктивных пластов, невыдержанностью их по площади и разрезу, литологической изменчивостью коллекторов, стратиграфическим несогласием среднеюрских горизонтов, наличием многочисленных тектонических нарушений (порядка 130) в меловых и среднеюрских продуктивных пластах.

Изучение литологических характеристик коллекторов месторождения Каражанбас является важным этапом в оценке его экономической ценности и определении эффективности его разработки. Литологические характеристики коллектора месторождения играют ключевую роль в понимании его геологического строения и потенциала для добычи углеводородов.

Коллектор месторождения Каражанбас представлен различными породами, включая песчаники, алевролиты и известняки. Однако наибольшую роль в аккумуляции и производительности углеводородов играют песчаники и алевролиты. Песчаники и алевролиты месторождения Каражанбас обладают переменной пористостью и проницаемостью. Обычно пористость колеблется в диапазоне от низкой до умеренной, а проницаемость может быть относительно низкой до средней. Эти параметры играют важную роль в определении способности породы к хранению и передаче углеводородов. Минеральный состав коллектора месторождения Каражанбас варьирует в зависимости от конкретного пласта и геологического возраста. Песчаники могут содержать кварц, глинистые минералы, полевые шпаты и другие мелкие минералы. Алевролиты могут быть богаты глинами и другими минералами.

Таким образом, тонкозернистый песчаник и алевролит являются главными литологическими составами коллектора. По данным, в обломке породы в основном полевой шпат и кварц.

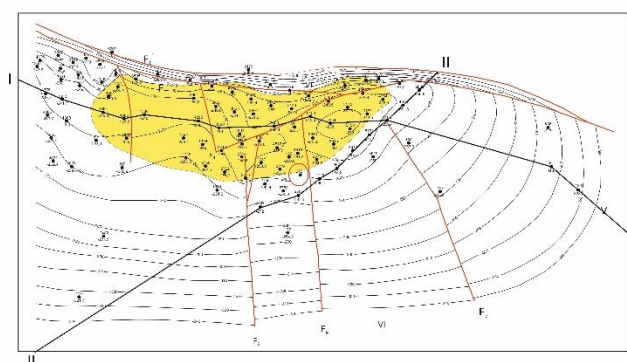
Содержание обломков составляет 14%-82% (среднее содержание - 47,5%); содержание полевого шпата - 10%-40% (среднее - 29,8%); содержание кварца - 8%-46% (среднее - 22,7%).

Песчаниковый обломок в основном состоит из туфовой породы, содержание составляет 7%-81% (среднее - 34,6%), а второстепенно - кварцит, филлад, кремнистая порода, глинистые гранулы, гранит, слюда и другие.

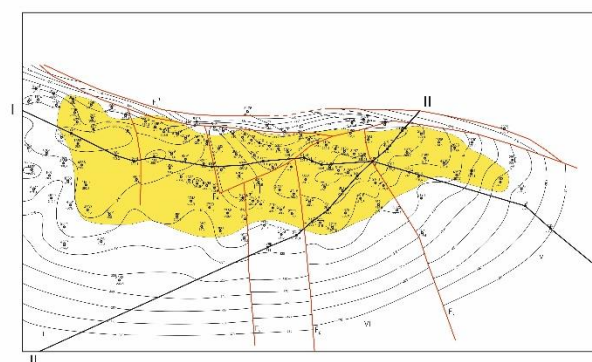
Содержание агглютинирующего вещества 1%-32% (среднее содержание 17,9%), агглютинирующее вещество в основном состоит из кальцита.

Анализом дифракционных данных скважин показано, что состав глинистого минерала - преимущественно иллиты/ монтмориллониты (содержание 11%-94%, в среднем 62,4%), с подчиненным количеством каолинита (1%-80%, в среднем 25,6%), иллита (2%-17%, в среднем 7%), хлорит (1%-17%, в среднем 5%), процент иллита/ монтмориллонита 20%-95%, в среднем 77,7%. Размеры гранул обломка, как правило, 0,0625мм-0,25мм, степень цементации средняя-рыхлая, окатанность - полуокатанная. Сортировка зерен средняя, тип цемента в основном пористый.

Масштаб 1:10000



Масштаб 1:10000



-  Изогипсы
-  Номер скважины
-  Разлом
-  Распространение песчаных коллекторов

Мощность коллектора пласта А находится в пределах 0-10,8м, средняя - 5,0м, по сравнению с другими пластами степень образования коллектора данного пласта наилучшая, на поверхности расположение песчаных тел стабильное.

12

2.2 Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов

На основании развитого положения разрывов исследовательской зоны, месторождение было разделено на I, II, III, IV, V, VI, VII зон тектонических блоков.

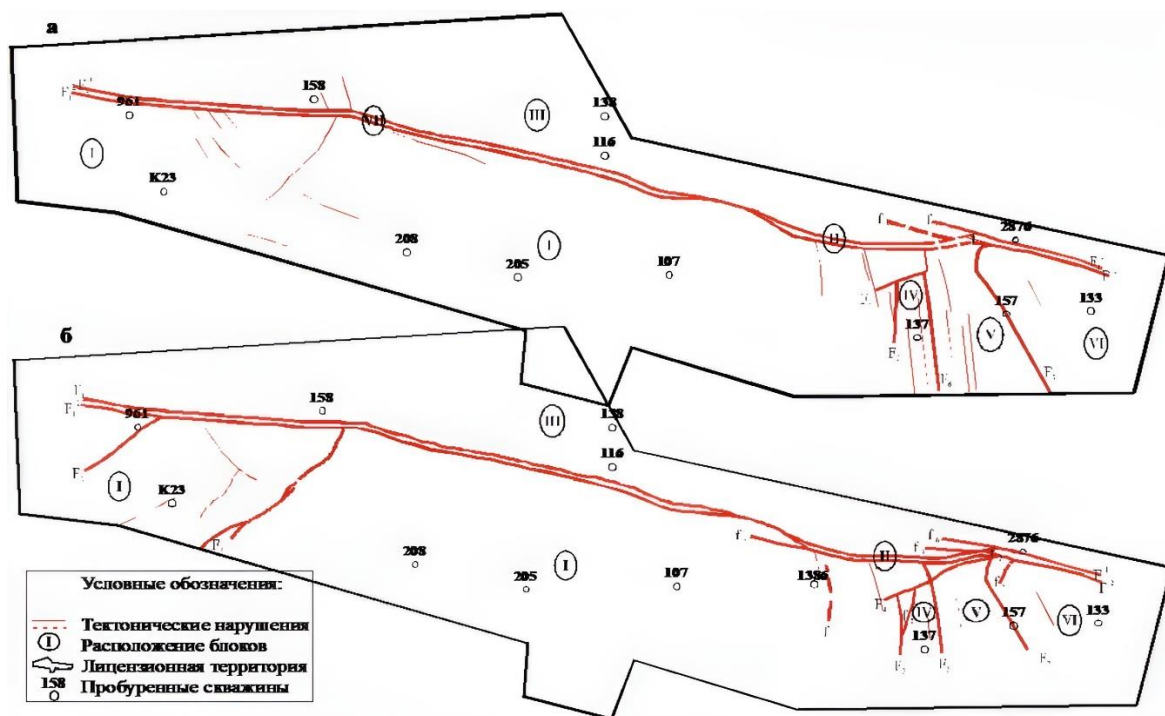


Рисунок 5 - Схема расположения блоков месторождения Каражанбас (а- меловая система, б- юрская)

Промышленная нефтегазоносность установлена в нижнемеловых и среднеюрских отложениях, залегающих на глубине 250-500м. В нижнемеловом нефтеносном комплексе выделяются шесть продуктивных пластов: А₁, А₂, Б, В, Г, Д. Основные запасы нефти сосредоточены в горизонтах А,Г. Залежи по типу относятся к пластовым сводовым, тектонически нарушенным.

Продуктивный горизонт А₁

Продуктивный горизонт А₁ - самая неглубокая залежь нефтеносного пласта мелового периода данного нефтяного месторождения. Состоит из мелкозернистых, зеленовато-серых, неслоистых, слабокарбонатных глинистых, алевролитовых и песчаниковых пород. В литологическом отношении представляет собой маломощный слой базальных аптских отложений, представленных обычно сцементированными песками. В кровле пласта отмечается карбонатизированный пропласток.

Эффективная толщина нефтеносных пластов продуктивного горизонта А₁ составляет 0,4-15,6м, средняя толщина 3,8м. Пределы изменения

газонасыщенных пластов-коллекторов варьируют от 0,4 до 4,3 м, составляя в среднем 1 м.

Залежь относится к типу пластовых с литологическим и тектоническим экранированием. Интерфаза нефти постепенно уменьшается с востока на запад по южной стороне структуры. Зоны отсутствия коллекторов представлены, в основном, небольшими линзами, исключение составляет восточная часть, где зоны отсутствия коллектора занимают значительную территорию.

Продуктивный горизонт А₂

В литологическом отношении представлен разномеристыми алевролитами различной степени сцементированности. Состоит преимущественно из 1-3 пропластков. Пласт А₂ заглинизирован более чем в половине вскрывших его скважин. Общая толщина пласта-коллектора А₂ изменяется от 5,0 до 14,6м, составляя в среднем 9,6м, эффективная меняется от 0,4 до 11,2м, среднее значение равно 3,2м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем равна 3,4м, при колебаниях от 0,4м до 11,2м, газонасыщенная находится в пределах 0,5 - 7,5м и в среднем равна – 2,4м. Распространение горизонта А₂ лишь ограничено в тектоническом блоке III.

Продуктивный горизонт Б

По сравнению с вышележащим пластом А, пласт Б имеет несколько более широкое распространение, однако во многих скважинах также замещен непроницаемыми разностями и его распространение носит линзовидный характер.

Общая толщина пласта Б варьирует от 6,4 до 18,7 м, составляя в среднем 11,4 м. Эффективная толщина изменяется от 0,4 до 14,1 м, составляя в среднем 3 м. Пределы изменения нефтенасыщенной толщины – от 0,4 до 11,3 м, среднее значение равно 2,6 м. Залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная.

Ограниченное разнообразие флоры и плохие климатические условия, редкая фауна, плохая сохранность органических остатков, цитологический состав пород, гидрослюдистый и каолиновый состав глинистых минералов, являются признаками того, что горизонт Б формировался в лагунно-континентальных условиях. Нефтеносный пласт размещен в тектонических блоках I,II,III,VI.

Продуктивный горизонт В

Пласт В в литологическом отношении не отличается от вышележащих пластов, однако имеет намного большее распространение по площади. Зоны глинизации представлены в виде небольших линз и располагаются на западной и восточной частях месторождения.

Отложения составляют зеленовато-серые, слабосцементированные алевролиты, местами переходящие в рыхлые алевролиты, с прослоями песчаников и песков. Кварц, вулканические породы, полевой шпат, зеленовато-серая слюда составляют обломочный материал. Средняя пористость пласта - 33%, средняя проницаемость 189×10^3 мм². Средняя эффективная толщина нефтеносного пласта составляет 2,7м. Нефтеносный пласт размещен в блоках I, IV, V, VI.

Продуктивный горизонт Г

Основным объектом разработки является горизонт Г, который территориально разрабатывается по всему месторождению. Проницаемость в центральном районе обычно является $200-500 \times 10^{-3}$ мм². Средняя пористость всего нефтяного месторождения 34%, средняя проницаемость 352×10^{-3} мм².

Средняя эффективная толщина нефтеносного пласта составляет 10,3м, толщина изменяется в пределах 0,4-23,5м. Нефтеносный пласт размещен в тектонических блоках I, II, IV, V, VI.

Горизонт Г сложен породами такие как алевролиты, слабосцементированные песчаники, пески. Кварц, полевые шпаты и кремнистые породы составляют обломочный материал, имеют базально-поровые, поровые и пленочно-поровые типы цемента. Минералы каолинит, хлорит и гидрослюда являются содержанием глинистого цемента.

Залежь тектонически и литологически экранированная. Редкость остракод и их плохая сохранность, наличие рыхлых песков и слабосцементированных песчаников с прослоями красных и коричневых глин в верхней части разреза горизонта Г указывают на лагунно-континентальные условия во время формирования данного горизонта.

Продуктивный горизонт Д

В литологическом отношении представлен песчанистыми глинами и алевролитами. Состоит преимущественно из 2-х пропластков, разделяемых между собой глинистыми породами.

Продуктивность пласта Д была установлена в III, VI, VII, блоках. В остальных блоках коллектора отсутствуют, либо представлены водонасыщенными пластами и залежи там не установлены.

Средняя эффективная толщина нефтеносного пласта Д составляет 2,9м, толщина изменяется в районе 0,4-12,5м. Горизонт Д согласно литологическим данным состоит из алевролитов с прослоями песчаников, глинисто-алевролитопесчаных пород и песков. Песчаники мелкозернистые, глинистые и слабо сцементированные могут иногда переходить в пески.

Залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной на севере и литологически экранированной на востоке. Изученные типы пород являются коллекторами с сильными фильтрационно-емкостными свойствами,

которые зависят от их глинистой и карбонатной природы. Глинистый цемент состоит из минералов каолинита, смектита и гидрослюда.

Таким образом, в основном, породы-коллекторы представлены слабосцементированными песчаниками, средне-мелкозернистыми, алевролитами разномзернистыми, серыми, зеленовато-серыми с редкими прослоями и гнездами красноцветных и серовато-зеленых глин. Вещественный состав пород и органические остатки (фораминиферы, остракоды, миоспоры) свидетельствуют о формировании пород неокома в прибрежно-морском бассейне с неустойчивой гидродинамикой (частая смена окислительных и восстановительных условий).

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов неокома отличаются высокими характеристиками (пористость - 22-40 %, проницаемость - 0,244-0,428 мкм²) при небольшом коэффициенте песчанистости - 0,34-0,59. Эффективная толщина изменяется в пределах от 9,3 м (пласты А, Б, В) до 15,2 м (пласты Г и Д).

В геологическом разрезе среднеюрских отложений выделены продуктивные горизонты Ю-1 и Ю-2

Продуктивный горизонт Ю-1

Горизонт Ю-1 содержит основные запасы нефти месторождения. Продуктивность Ю-1 горизонта доказана еще на начальном этапе освоения месторождения опробованием в разведочных скважинах и в дальнейшем подтверждена многочисленными результатами испытаний эксплуатационных скважин. Литологически представлен песчано-алевролитовыми породами.

Горизонт Ю-1 подразделяется на верхний (Ю-1), средний (Ю-1) и нижний (Ю-1.) пласты. Эффективная толщина отложений составляет 8,6м, а общая - обычно 11,9м. Особенностью отложений горизонта Ю-1 является их спорадическое распространение. Разрыв, разделяющий юрский и меловой горизонты, определяет распределение отложений. К востоку от горизонта встречаются от одного до четырех прослоев коллекторов.

Общая толщина горизонта изменяется от 1,3 до 176,7м, составляя в среднем 41,7м. Уменьшение толщины горизонта наблюдается в восточном направлении, там, где горизонт выклинивается под поверхность предмелового размыва.

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,5 до 58,2м, составляя в среднем 16,9м. Газонасыщенная толщина варьируется от 0,5м до 13,1м и в среднем равна 4,1 м. Содержит от 1 до 27 пластов-коллекторов, коэффициент расчлененности при этом составляет 7, коэффициент песчаности - 0,49. Часто пласты сливаются между собой, образуя единый мощный резервуар. Горизонт нефтеносен во всех блоках, при этом в VI блоке установлено наличие газовой шапки. Мелкозернистые песчаники, коричневатосерые песчаники, кварцевые пески и серые иловато-песчаные глины с

растительными остатками составляют цитологические отложения горизонта. Двумя основными веществами в глинистых коллекторах являются гидрослюда и каолинит. Вулканическая активность среднеюрской эпохи связана с ростом содержания в глинистых минералах смешивающихся минералов, таких как гидрослюда-сметит. Залежь пластовая, тектонически экранированная с трех сторон, имеет размеры 1,7*2,1км, высота достигает 62 м. Площадь нефтеносности составляет 2599 тыс. м².

Продуктивный горизонт Ю-2

В составе горизонта содержится от одного до четырех пропластков-коллекторов. Общая толщина пласта составляет в среднем 14,6м, а эффективная - 11,9м. Отложения горизонта были подвержены размыву и поэтому распространены спорадически.

Среднеюрская продуктивная толща сложена в основном континентальными песчано-глинистыми породами, при неравномерном переслаивании которых образуются пачки алевролита-песчаного состава, разделенные прослоями глин. Породы-коллекторы представлены песчаниками мелкозернистыми, алевроитовыми и алевролитами крупно- и мелкозернистыми, песчанистыми.

Песчаники характеризуются высокими коллекторскими свойствами. В минеральном составе песчаников преобладают кварц (26-39 %) и полевые шпаты (16-29 %). Цемент песчаников глинистый. Исследование глинистых минералов, цементирующих породы-коллекторы продуктивных горизонтов, показало, что их состав полиминеральный.

Для слабоглинистых коллекторов основными минералами являются гидрослюда и каолинит. С увеличением глинистости коллектора увеличивается доля смектита и смешанослойных минералов (западная часть месторождения).

Юрские продуктивные горизонты характеризуются наиболее высокими значениями эффективных толщин - до 20,6м и более, наибольшим коэффициентом песчаности 0,83. Коэффициент пористости - 0,29 %, проницаемости - 0,436 мкм².

Геологический разрез месторождения Каражанбас по линии I-I

МАСШТАБ
Горизонтальный: 1:10000
Вертикальный: 1:1000

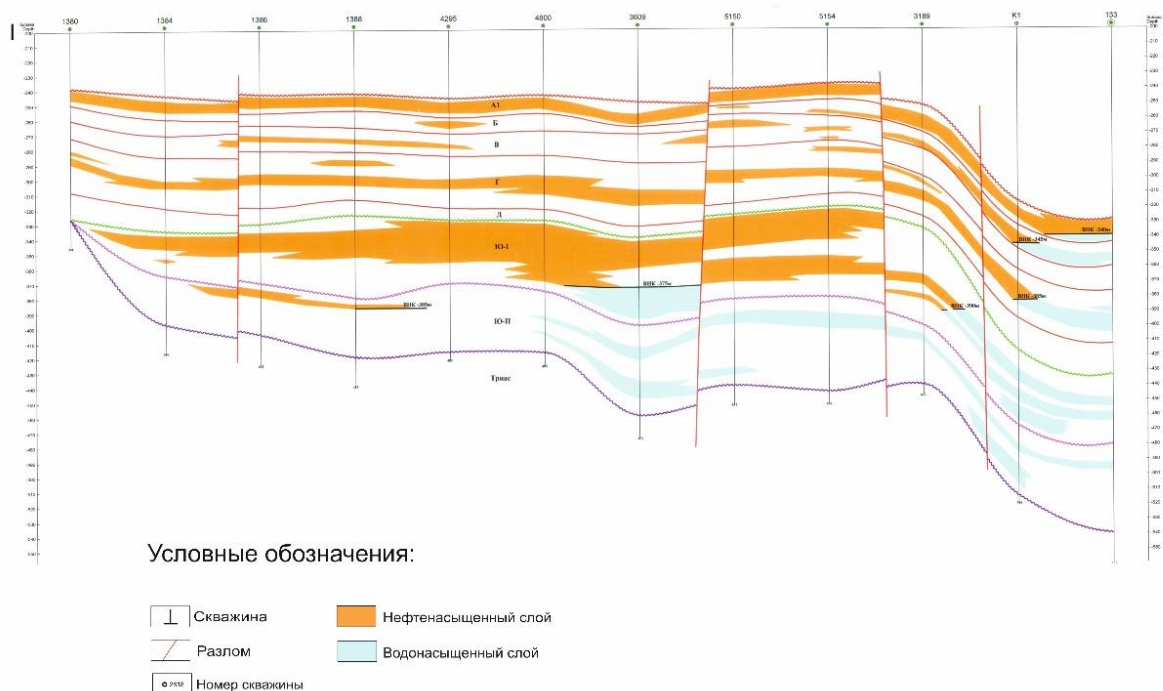


Рисунок 6 - Геологический разрез месторождения Каражанбас по линии I-I

Таким образом, сравнение коллекторов средней юры и неокома показало, что они в целом характеризуются высокими значениями ФЕС (проницаемость - 0,05-0,30 мкм², пористость 22-30 %). Физико-химические свойства меловых и юрских нефтей близки между собой. Нефти тяжелые (плотность 938,5-944,6 кг/м³), высокосмолистые (до 24 %), сернистые (до 2 %), парафинистые (0,7-1,4 %). Выход светлых фракций, вскипающих до 300-350 °С, составляет около 27 %. Отличительными особенностями нефтей являются низкая (до 27-25 °С) температура застывания и высокая вязкость (160-660 мПа • с).

2.3 Палеогеография района исследования

Один из главных факторов, характеризующих условия формирования залежей углеводородов - время. С целью определения времени формирования месторождений в Бузачинском регионе, была изучена история развития структурных ловушек, регулирующих залежи нефти и газа, исследованы давления насыщения нефтяных залежей, особое внимание было уделено историко-геолого-геохимическим исследованиям.

Формирование юрских и неокомских структурных ловушек, как показали палеотектонические исследования развития поднятий Каражанбас и Северные Бузачи, началось одновременно с осадконакоплением.

В начале альба их амплитуда составляла не более 20-30%, и в последующем они продолжали активно развиваться. Возможно, на полуострове Бузачи в конце нижнего мела началось формирование месторождений нефти и газа. В результате присутствия аптского глинистого покрова, то есть, покрывки, к этому времени уже были созданы структурные условия для накопления углеводородов.

Ловушки, ограничивающие залежи нефти и газа на месторождении, были особенно активны на ранних стадиях. Верхнетриасовые ловушки формировались преимущественно в позднем триасе-юрском периоде, а юрские - в позднем юре-раннем мелу. Если по времени образования ловушек, мы уверенно можем утверждать, что формирование залежи не может возникнуть ранее момента образования ловушки, то заключительный момент возникновения залежи является более сложным и его не всегда можно установить. Для этого используют метод, основанный на использовании давлений насыщения.

Согласно расчетам, возникновение залежей нефти юрского и нижнемелового периодов на месторождениях Каражанбас и Северные Бузачи должно было завершиться в раннем мелу. Потери газа и, следовательно, более низкие давления насыщения были неизбежны для месторождения Каражанбас из-за его небольшой глубины и обширной нарушенности. При этом расчетная глубина залежей на момент их образования была меньше, а время образования - более ранним.

В результате, процесс образования нефтяной залежи на данном месторождении закончилось позднее раннего мела. После определения нефтегазоматеринских пластов как источников генезиса углеводородов важно установить, когда эти пласты опустились на глубины, необходимые для интенсивного проявления процессов нефтегазообразования, при которых происходит активная миграция и накопление углеводородов.

Изучение литолого-фациальных особенностей, геологического строения и геохимических характеристик мезозойских отложений в районе Бузачи позволило нам установить следующее. В основном песчаный состав и малая

толщина (до 100 м) нижнеюрских пород предполагают слабый потенциал для добычи нефти и газа. Нефть и газ присутствуют в песчано-глинистых отложениях, сформировавшихся в типичных условиях морского бассейна, но их толщина довольно мала (100-160 м).

Юрские отложения перекрыты глинисто-карбонатной толщей, то есть рассматривается как покрывка. В генерационном потенциале юрских отложений основная роль отводится среднеюрским. Песчано-алевролитоглинистые породы, составляющие лагунно-континентальную толщу этого возраста, имеют толщину до 500-600 м и сложены многочисленными включениями и прослоями карбонизированных растительных остатков. Наличие сидерита является признаком о восстановительной среде осадконакопления.

Содержание C_{org} в среднеюрских породах полуострова Бузачи составляет 0,4-2,8%, а образцы с углистыми включениями содержат до 10,5%, по данным лабораторий ВНИГНИ и ВНИГРИ. Тип органического вещества - гумусовый с примесью сапропеля. Поэтому вполне возможно, что среднеюрские слои Бузачинского свода являются потенциально нефтегазоматеринскими. Но они не смогли полностью реализовать свой нефтегенерирующий потенциал из-за малой глубины залегания (менее 1000 м).

В связи с этим Бузачинское поднятие следует рассматривать как зону нефтегазонакопления. Кроме того, зона нефтегазонакопления связана с более глубокими (2-3,5 км) участками нефтегазоматеринской толщи юрского возраста, где происходило образование углеводородов, возникших в результате латеральной миграции нефтегазовых залежей Бузачи.

Залежи нефти и газа в неокомских континентальных пестроцветных отложениях на полуострове Бузачи следует рассматривать как вторичные, возникшие в результате перетока углеводородов из юрских пород, поскольку они имеют недостаточное содержание органических веществ и не принадлежат к нефтегазоматеринским. Геохимическая обстановка осадконакопления была преимущественно восстановительной, о чем свидетельствуют преобладание среди аутогенных минералов пирита и сидерита.

Следующий этап историко-геолого-геохимических исследований - проведение палеотектонического анализа погружения выделенных потенциально нефтегазоматеринской толщи, позволяющего судить об их положении в отдельные периоды геологической истории.

Современные представления о стадийности процесса нефтегазообразования дают возможность определять время прохождения нефтегазоматеринской толщи вертикальных генетических зон, когда происходят наиболее интенсивная генерация и миграция газообразных или жидких углеводородов, и с этим временем связывать время формирования залежей нефти и газа.

В позднеюрско-раннемеловое время потенциально нефтегазоматеринской толщи юрского возраста последовательно погружались до глубин 2 км. При этом органическое вещество пород изменялось до буроугольной и длиннопламенной стадий катагенеза. Эти условия опускания соответствовали верхней зоне газообразования. На этом этапе газ (метан) мигрировал в сторону Бузачинского поднятия и заполнял начавшие формироваться структурные ловушки.

На Каражанбасском и Северо-Бузачинском поднятиях юрские ловушки в раннем мелу имели небольшую амплитуду и могли аккумулировать незначительное количество газа ранней генерации. Кроме того, широкое развитие тектонических нарушений параллельно с формированием этих структур должно было приводить к рассеиванию основной массы газа. К концу раннего мела юрские породы были погружены в Култукский прогиб. Нефтяные углеводороды можно было добывать только в самых нижних горизонтах юрского разреза. Большая часть юрских отложений в Култукском прогибе к концу мелового периода находилась в главной зоне нефтеобразования.

Активный процесс генерации жидких углеводородов начался в верхнемеловую эпоху. Углеводороды, образовавшиеся в Култукском прогибе, латерально мигрировали в сторону Бузачинского свода и заполняли структурные ловушки, которые к этому времени достигли больших размеров.

Во время активных тектонических движений неоген-четвертичного периода произошла большая часть переформирования ранее созданных скоплений углеводородов. Этот период времени может быть связан с большим количеством жидких углеводородов, перетекающих из юрских слоев в неокомские отложения в пределах поднятий Каражанбас и Северные Бузачи. Важным фактором, подтверждающим формирование юрских и неокомских залежей Бузачинского свода за счет единого источника генерации (юрской толщи Култукского прогиба), является близость состава и физико-химических свойств нефтей в залежах нефтегазонакопления.

Юрские и неокомские нефти п-ова Бузачи тяжелые (0,9-0,95 г/см³), высокосернистые (1,4-2,5%), высокосмолистые (асфальтово-смолистых веществ до 25%), сильновязкие (81-920 мПа·с при 20°C), малопарафинистые (1,3-3,5%). В групповом составе преобладают нафтеновые углеводороды (50-70 %), метановые углеводороды составляют 20-40%, ароматические - до 12%. Метан (90-96%) является преобладающим компонентом образцов свободного газа, отобранных из нижнемеловых и юрских пластов полуострова Бузачи. Содержание его гомологов составляет менее 0,60%. Среди углеводородных компонентов наиболее многочисленным является азот (2-9%), а углекислый газ (менее 0,3%) практически отсутствует.

Существуют различные точки зрения на то, как образовались залежи нефти месторождения Каражанбас. А.М. Нурманов и другие признают возможность

перетока нефти из палеозойских толщ Прикаспийской впадины в Каражанбасскую структуру в результате ступенчатой миграции.

В.В. Грибков и другие, сопоставив физико-химические свойства и углеводородный состав нефтей из меловых пород месторождений Каражанбаса и Мангышлака отметили, что каражанбасская нефть по углеводородному составу отличается от нефтей Мангышлака, но имеет сходство с нефтями из мезозойских отложений Прикаспийской впадины. При этом, по их данным, они имеют иные физико-химические свойства, а также более высокую концентрацию ароматических углеводородов, чем нефть, добытая из подсолевых отложений Прикаспия.

Исходя из вышеизложенного, В.В. Грибков и другие считают, что нефть месторождения Каражанбас, скорее всего, образовалась из доюрских нефтеносных пластов, а само месторождение сформировалось за счет миграционных потоков, направленных с севера на юг из центральных районов Комсомольской и Култукской впадин Укатно-Косбулакского прогиба.

На основании анализа микроэлементов в нефтях из месторождения Каражанбас С.Е. Чакабаев и некоторые другие исследователи пришли к выводу, что они значительно отличаются от одновозрастных нефтей современных регионов Мангышлака и Прикаспийской впадины. По их мнению, это связано с обособленными условиями образования нефти, составом и степенью метаморфизма органического вещества; нефть в меловые отложения поступила в результате вертикальной миграции из юрских пород.

Известно, что изотопный состав серы может быть использован для корреляции нефти одновозрастных отложений не только из одного и того же нефтегазоносного бассейна. Если нефть эпигенетически связана с вмещающими отложениями, то с большой вероятностью можно определить и источник нефти. На этот показатель не оказывают существенного влияния вторичные процессы, которым может подвергаться нефть в залежах или в процессе ее миграции.

На сегодняшний день наиболее хорошо изучен изотопный состав серы в нефтях из среднеюрского горизонта Ю-1 на месторождении Каражанбас. Значение $d^{34}\text{S}$ юрского генотипа нефтей месторождения Каражанбас составляет 5,5%. Данные были определены в результате изотопного анализа серы юрских нефтей данного региона. Таким образом, скопление нефти на месторождении не могло возникнуть в результате миграции из более древних отложений, а, скорее всего, связано с самими нефтематеринскими породами юрского периода. Значение $d^{34}\text{S}$ нефти месторождения Каражанбас позволяет предположить, что их генерировала юрская толща.

Месторождение Каражанбас приурочено к Бузачинскому своду, выраженному в юрском рельефе возвышенностью. Среднеюрские континентальные отложения нельзя считать благоприятными для добычи углеводородов. Однако это месторождение могло возникнуть в результате

миграции углеводородов из дельтово-авандельтовой области и озерно-морского бассейна на относительно короткие расстояния (до 100 км). Миграция могла происходить в ловушки в пределах дельты, а также в близлежащих районах полуострова Бузачи. Палеодолины и дельтовые каналы, состоящие из коллекторов повышенной ёмкости, служили проводящими путями для миграции флюидов.

Детальная палеогеоморфологическая реконструкция восстановила палеодолины, такие как миграционные каналы, начинающиеся на своде Бузачи в районе структур - возвышенностей Каражанбас и Северные Бузачи - и направленные вниз по региональному склону в северо-западном направлении, а также область дельты юрского периода.

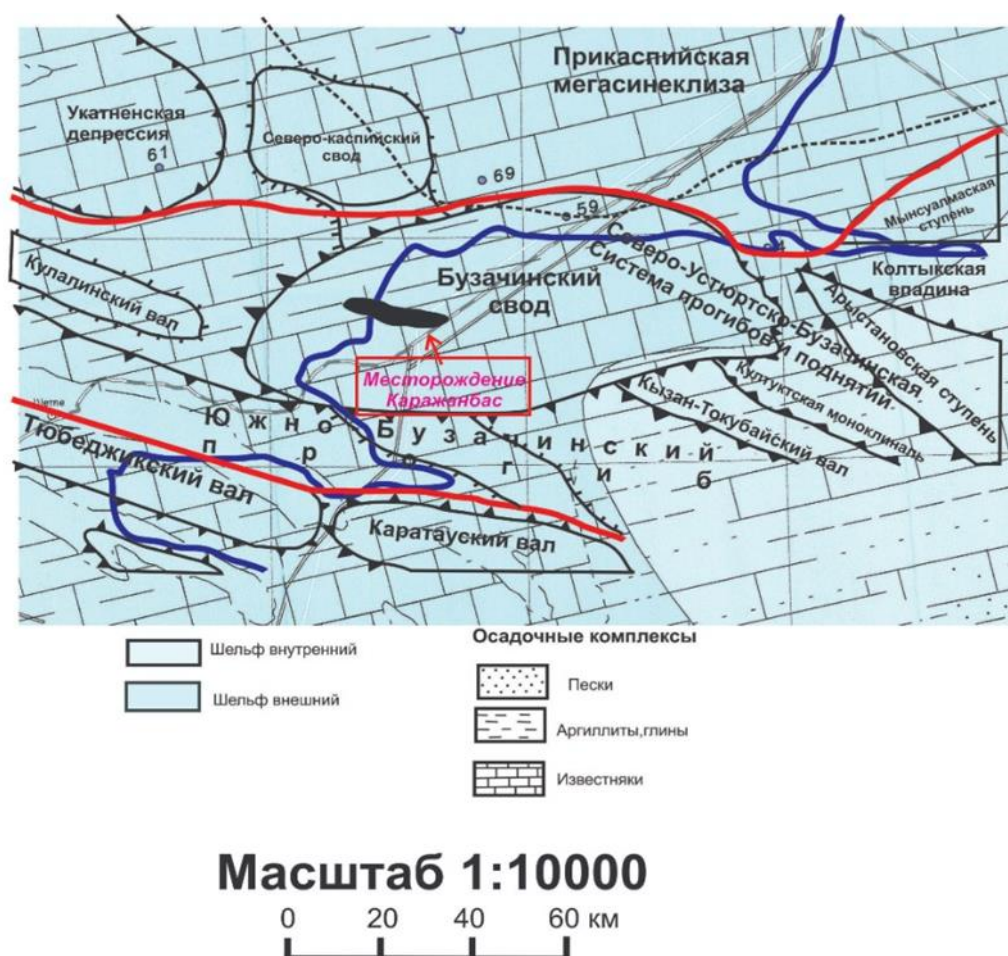


Рисунок 7 - Палеогеографическая карта раннего мела месторождения Каражанбас



Условные обозначения

	Шельф внутренний		Пески
	Равнины прибрежные		Аргиллиты, глины
	Возвышенности		Известняки
	Равнины низменные озёрно-алювиальные		
	Пресноводные озёра		
	Акваториальная граница		
	Структурная схема I порядка		
	Структурная схема II порядка		
	Структурная схема III порядка		
	Граница распространения солей Каспийской мегасинеклизы		

Масштаб 1:10000



Рисунок 8 - Палеогеографическая карта средней юры месторождения Каражанбас

Исходя из выше изложенного, мною были построены палеогеографические карты средней юры и раннего мела месторождения Каражанбас. Мы видим, что месторождение Каражанбас приурочено к Бузачинскому своду, выраженному в юрском рельефе возвышанностью, следовательно обстановка осадконакопления были континентальными. Осадконакопления на континентах тесно связано с рельефом, который обуславливает большую пестроту и изменчивость отложений на коротких расстояниях. Отложения представлены в основном аргиллитами и глинами.

Далее в раннем мелу происходит трансгрессия моря на сушу, что обусловило морское осадконакопление. Здесь, условия осадконакопления довольно стабильны на значительных пространствах и меняются не столь резко, как на континенте. Наиболее распространенными терригенными типами в мелководных условиях являются, песчаники, аргиллиты, глины. Степень сортировки песчаников средняя. Глины содержат примесь алевролитовых и песчаных частиц.

Таким образом, условия осадконакопления зависят от физико-географических, тектонических, биологических условий осадкообразования. Обстановка осадконакопления непостоянна во времени и изменяется в соответствии с изменением определяющих ее условий. Также палеотектоника непосредственно оказывает значительное влияние на строение и состав коллекторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вопрос о том, сингенетичны или эпигенетичны залежи нефти с вмещающими мезозойскими отложениями на полуострове Бузачи, долгое время был дискуссионным.

Данная дипломная работа представляет собой особенности строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов месторождения Каражанбас. Работа состоит из геологической и специальной частей, в каждой из которых описана подробная информация об изучаемом участке месторождения Каражанбас.

В геологической части описана общая информация о месторождении, геолого-геофизическая изученность. Представлен литологическо-стратиграфический разрез месторождения Каражанбас. Так же описана промышленная нефтегазоносность, которая установлена в нижнемеловых и среднеюрских отложениях, тектоника и гидрогеологическая характеристика изучаемого района.

В специальной главе изучена литологическая характеристика коллекторов месторождения, которая играет основную роль в понимании геологического строения, а также является важным этапом в экономической ценности и определения эффективности разработки месторождения. Так же описаны фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Представлено краткое и четкое описание среднеюрских и нижнемеловых продуктивных горизонтов. Определено, что сложность геологического строения месторождения обусловлена большим количеством продуктивных пластов, невыдержанностью их по площади и разрезу, литологической изменчивостью коллекторов, стратиграфическим несогласием среднеюрских горизонтов, наличием многочисленных тектонических нарушений в меловых и среднеюрских пластах.

Проанализировав, статьи и литературу открытых источников, были построены палеогеографические карты средней юры и раннего мела месторождения Каражанбас с целью восстановления истории формирования залежей нефти и их условия осадконакопления в пределах геологического времени.

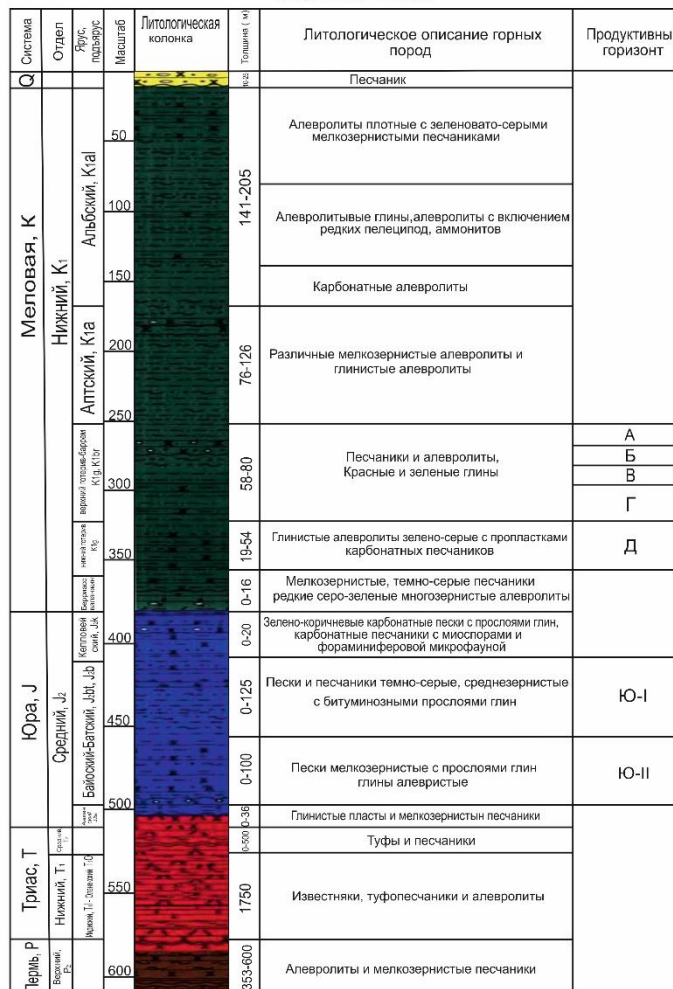
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Нурманов А.М., Грибков В.В. Полуостров Бузачи – новый нефтеносный район Западного Казахстана.
- 2 Чакабаев С.Е., Сисенгалиева М.С., Райзрахманова Н.Р О содержании некоторых микроэлементов в нефти месторождения Каражанбас.
- 3 Проничева М.В., Саввинова Г.Н. Палеогеоморфологический анализ нефтегазоносных областей. М., Недра, 1980.
- 4 Абдулин А.А., Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Месторождения нефти и газа Казахстана М.Недра 1993г.
- 5 Миннибаева С.Б., Чеботарев С.Ю., и другие Проект разработки месторождения Каражанбас. - Фонд АО «Каражанбасмунай», 2001.
- 6 Мильничук В.С., АрабаждиМ.С. Общая геология. М.: Недра, 1979.
- 7 Статья «Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли» Акционерное общество «научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» АО «Нипинефтегаз».
- 8 Особенности строения и перспективы нефтегазоносности Бузачинско-Прорвинского района. /А.А. Голов, И.В. Долицкая, О.А. Карцева и др. - Труды ВНИГНИ. М., 1979.

Приложение А

Литолого-стратиграфический разрез месторождения Каражанбас

Масштаб 1:1000



Условные обозначения:

	Песчаники		Глины, аргилиты		Глинистые алевролиты
	Алевролиты		Известняки		Мелкозернистые песчаники
	Туфопесчаники		Туфы		

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

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

Автор: Дармешова Анель

Тақырыбы: 2023_БАК_Дармешова Анель.docx

Жетекшісі: Ризахан Узбекгалиев

1-ұқсастық коэффициенті (30): 0

2-ұқсастық коэффициенті (5): 0

Дәйексөз (35): 0.4

Өріптерді ауыстыру: 1

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 0

Ақ белгілер: 0

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

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

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

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

Негіздеме:

Күні

Кафедра меңгерушісі



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Дармешова Анель

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: 2023_БАК_Дармешова Анель.docx

Научный руководитель: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент Подобия 1: 0

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 1

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:

Заимствования в работе не
превышают нормы

Дата



проверяющий эксперт

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Дармешова Анель

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: 2023_БАК_Дармешова Анель.docx

Научный руководитель: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент Подобия 1: 0

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 1

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.

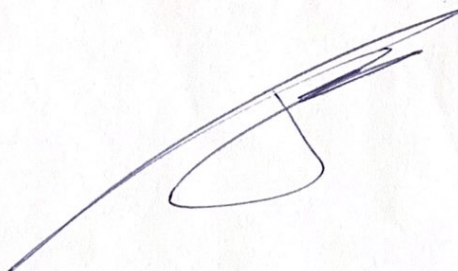
☐ Обоснование:

Выявленные заимствования в работе не превышают нормы.

Дата

Заведующий кафедрой

05.06.23.



ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ
на дипломную работу
Дармешовой Анель Аскардовны

6B05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

На тему: Геологическое строение, тектоника Северного Бузачи, особенности строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов Каражанбас.

В основу дипломной работы Дармешовой Анель Аскардовны положены результаты геологоразведочных работ на месторождении Каражанбас.

Работа состоит из основных глав таких как: о геологическом строении, литолого-стратиграфическая изученность, тектоника, нефтегазоносность так же описана гидрогеологическая характеристика месторождения. Основное внимание уделено литологической характеристике коллектора, фильтрационно-емкостным свойствам коллектора и палеогеографии изучаемого района.

Автором был проанализирован и обработан геологический материал, научные труды, литература из открытых источников. Представлены графические изображения и самостоятельно были построены палеогеографические карты с помощью ПО «CorelDraw». Для этого Дармешова Анель успешно применила теоретические знания, накопленные за эти годы в университете на практике.

Дипломная работа состоит из введения, геологической и специальной частей, заключения, списка используемой литературы из 8 наименований. Всего 35 страниц текста, 8 графических изображений, 1 таблица.

Считаю что, дипломник Дармешова Анель справилась с поставленной задачей, проявив серьезность и научную ответственность в своей работе. В целом, тема дипломной работы раскрыта и составлена в соответствии всех требований и стандартов. Текст дипломной работы оформлен по стандарту университета, работа полностью завершена и рекомендую к защите перед аттестационной комиссией. Считаю, что автор дипломной работы заслуживает присуждения академической степени бакалавра по образовательной программе «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых».

Научный руководитель:
Кандидат геолого-минералогических наук, старший преподаватель



Узбекгалиев Р.Х.
«2» 06 2023 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу
(наименование вида работы)

Дармешовой Анель Аскаровны
(Ф.И.О. обучающегося)

6B05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых
(шифр и наименование ОП)

На тему: Геологическое строение, тектоника Северного Бузачи, особенности строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов Каражанбас.

Выполнено:

- а) графическая часть на ____ листах
- б) пояснительная записка на ____ страницах

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Дипломная работа посвящена изучению геологического строения, тектоники Северного Бузачи, особенности строения, распространения коллекторов продуктивных горизонтов Каражанбас. Изложены общие принципы геологического строения, анализ литолого-стратиграфической изученности района, тектонического строения, в частности, подробно изучены особенности строения и распространения коллекторов продуктивных горизонтов Каражанбас. Работа имеет качественную структуру, хорошо основывается на доступной литературе и использовании различных источников данных.

В результате просмотра дипломной работы делаю вывод, что поставленные перед студентом задачи и цели решены. Предоставлены графические изображения, на основе материалов, были построены палеогеографические карты, с целью восстановления истории формирования залежей нефти и их условия осадконакопления в пределах геологического времени.

Работа выполнена на высоком профессиональном уровне. Она емкая по содержанию и детально разработана по всем разделам. Представленная работа свидетельствует о серьезной подготовке дипломантки, состоявшемся специалисте – геологе, способной самостоятельно и грамотно решать задачи, связанные с ее будущей профессиональной деятельностью.

Оценка работы

Представленная работа может быть допущена к защите перед Государственной квалификационной комиссией с оценкой (98%), а Дармешова Анель Аскаровна заслуживает присвоения ей академической степени бакалавра по специальности «Геология и разведка месторождения полезных ископаемых».

Рецензент:

Доктор геолого-минералогических наук

К.Б. Мухамбетов *К.Б. Мухамбетов*

" 1 " *июня* 2023г.



Метаданные

Название

2023_БАК_Дармешова Анель.docx

Автор

Дармешова Анель

Научный руководитель / Эксперт

Ризахан Узбекгалиев

Подразделение

ИГИНГД

Список возможных попыток манипуляций с текстом

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		1
Интервалы		0
Микропробелы		0
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		0

Объем найденных подоби

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



КП1

25

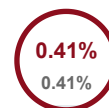
Длина фразы для коэффициента подобия 2



КП2

8622

Количество слов



КЦ

47883

Количество символов

Подобия по списку источников

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

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	--	---

из базы данных RefBooks (0.00 %)



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

из домашней базы данных (0.00 %)



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

из программы обмена базами данных (0.00 %)



ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
из интернета (0.00 %)		
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

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