

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Университет
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра Геология нефти и газа

Дуйсенбаев Нуртас Багдатулы

Геологическое строение, нефтегазоносность месторождения Каражанбас.
Палеотектонические реконструкции формирования продуктивных горизонтов

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 5В070600 - Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова
Кафедра Геология нефти и газа

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой Геологии Нефти и Газа

Доктор PhD,

Ассоциированный профессор

_____ Енсеппбаев Т. А.

« _____ » _____ 2020 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Геологическое строение, нефтегазоносность месторождения
Каражанбас. Палеотектонические реконструкции формирования продуктивных
горизонтов»

по специальности 5В070600 - Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых

Выполнил

Дуйсенбаев Н. Б.

Научный руководитель
Кандидат геолого-минералогических
наук

Сеньор-лектор

_____ Узбекгалиев Р. Х.

«18» _____ мая _____ 2020 г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Казахский Национальный Исследовательский Университет
имени К. И. Сатпаева
Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова
Кафедра Геология нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Геологии Нефти и Газа

Доктор PhD,

Ассоциированный профессор

Енсеппбаев Т. А.

«__» _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Дуйсенбаеву Нуртасу Багдатулы

Тема: «Геологическое строение, нефтегазоносность месторождения Каражанбас.

Палеотектонические реконструкции формирования продуктивных горизонтов»

Утверждена приказом ректора университета № - от 201г.

Срок сдачи законченного проекта: 2020 г.

Исходные данные к дипломной работе:

Краткое содержание дипломной работы: Построение палеотектонических реконструкций формирования продуктивных горизонтов

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

а) Геологическое строение района;

б) Нефтегазоносность;

в) Построение палеотектонических профилей формирования продуктивных горизонтов

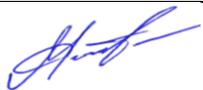
Рекомендуемая основная литература: из 12 наименований – 7

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю	Примечание
Общие сведения о месторождении	28.03.2020	
Геологическая часть	28.03.2020	
Палеотектонические реконструкции формирования продуктивных горизонтов	07.05.2020	

ПОДПИСИ

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

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения о месторождении	Узбекгалиев Р. Х., к.г.м.н., сениор-лектор	18.05.20	
Геологическая часть	Узбекгалиев Р. Х., к.г.м.н., сениор-лектор	18.05.20	
Палеотектонические реконструкции формирования продуктивных горизонтов	Узбекгалиев Р. Х., к.г.м.н., сениор-лектор	18.05.20	
Нормоконтроллер	Санатбеков М. Е., м.т.н., ассистент	17.05.20	

Научный руководитель

Задание принял к исполнению обучающийся

Дата



Узбекгалиев Р. Х.



Дуйсенбаев Н. Б.

«18» мая 2020г.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа посвящена палеотектоническим реконструкциям формирования продуктивных горизонтов месторождения Каражанбас. В дипломной работе описаны геологическая изученность, литолого-стратиграфическая характеристика, тектоника и нефтегазоносные комплексы месторождения Каражанбас.

В практической части дипломной работы для восстановления истории формирования горизонтов в определенное геологическое время были проанализированы данные скважин на месторождении Каражанбас с целью определения закономерности осадконакопления и формирования залежей нефти и газа.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыс Қаражанбас кен орнының өндірістік көкжиегін қалыптастыруды палеотектоникалық қайта құруға арналған. Дипломдық жұмыста Қаражанбас кен орнының геологиялық-барлау, литологиялық және стратиграфиялық сипаттамалары, тектоника және мұнай-газ кешені сипатталған.

Дипломдық жұмыстың практикалық бөлігінде белгілі бір геологиялық уақытта горизонттардың(көкжиектердің) пайда болу тарихын қалпына келтіру үшін, Қаражанбас кен орнындағы ұңғымалардың деректері зерттеуден өтілді, бұл мұнай мен газ шөгінділерінің пайда болу заңдылықтарын анықтау мақсатында талданды.

ANNOTATION

The thesis is devoted to paleotectonic reconstructions of the formation of productive horizons of the Karazhanbas deposit. The thesis describes geological exploration, lithological and stratigraphic characteristics, tectonics and oil and gas complexes of the Karazhanbas field.

In the practical part of the thesis to restore the history of the formation of horizons at a certain geological time, the data of wells at the Karazhanbas field were analyzed in order to determine the patterns of sedimentation and the formation of oil and gas deposits.

СОДЕРЖАНИЕ

	Ведение	7
1	Общие сведения о месторождении	8
2	Геологическая часть	10
2.1	История изученности района	10
2.2	Литолого-стратиграфическая характеристика	11
2.3	Тектоника	15
2.4	Нефтегазоносность	16
2.4.1	Размещение нефтяных и газовых залежей	17
2.5	Гидрогеология	17
3	Палеотектонические реконструкции формирования продуктивных горизонтов	18
3.1	Продуктивный горизонт Ю-2	19
3.2	Продуктивный горизонт Ю-1	21
3.3	Продуктивный горизонт Д	22
3.4	Горизонт А1	23
3.5	Горизонт А2	24
3.6	Горизонт Б	25
3.7	Горизонт В	26
3.8	Горизонт Г	27
	Заключение	29
	Список использованной литературы	30
	Приложение В - Тектоническая схема полуострова Бузачи	31

ВВЕДЕНИЕ

Новейшие технологии в нынешнее время влияют на многие сферы деятельности человека, геологическая сфера не осталась в стороне. Современные геологические исследования скважин, данные бурения новых скважин, усовершенствование геолого-геофизических программ позволяют уточнить имеющиеся знания и улучшить процесс поисков и разведки месторождений нефти и газа с неблагоприятными условиями добычи.

Выбранная тема, безусловно, имеет огромное значение в геологии, так как знание истории формирования осадков в разное геологическое время, условий формирования продуктивных горизонтов позволят отследить закономерность распределения залежей нефти и газа на исследуемой территории.

Вклад новейших программ огромен, поскольку их использование позволяет наглядно упростить процесс создания профилей и карт, точность отображения данных исследований увеличивается, что безусловно скажется на добыче и позволит сократить экономически невыгодные затраты.

В данной дипломной работе основным объектом исследования является месторождение Каражанбас, локально расположенный на полуострове Бузачи, особенности которого поражают своими масштабами. Главной задачей работы является доскональное и подробное описание литолого-стратиграфической характеристики отложений, перспективы нефтегазоносности, описание тектоники территории, к которой приурочено данное месторождение, гидрогеологии с гидрохимическим составом пластовых вод и, самое главное, построение палеотектонического профиля и реконструкция этапов формирования продуктивных горизонтов месторождения Каражанбас, описание особенностей их формирования и залежи нефти и газа, приуроченные к изученным горизонтам.

Дипломная работа олицетворяет не только демонстрацию теоретических знаний, полученных в университете, но умение и навык применения их на практике, при решении поставленных задач.

1 Общие сведения о месторождении

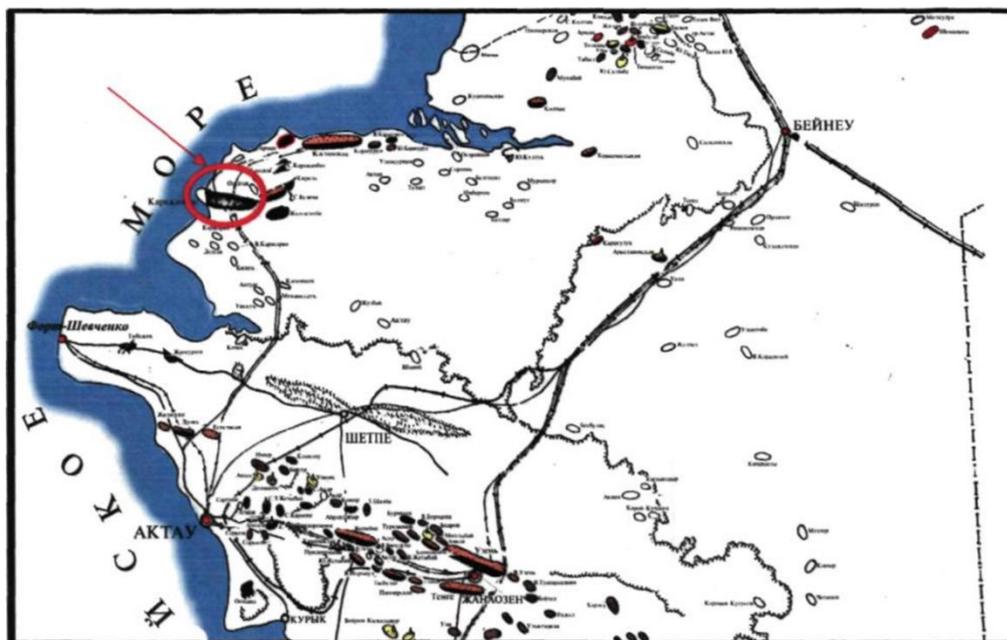


Рис.1 Географическое положение месторождения Каражанбас

Месторождение Каражанбас расположено в северо-западной части полуострова Бузачи Мангистауской области Республики Казахстан (рис.1), и примыкает к восточному берегу Каспийского моря. От данного нефтяного месторождения до ближайшего города Актау) примерно 210 км. Длина месторождения с востока к западу 30 км, ширина от юга до севера 6 км, площадь около 180 км². Поверхностью этого района является солевой и щелочной порог, транспортное средство проходит очень трудно. Некоторая часть представляет собой песочный купол и обнаруженные старые породы.

Мангистауская область известна тем, что на ее территории сосредоточено около четверти извлекаемых запасов сырья. В основном месторождения обусловлены сложным геологическим строением, поэтому эксплуатация данных месторождений не дает возможность извлекать запасы нефти в полных объемах, а лишь 5-7 %.

Месторождение Каражанбас – одно из 5 крупных месторождений, территориально локализовано на полуострове Бузачи, севернее города Актау. Открытие месторождения было в 1974 году, разработка началась в 1980 году. Обладателями лицензии на добычу углеводородного сырья являются компания «Казмунайгаз» и китайская компания СІТІС. Месторождение Каражанбас относится к не глубоко залегающим (250-500 м) месторождений нефти высокой вязкости. Такие факторы, как сложное геологическое строение, тектоническая нарушенность, стратиграфические несогласия, литологическая изменчивость пород, обусловило потребность их досконального геологического, геофизического изучения по данным бурения скважин, 3Д сейсморазведки, результатов гидродинамических исследований в ходе разработки.

Климат на данной территории континентальный, на него значительное влияние имеет климат Каспийского моря, тем самым создавая ощутимую разность температур. Температура воздуха днем достигает 35-45°C в летнее время года, зимой температура опускается до -30°C в ночное время суток. Несмотря на то, что месторождение уже долгое время эксплуатируется, оно хранит колоссальные запасы нефти.

2 Геологическая часть

2.1 История изученности района

В начале 50-х годов 20 века на полуострове Бузачи реализуются грави- и аэромагнитные съемки и сейсмические исследования, структурно-геологическая съемка с использованием картировочного бурения. В 1960 году А.И.Димаковым было выделено два локальных поднятия, осложняющих Северо-Бузачинский свод: Жаман-Орпинское и Каражанбасское. Эта ситуация послужила мотивом для проведения параметрического и поискового бурения. Из скважины К-12, пробуренной на западе Каражанбасской структуры в 1974 году, получен первый фонтан нефти.

Огромный вклад в изучение геологического строения и нефтегазоносности внесли сотрудники ВНИГРИ, РГУНГ им. И.М.Губкина, треста «Мангышлакнефтегазразведка», «Казнефтегеофизика», которые совершали значительные объемы полевых, геологических, геофизических, аналитических работ. Тектоническое строение данного региона описано в трудах С.Н.Алексейчика, затем более подробно освещено в публикациях Б.Ф.Дьякова, А.И.Димакова, Г.В.Шведова, детализирована геологическая структура локальных поднятий в центре Бузачинского свода по показателям структурно-поискового бурения (А.М.Нурмановым, Х.Ж.Узбекгалиевым и др.). Проблемы структурного положения полеозойского и триасового комплекса истолкованы в работах Васильева, Мильничука, Чарыгина и др. В трудах Воложа, Воцалевского, Липатовой исследована внутренняя структура доюрского комплекса полуострова Бузачи.

Процесс развития и становления Каражанбасского месторождения напрямую зависит от особенностей палеотектонического строения Бузачинского свода, расположенный на месте сочленения Восточно-Европейской и Центрально-Евразийской платформ.

Крайне доскональное описание и первые знания по стратиграфии продуктивной толщи месторождений Бузачинского свода освещены в трудах В.Г.Сухинина, А.А.Савельева, далее пополнена по результатам палеонтологических, палинологических исследований (С.Теремуратова, Л.И.Быков и др).

Такие производственные компании как «Мангистаумунайгаз», КазНИГРИ, ВНИГРИ, «Мангистаумунайгео-физика» проводили изучение строения тектоники, стратиграфии, отложений продуктивных горизонтов, нефтегазоносности месторождения Каражанбас.

Историю изученности полуострова Бузачи делится на 2 этапа. Первые знания о геологии, стратиграфии, тектонике, литологии, нефтеносности данной территории были получены в результате геолого-геофизических исследований в 30-х годах XX века геологами исследовательско-производственных организаций.

Первый этап проходил в 1941-1959 годы, а именно организовывались аэромагнитные, гравиметрические съемки и сейсмические работы. С

применением структурно-картировочного бурения была проведена структурно-геологическая съемка в масштабе 1:200000 в 1956 году. Таким образом, геологи составили первые структурные и геологические карты. Сейсмические исследования позволили уточнить и описать строение структур.

Второй этап изучения связан с открытием залежи нефти поисковой скважиной К-12 в отложениях месторождения Каражанбас. Залеж нефти и газа в юрско-меловой толще установили на месторождения по результатам бурения. По данным изучения месторождения Каражанбас и других на территории полуострова Бузачи было установлено наличия крупной Бузачинской зоны нефтенакпления.

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Первые и полные работы по стратиграфии продуктивной толщи описаны в трудах В.Г.Сухинина, Савельева в 1976 году, Л.В. Алексейчик дополнил сведения данными палинологических и палеонтологических исследований. Собранные данных литолого-палеонтологических исследований и стратиграфии были освещены в работах В.В. Липатовой и другие.

Исходя из обработки литолого-биостратиграфических результатов, полученных в различных исследовательских организациях, изучения геологических и геофизических материалов были уточнены границы неокомской и среднеюрской продуктивной толщи, в пермо-триасовых отложениях аргументированы выделения литолого-стратиграфических комплексов, необходимых для понимания процессов формирования и строения юрско-меловой продуктивной толщи.

На данной территории бурением определены отложения верхнепалеозойского, триасового, юрского и раннемелового возраста(рис.2). Ниже рассмотрим описание литолого-стратиграфических комплексов.

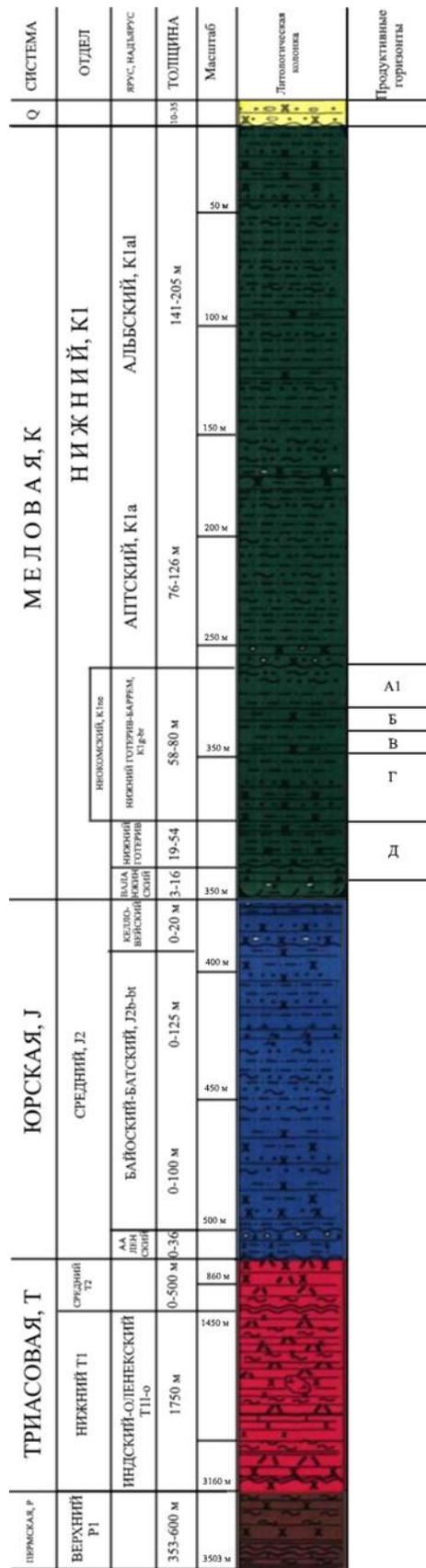


Рис.2 Литолого-стратиграфический разрез месторождения Каражанбас

Палеозойский комплекс (PZ)

Самыми древними отложениями являются пестроцветные породы, состоящие из аргиллитов и прослоев алевролитов, песчаников, известняков. Благодаря фораминиферам был обоснован возраст порпод, как верхнедевонский, фаменский ярус. Вскрытая толщина – 328 м.

Каменноугольная система (С)

Отложения каменноугольной системы широко распространены и вскрыты скважинами Ш Северный Каражанбас (интервал 2755-4128 м). Каменноугольные отложения представлены терригенными серыми вулканогенно-осадочными породами с прослоями обломочно-органогенных известняков. В микрофауне выделяется фораминифер (по М.Н. Соловьевой ГИНРАН)

Верхнекаменноугольная – нижнепермская система (СЗ-Р1)

Верхнекаменноугольные-нижнепермские отложения сложены биоморфно-детритовыми темно-серыми известняками со слоями аргиллитов и вулканогенно-осадочных пород. Образования этого возраста получены вскрытием скважины Ш Северный Каражанбас. По микрофауне выделяется форманифер. Толщина отложений верхнекаменноугольного-нижнепермского возраста варьируется в диапазоне 80-300 м.

Доверхнепермский комплекс (РЗ)

Развивался в разных фациальных зонах в основном мелководного морского бассейна. По разнообразию микрофлоры и литологическим особенностям можно сделать вывод о смене субаридного климата в верхнем девоне на гумидный в ранне-среднекаменноугольное время с засушливыми периодами в период позднего-карбона-ранней перми.

Верхнепермско – триасовый комплекс.

Толщи континентальных терригенных красноцветных и пестроцветных пород получили обширное распространение в разрезе верхней перми и триаса.

В этом комплексе выделяются образования верхней перми, нижнего и среднего триаса (Приложение 3). После проведения геолого-геофизических мероприятий в составе пермо-триасовых отложений выделяют 3 комплекса пород: красноцветный, пестроцветный, сероцветный. Красноцветный литолого-стратиграфический комплекс разделен на нижнюю часть, включающая каражанбаскую свиту, связана с верхней пермью; верхняя часть включает в себя северо-бузачинскую и бузачинскую свиты и связана с триасовой системой. Ниже рассмотрим характеристику пермо-триасовые комплексы на месторождении Каражанбас.

Верхнепермская система (ТЗ)

Верхнепермские отложения вскрыты определены в разрезе скважин Г-1, Г-2, Г-3 месторождения Каражанбас, где они сложены аргиллитами, алевролитами с прослоями известняков и доломитов, песчаников. Трециноватость и

перемятость пород с углом падения 20-45 градусов является характерной их особенностью. Толщина верхнепермских образований изменяется от 550 до 900 м.

Нижнетриасовая система (Т1)

Сложен красноцветными туфогенными и терригенными образования, включающие в себя две свиты: бузчинская и северо-бузачинская, отложения которых распространены только на полуострове Бузачи и вскрыты в разрезах скважин месторождения Каражанбас. По составу органических остатков выделяются харофиты, гастроподы, миоспоры в нижнем триасе индского и оленекского ярусов. Толщина нижнего триаса превышает 1500 м.

Среднетриасовая система (Т2)

Вулканогенно-терригенные пестроцветные породы среднего триаса залегают на красноцветном комплексе нижнего триаса трансгрессиивно. Они имеют спорадическое простираие и сохранились в наиболее погруженных участках от предъюрского размыва. Отличие от нижнетриасовых образований заключается в пестроцветном окрасе, меньшей уплотненности пород и обширным развитием вулканогенно-осадочных пород.

Среднетриасовый возраст был обоснован по наличию гастропод, харофитов и миоспор. Толщина среднетриасовых пород составляет 0-500 м. Структурными скважинами вскрыты зеленовато-серые вулканогенно-осадочные породы, включающие в себя миоспоры и микрофитопланктон. Также возраст пород среднего триаса определяется по содержанию в них пеллеципод и растительных остатков.

Юрская система (J)

Отложения юрской системы залегают на размывтой поверхности нижне-среднетриасовых образований со стратиграфическим и угловым несогласием, представленные в основном породами среднего отдела. На изученной части территории отложения нижней юры не наблюдаются, так как имели место перерывы в осадконакоплении на границе триаса и юры. Маломощные отложения нижней юры были получены на востоке месторождения Каражанбас эксплуатационными скважинами.

Верхнеюрские образования характеризуются локальным развитием и связаны к наиболее погруженным структурам. В результате эксплуатационного бурения на востоке Каражанбаса выделяются киммеридж-титонские отложения по микрофауне, представленной фораминиферами. Верхнеюрские отложения почти на всей территории полуострова Бузачи размывты в следствии преднеокомской трансгрессии.

Образования средней юры, которые связывают с промышленными залежами углеводородов, наиболее широко распространены на месторождениях Бузачинского свода.

2.3 Тектоника

Сбор данных и анализ проведенных геолого-разведочных работ, которые удалось собрать в результате бурения скважин в совокупности с результатами 3Д сейсморазведки позволили конкретно обозначить границы тектонических блоков Каражанбаской структуры и ее нарушений, построить структурные карты.

Процесс формирования месторождения Каражанбас тесно перекликается с особенностями тектонического строения Бузачинского свода (приложение Б), который локально находится в зоне сочленения Восточно-Европейской и Центрально-Евразийской платформ. Бузачинский свод представляет собой одним из приподнятых краевых структурных частей молодой платформы, соседствующей на севере с прикаспийской впадиной, на востоке – Северным Устюртом со своими погруженными участками, с юга разделен от Центрально-Устюртско-Мангышлакской системы, на юго-востоке с Такубайским валом и Арыстановской ступенью.

Глубина залегания фундамента в границах Бузачинского свода составляет 6-7 км и была определена после проведения геофизических исследований и анализа данных этого исследования. Бузачинский свод ограничивается глубокими депрессиями в пределах суши и характеризуется овальной формой. Осадочный чехол данного региона сформирован из доюрского и юрско-мелового структурно-формационных комплексов.

Месторождение Каражанбас находится в сводовой части Бузачинского поднятия и связано с антиклинальной складкой субширотного простирания. Складка характеризуется двумя куполами (западным и восточным) и различными дизъюнктивными нарушениями.

По результатам бурения и опробования скважин Каражанбаская структура состоит из семи блоков. Структура разбита на эти блоки тектоническими нарушениями. Каражанбаская структура – антиклинальная складка, примечательная двумя куполами: западным и восточным. В ее формировании участвовали отложения нижнего мела и средней юры.

Территория, где локализовано месторождение Каражанбас, в разное геологическое время характеризовалась повышенной тектонической активностью, что поспособствовало образованию сети тектонических нарушений. Известно, что доюрские отложения примечательны наибольшей нарушенностью.

В 1993 была принята более простая модель строения поднятия, где структура поделена на четыре блока. По мере разбуривания частей структуры, трехмерной сейсмике уточнялось положение разрывных нарушений. Структура Каражанбаса характеризуется двумя куполовидными поднятиями: восточным и западным, которые разделяют дизъюнктивные нарушения. На территории структуры определена обширная сеть нарушений

субмеридиональной и субширотной ориентировки совместно с высокоамплитудными разломами.

Исходя из результатов исследований 3Д в отложениях юрско-нижнемелового периода выявлены отражающие горизонты: $III^a(K_i^{al})$ - подошва альба, $III^a(K_i^a)$ - подошва апта, $III^{nc}(K_i^{nc})$ - подошва неокома, $Vi(Ji)$ - размытая поверхность доюрских отложений.

Поверхность размыва, ограничивающая юрские и триасовые породы, наблюдается на временных разрезах по угловому несогласию. Отложения средней юры с углубленным размывом сосредоточены в нижнем триасе. Породы нижнего мела находятся на размытом рельефе юры, с которым в пространственном отношении взаимодействует отражающий горизонт III^{nc} . После проведения 3Д сейсмики в 2001-2005 годах были получены обновленные данные, которые дополнили структурное описание горизонтов юры и неокома и более детально обосновали высокую тектоническую нарушенность структуры Каражанбаса.

Изучив явно выделяющееся нарушение F, которое ограничивает Северо-Бузачинскую и Каражанбаскую структуры, было определено, что этим основным нарушением каражанбаская структура разделена на два больших блока: южный приподный, северный опущенный. Амплитуда нарушения с запада на восток уменьшается от 150 до 40 м.

2.4 Нефтегазоносность

2.4.1 Размещение нефтяных и газовых залежей

Нефть на месторождении Каражанбас представляет смесь углеводородов различного состава и веса, в состав которых входят смолы и асфальтены, составные части которых являются сера, кислород и азот. Залежи нефти и газа являются продуктом аккумуляции органического вещества совместно с осадочными породами.

Нефтяные залежи выявленные на территории месторождения Каражанбас приурочены к нижнемеловым и среднеюрским отложениям. Сравнивая с месторождением Каламкас, на Каражанбасе количество залежей в юре меньше. Газовые шапки практически не обнаружены и данное месторождение Каражанбас относится к нефтяным по характеру насыщения. Из 100 % разведанных запасов углеводородов полуострова Бузачи около 23% приходится на Каражанбас.

В формировании продуктивной части разреза играют роль среднеюрские и нижнемеловые отложения, граница между ними обуславливаются перерывами в осадконакоплении и угловыми несогласиями. Проницаемость юрских коллекторов варьируется от десятых долей МД до нескольких Д, в свою очередь пористость зафиксирована на диапазоне 18-40%. Гнезды и прослой глин характеризуют глинистость пород-коллекторов. Содержание глинистого вещества в порах не более 15-20 %. Между

некоторыми продуктивными горизонтами присутствуют глинистые перемычки, в местах отсутствия глинистых разделений продуктивные горизонты наблюдается их слияние.

Среднеюрский нефтеносный комплекс

Среднеюрские образования бурением вскрыты на погруженных участках крыльев структуры месторождения Каражанбас и переклиналиях на глубине от 389 до 500 м, на основной части свода они размыты. Отложения представлены прерывистым чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пород. Среднеюрский нефтяной комплекс сложен из отложений ааленского, байосского, батского, келловейского ярусов, толщина которых достигает 235 м.

Нижнемеловой нефтеносный комплекс

Нижнемеловые отложения размещены на размытой поверхности юры или пестроцветных пород ниже-среднего триаса со стратиграфическим и угловым несогласием. Нижнемеловой нефтеносный комплекс сложен отложениями барриас-валанжинского, нижнеготеривского, верхнего готерив-барремского ярусов. Отложения представлены темно-серыми мелкозернистыми песчаниками, зеленовато-серыми разномзернистыми алевролитами с редкими включениями пестроцветных глин, темно-серыми алевритистыми глинами с прослоями песчаников.

Нефть Бузачинского свода характеризуется сернистой (менее 2%), с 18-20 % содержанием смол (высокосмолистая), низкой температурой застывания, которая составляет -20°C . В нефти наблюдается высокое содержание микроэлементов и недонасыщение газом, что и является ее отличительной особенностью. Попутные газы в основном на 97% состоят из метана, содержание углеводородов не более 8%.

2.5 Гидрогеология

Плотность пластовой воды месторождения Каражанбас варьируется от 1,04 до 1,05, минерализация пластовой воды находится в диапазоне 40000-70000.

На этапе разработки месторождения пластовая вода по своим свойствам относится к хлоркальциевой, с течением времени содержание минералов постепенно уменьшается.

Пластовая вода в общем содержит 45 мг/л минералов без сероводорода, содержание кальция составляет 1500 мг/л, магния – 500 мг/л, хлора – 27000 мг/л, сульфата – 69 мг/л, гидрокарбоната – 430 мг/л. Все эти показатели были получены в июле 1984 года.

В 2001 году наблюдается изменение состава пластовой воды, которая в этом году показала общее содержание минералов на 28000 мг/л, содержание сульфата составило 10 мг/л, гидрокарбоната – 525 мг/л, кальция – 1400 мг/л, магния – 245 мг/л, хлора – 16800 мг/л

Месторождения полуострова Бузачи, в том числе и месторождение Каражанбас, в гидродинамическом плане связаны к территории с выраженным элизионным режимом, проявляющая весьма осложненный водообмен или застой вод. Пластовые воды на месторождении Каражанбас в гидрохимическом отношении относятся к высокоминерализованным водам хлоркальциевого типа

3 Палеотектонические реконструкции формирования продуктивных горизонтов

Способ реконструкции формирования продуктивных горизонтов известна: за горизонтальную линию принимается кровля каждого залегающего пласта стратиграфически выше горизонта, вниз по линии замеряется мощность горизонта в различных точках профиля по данным эксплуатируемых скважин, именно через них этот профиль проведен.

Построение палеотектонического профиля является базовым инструментом для расчета тектоно-динамических характеристик, такие как темп осадконакопления в пределах рабочей территории и скорости формирования структур с применением геохронологической шкалы. Последовательный расчет мощности отложений является базовым элементом палеотектонического анализа с изучением приведенных палеотектонических параметров.

Для проведения этого анализа необходимо нанести вертикальные линии на палеопрофилях, между которыми равные расстояния. Отталкиваясь с самого древнего периода по линиям определяем мощность отложений в выбранных точках по заданному масштабу.

3.1 Продуктивный горизонт Ю-2

Приурочен к отложениям Ааленского и Байосского ярусов Среднеюрского нефтяного комплекса (рис.3).

Ааленский ярус

Отложения представлены песчаниками с прослоями глин, в состав которых входят миоспоры этого возраста и наиболее распространены в погруженных зонах структуры. Толщина отложений в диапазоне от 0 до 36 м. Все это ведает континентальном генезисе, где прослеживаются аллювиально-озерные и прибрежно-дельтовые фации. Аллювий развивается в следствие переноса, переработки и осадения обломочного материала непрекращающимся водными течениями различной силы и гидродинамических режимов. Аллювиальные фации данного участка связаны с аллювиальными отложениями равнинных рек, которые подразделяются на микрофации русел, пойм и стариц.

Характеристика русловых фаций определяется составом песчаников, с прослоями глин и алевролитов, слоистое строение с разной мощностью слоев, наличие частых размывов и обугленных остатков фауны. Пойменные отложения характеризуются составом из алевролитов и глин с прослоями песчаников с мелкой зернистостью, разрезом со слоистым строением, наличие признаков размывов, остатками растений и угля.

Аллювий старичной микрофации особенен резкими контактами с подстилающими отложениями, алевролитовым составом, с чередованием

глин, реже с песчаниками, широко распространенными остатками растительности. Озерные отложения являются осадками различного происхождения, которые аккумуляровались во внутренних бассейнах. Отличительными признаками озерной фации являются наличие определенной озерной фауны, отложение осадков ограничено по форме самого бассейна, отложения в основном представлены глинами, наличие признаков жизнедеятельности организмов.

Байосский ярус

Ритмичное переслаивание таких отложений как светло-серых песчаных и алевролито-глинистых пород с включениями углей. Формировались данные отложения в условиях низменной прибрежной равнины. Мощность отложений варьируется от 0 до 100м. Дельтовые фации являются совокупностью континентальных и морских фаций с характерной быстрой сменой фаций. Они связаны с отложениями подводных и надводных дельтовых равнин, края моря и подводных склонов. Отложения прибрежной зоны образуются на границе надводной и подводной части.

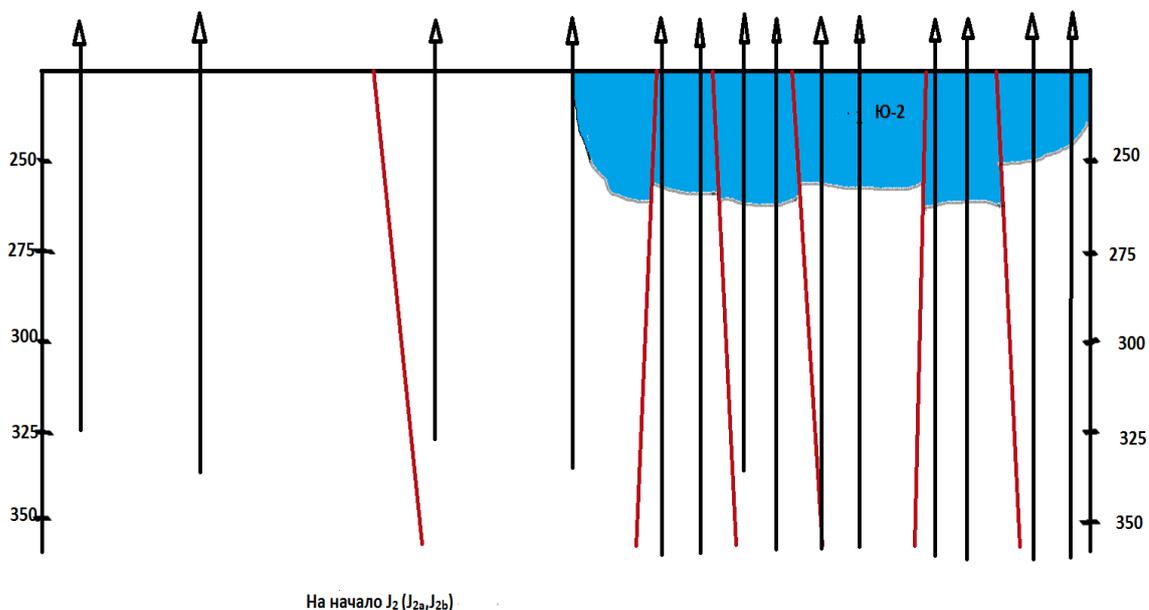


Рис.3 Продуктивный горизонт Ю-2

Отложения горизонта Ю-2 представляют собой наслаивание друг на друга песчаников, мелкозернистых темно-серых песков, алевролитов, глин, включения также обугленных растительных остатков и углей. Основные коллекторы – пески и слабо сцементированные песчаники, которые формируют пласты до 8 м и более. В пластах присутствуют прослои глин. В этом горизонте глинистая составляющая пород полиминеральная и шестикомпонентная. Гидрослюда и каолинит представлены в качестве основным глинистых минералов. Учитывая литологическое и минералогические особенности и органические остатки горизонт Ю-2 представлен отложениями, которые сформировались в континентальных

условиях, возможно лагунно-дельтовые или озерно-болотные фации. В верхних частях горизонта отслеживаются фации прибрежного мелководья, поскольку наблюдается увеличение в песчаниках карбонатного цемента, отсутствие углей и обугленной органики.

3.2 Продуктивный горизонт Ю-1

Приурочен к Батскому ярусу среднеюрского нефтяного комплекса.

Батский ярус (рис.4).

Переслаивание серых среднезернистых песчаников, песков, темно-серых глин с остатками органики слагают отложения, приуроченные к данному горизонту. Возраст был определен по исследованиям фауны пеллеципод, микрофауне фораминифер и миоспорам этого периода. Условия формирования осадков были выявлены как прибрежно-морские по литологическим характеристикам и органическим остаткам. Толщина измеряется от 0 до 125 м.

В разрезе горизонта Ю-1 обособлены верхний (Ю-1^в), средний (Ю-1_с) и нижний (Ю-1_н) пласты. Общая толщина горизонта на западе равна 12 м, когда как эффективная – 9 м.

Особенностью отложений горизонта Ю-1 является их спорадическое распространение. Распространение отложений контролируется несогласием разделяющим юру и мел. Общая толщина горизонта на востоке меняется от 2,4 до 35 м. Средняя толщина равна 15 м, когда как эффективная – в пределах 2,5 – 28 м. На востоке горизонта выявлены от 1 до 4 пропластков коллекторов. Цитологические отложения горизонта представляют мелкозернистые песчаники, буровато-серые песчаники, кварцевые пески, серые алевро-песчаные глины с растительными остатками. Гидрослюда и каолинит являются основными компонентами глинистых коллекторов. Увеличение смешанослойных минералов как гидрослюда-сметит в глинистых минералах связано с вулканическими процессами в среднеюрскую эпоху.

Наибольшее значение нефтенасыщенных толщин определены в самой приподнятой зоне, соединяющаяся с юго-востока с нарушением F₄. Минимальная толщина связана с линией стратиграфического несогласия. Положение контура нефтеносности по залежи горизонта Ю-1 имеет площадную приуроченность, тесно связанную с тектоническими нарушениями структуры.

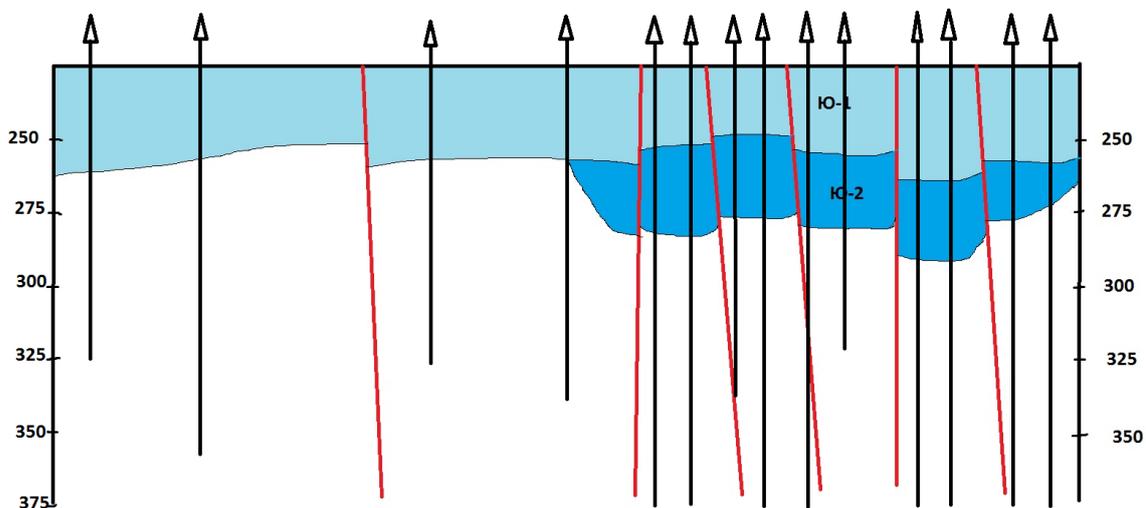


Рис.4 Продуктивный горизонт Ю-1

Судя по литолого-стратиграфическому анализу пород горизонта Ю-1 и органическим остаткам осадконакопление происходило в зоне мелководного шельфа, глубина увеличивается к западу.

3.3 Продуктивный горизонт Д

Приурочен к Берриас-валанжинскому, Готеривскому ярусам нижнемелового нефтеносного комплекса(рис.5).

Берриас-валанжинский ярус

Отложения представлены темно-серыми, полимиктовыми с галькой, мелкозернистыми песчаниками, зеленовато-серыми разнозернистыми алевролитами с прослоями глин пестроцветных. Возраст пород был определен благодаря микрофауне фораминифер. Толщина находится в диапазоне от 0 до 16 м.

Готеривский ярус

Представлен темно-серыми, зеленовато-серыми глинами, прослоями карбонатных песчаников, алевролитами. Присутствуют глины с включениями остатков мелкомерной фауны пелеципод и фораминифер. Толщина изменяется от 19 до 54 м.

Горизонт Д имеет неравномерное распространение и в неокомской толще занимает нижнее положение. Горизонт отсутствует в сводовой части западного купола. На западе в восточном направлении участки, где отсутствуют коллектора объединяются в одну зону формирования непроницаемых пород, в котором единичные и редкие коллектора - в виде небольших линз. Горизонт Д

сложен переслаиваем 1-3-5 слоев алевролитов. Общая толщина от 0 до 25 м. В 1 блоке расположена одна нефтяная залежь, связанная с горизонтом Д. Нефтяная залежь – пластовая сводовая литологически экранированная на востоке и тектонически экранированной на севере. Высота залежи примерно 68 м.

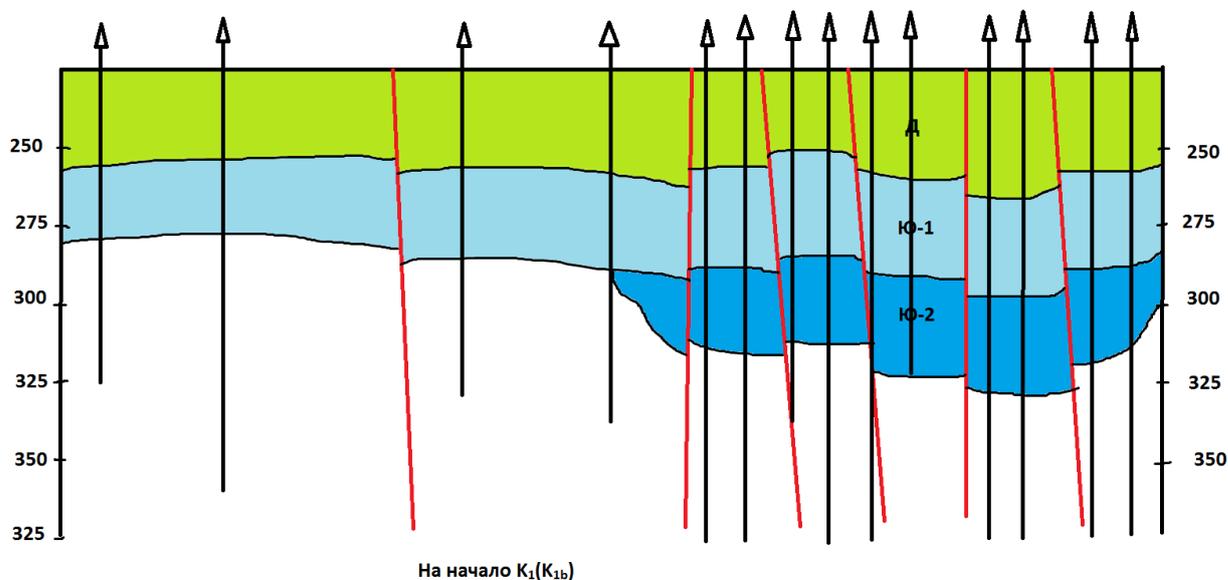


Рис.5 Продуктивный горизонт Д

По литологическим данным горизонт Д сложен алевролитами с прослоями песчаников, глинисто-алверолито-печаных пород и песков. Песчаники слабосцементированные, некарбонатные, глинистые, мелкозернистые, могут местами переходить в пески. Описанные типы пород обладают значительными емкостно-фильтрационными характеристиками и являются коллекторами, которые изменяются в зависимости от глинистости и карбонатности. Минеральный состав глинистого цемента – каолинито-сметтитово-гидрослюдистый.

Продуктивные горизонты А,Б,В,Г приурочены к верхней готерив-барремскому ярусу нижнемелового нефтеносного комплекса. Представлены красноцветными песчаниками, зеленовато-серыми глинами, алевролитами. По содержанию Пеллеципод, миоспор, остракод было выяснено что они датируются барремским ярусом. Толщина изменяется в диапазоне 58-80 м.

3.4 Горизонт А1

Сложен глинисто-алеврито-песчаными породами, мелкозернистые серые, зеленовато-серые, неслоистые, слабокарбонатные, слабосцементированные песчаники. Пески и песчаники имеют отличные коллекторские особенности, которые обратны зависят от карбонатности и глинистости. Алевролиты слабосцементированные, с разной степенью карбонатности с линзами и прослоями глин. Глинисто-песчано-алевритовые

породы включают в себя алевритовые и песчаные фракции. Кварц, полевой шпат, вулканогенные кремнистые породы, слюды слагают плохо отсортированный материал. Цемент по своему составу глинистый, поровый, базальный, пленочный, аутигенный глауконит распространены не повсеместно. Кальцит преобладает среди карбонатов, что в свою очередь свидетельствует о том, что карбонатность не больше 5%.

Глинистая часть состоит из полиминеральных компонентов, из которых наиболее часто встречаются каолинит и гидрослюда с примесями разных минералов.

По литолого-стратиграфическим особенностям и не распространенности органических остатков как миоспоры, остракоды, формирование отложений происходило в континентальных условиях, лагунных фациях.

Тектонические нарушения контролируют нефтяные залежи, найденные в 1,2,3,4 блоках. Залежь определена как пластовая сводовая с признаками литологического на востоке и тектонического экранирования на севере. Высота залежи достигает 97 м.

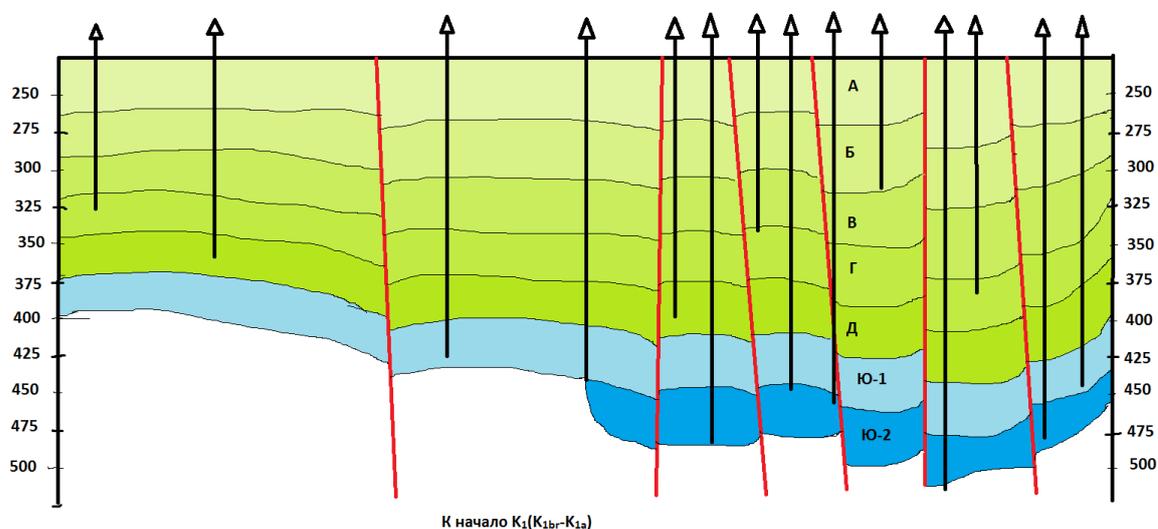


Рис.6 Продуктивный горизонт А

3.5 Горизонт А2

Локально распространен и сформирован на северном крыле Каражанбаской структуры, это крыло соответствует 3 блоку, в котором наблюдается увеличение толщины неокотских отложений. Идентичен с выше залегающим горизонтом А₂ по литологическому составу и сложен песчано-глинисто-алевритовыми породами. Залежь, в которой эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора варьируется от 0 до 8,6 м, относится к типу пластовых с литологическим и тектоническим экранированием.

3.6 Горизонт Б

Распространен прерывисто по площади в отличие от горизонта А. Он сложен от одного до 4 пропластков коллекторов, между которыми есть глинистые прослои разделяющие пропластки. Общая толщина варьируется от 0,2 до 19 м. Нефтяные залежи выявлены в 1,2,3,4 блоках.

Залежь в блоке 1 контролируется тектоническим нарушением по северному крылу, постепенное погружение уровня контакта нефть-вода с востока на запад имеет место быть по южному крылу. Залежь литологического типа с элементами тектонического экранирования. Литология горизонта Б осложнена пестроцветными глинисто-песчано-алевритовыми породами (рис.7). Пески серые бурым оттенком, рыхлые, с тонкими прослойками красно-бурых глин. Обломочный материал состоит из кварца, полевых шпатов, вулканических кремнистых пород, слюды. Цемент порового и базально-порового типа.

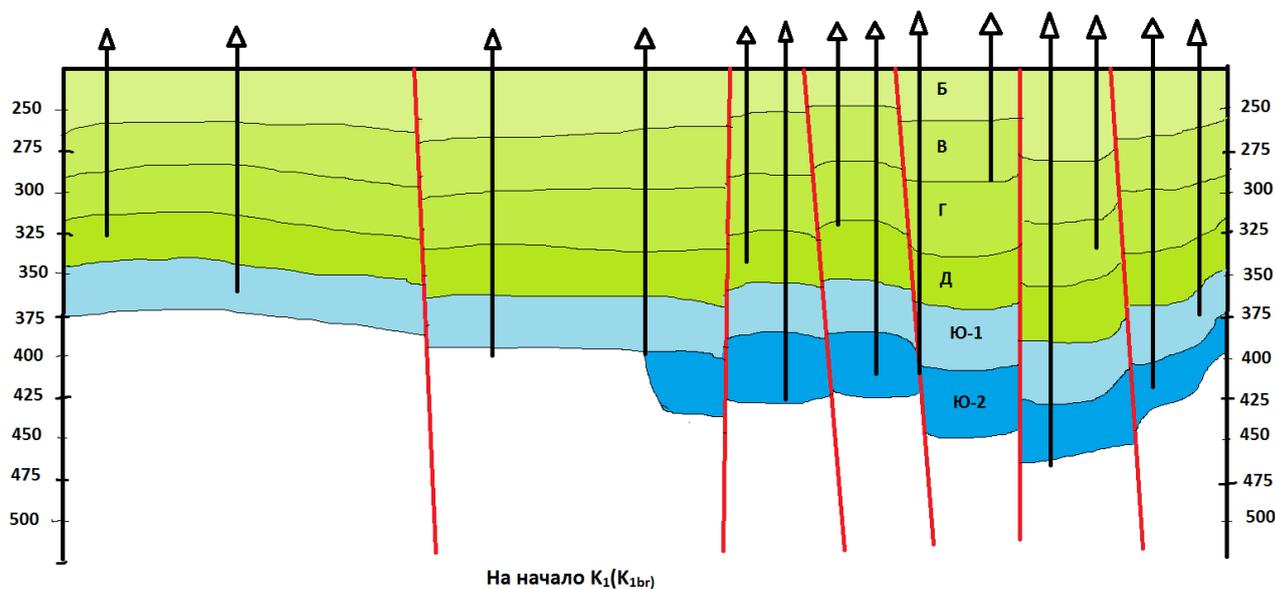


Рис.7 Продуктивный горизонт Б

Глинистые минералы по составу полиминеральные (6-ти компонентные). Основными минералами приходится гидрослюда и каолинит с небольшим участием смешанных формирований как хлорит-сметтит, гидрослюда-сметтит. Сметтит распространен спорадически. На формирование горизонта Б в лагунно-континентальных условиях указывает редкая фауна, плохая сохранность органических остатков, цитологический состав пород, сложенных глинисто-песчанистыми породами красноцветные, гидрослюдистый и каолинитовый состав глинистых минералов.

3.7 Горизонт В

По распространенности схож с горизонтом Б, то есть распространение прерывистое. Особенностью горизонта В является наличие значительного количества зон, где отсутствуют коллекторы. Число пластов-коллекторов меняется от 1 до 6, чаще 1-3. Общая толщина от 0,4 до 25 м, эффективная колеблется от 0,4 до 13 м.

Продуктивность горизонта В наблюдается в 1,2 и 4 блоках. Аналогично с горизонтами А и Б, залежь в 1 блоке контролируется разрывным нарушением на северном крыле, снижение уровня ВНК с востока на запад прослеживается на южном крыле. Залежь литологического типа с элементами тектонического экранирования.

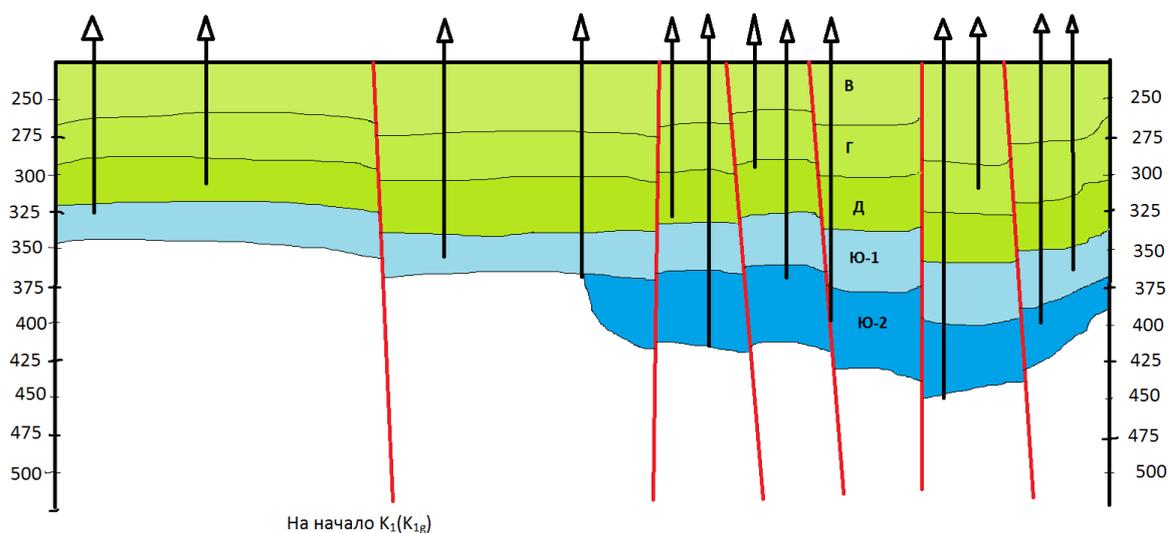


Рис.8 Продуктивный горизонт В

По литолого-фациальным особенностям отложения характеризуются разной изменчивостью по площади. Отложения представлены такими литотипами пород как алевролиты с прослоями песчаников, песков и глинисто-алеврито-песчаных разностей (рис.8). Алевролиты зеленовато-серые, слабосцементированы, локально переходящие в рыхлые алевролиты. Обломочный материал состоит из кварца, полевого шпата, вулканическими породами, зеленовато-серой слюдой, бурой слюдой.

Цемент поровый, реже базальный, контактово-поровый, глинистый. Пески и песчаники мелкозернистые буровато-серые, глинистые, с прослоями пестроцветных глин.

Гидрослюда, каолинит, смешанные минералы типа гидрослюда-сметтит играют роль цементирующего глинистого вещества. Органические остатки характеризуются двустворчатыми моллюсками. Отложения формировались в континентально-лагунных условиях с содействием фаций прибрежного мелководья в западной части структуры, в составе которого прослеживается увеличение смектита в глинистом цементе.

3.8 Горизонт Г

Территориально развит по всей площади месторождения, является главным предметом разработки. В состав горизонта входят 10 пропластков-коллекторов. Общая толщина находится в пределах от 2 до 32 м. Средняя эффективная толщина – 12 м.

Нефтяные залежи выявлены в 1,2,4,5 и 6 тектонических блоках. Залежь пластового типа с элементами тектонического экранирования.

Под горизонтом Г залегает пласт коллектор G_{II} , имеющий форму линзы 1,5x1,5 км размером, сливаясь с вышележащим горизонтом Г, он включен в резервуар, который содержит залежь. Коллекторы пласта G_{II} сложены в основном из низкопроницаемых пород. Эффективная толщина пласта от 0,4 до 9 м. Залежь G_{II} литологического типа имеет высоту 15 м. Горизонт Г представлен литотипами пород как алверолиты, пески, слабосмцентированные песчаники, смешанные и переходные породами(рис.9).

Пестроцветная окраска актуально для всех пород, темно-бурая, вишневая окраска- для глин. Пески серые, зеленоватые, слабосцементированные, переходят в пески. В песчаниках проявляются слои и включения в виде линз зеленовато-бурых, красных глин. Алевролиты тонкослоистые вследствие прослоев и линз некарбонатных глин. Обломочный материал характеризуется кварцем, полевым шпатом, кремнистыми породами. Цемент базально-порового, порового и пленочно-порового типа. Глинистый цемент представлен каолинитом, хлоритом, гидрослюдой. Глинистая часть полиминеральна, 6 компонентный, гидрослюда и каолинит с участием смешанных минералов наиболее распространены. Сметтит превосходит по содержанию другие глинистые минералы на западе структуры, это связано со вторичным преобразованием обломочного материала, образованием новейшего вида слойно-смешанных минералов хлорит-сметтит.

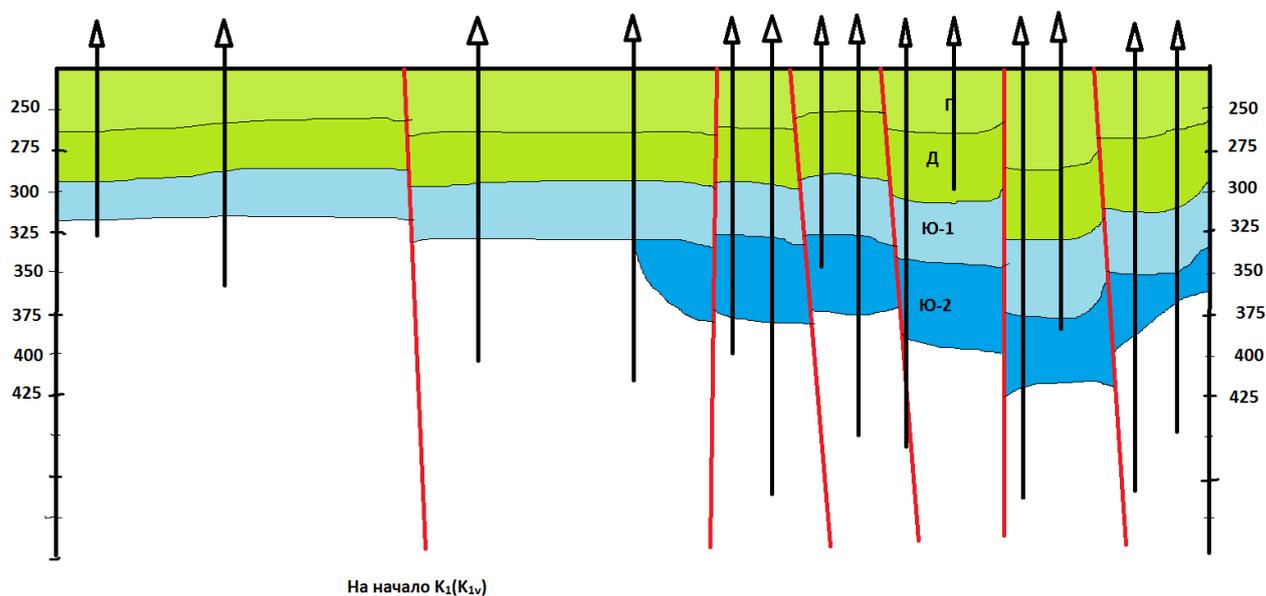


Рис.9 Продуктивный горизонт Г

Значительное содержание смектита проявляется на востоке структуры, расположенное недалеко от тектонического нарушения. В нижней и средней части разреза залегают песчано-глинистые породы, обладающие большей выдержанностью и толщиной по площади. Зеленовато-алевритистые глины с прослоями алевролитов и рыхлых песчаников залегают в нижней части толщи. Кварц, кислый полевой шпат составляют породообразующие минералы для обломочной части пород. Карбонатный цемент представляет собой кальцит с содержанием сидерита.

Глинистое вещество состоит из каолинита с гидрослюдой со смектитом, хлоритом, хлорит-смектитом. Состав глинистого вещества в нижней части разреза меняется, в нем преобладает смектит и смешанные минералы типа смектит-хлорит. В скважинах обнаружены фораминиферы и миоспоры среди органических остатков из нижней части горизонта Г.

Большое содержание смектита в нижней части горизонта и органических остатков фораминифер говорит о том, что осадконакопление происходило в условиях мелководного шельфа при содействии активного гидродинамического режима.

На формирование верхней части разреза горизонта Г, представленная рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками с прослойками красных и бурых глин, в лагунно-континентальных условиях свидетельствует высокое содержание гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации в глинистом цементе, редкость остракод и плохая сохранность остракод.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Построение палеонтологического профиля и реконструкции формирования продуктивных горизонтов без сомнений является важнейшим методом для расчета определяющих тектоно-динамических характеристик, такие как темпа осадконакопления в пределах исследуемой территории и скорости роста структур, расчета мощности отложений. Суть построения палеотектонических профилей заключается в том, чтобы восстановить историю формирования осадков в пределах геологического времени.

Данная дипломная работа представляет собой реконструкцию формирования продуктивных горизонтов на участке месторождения Каражанбас, которые приурочены к среднеюрскому и нижнемеловому комплексу. Работа включает в себя три основные главы, в каждой из которых дана подробная информация о изучаемом участке месторождения Каражанбас.

В первой главе описана общая информация о месторождении: географическое положение с приложением обзорной карты, промышленное значение данного участка и перспективы нефтегазоносности месторождения Каражанбас.

Во второй главе представлены данные о истории изученности и ее этапы. Досконально освещена литолого-стратиграфическая характеристика участка от палеозойских до юрских отложений для дальнейшего понимания при восстановлении истории формирования продуктивных горизонтов. Описана тектоника, строение фундамента, разрывные нарушения на участке месторождения, что позволило сделать вывод, что данная территория в тектоническом отношении активна. Были описаны два нефтеносных комплекса и их нефтегазоносность. Также кратко и ясно описана гидрогеология данного месторождения, определен тип пластовой воды в гидрохимическом отношении.

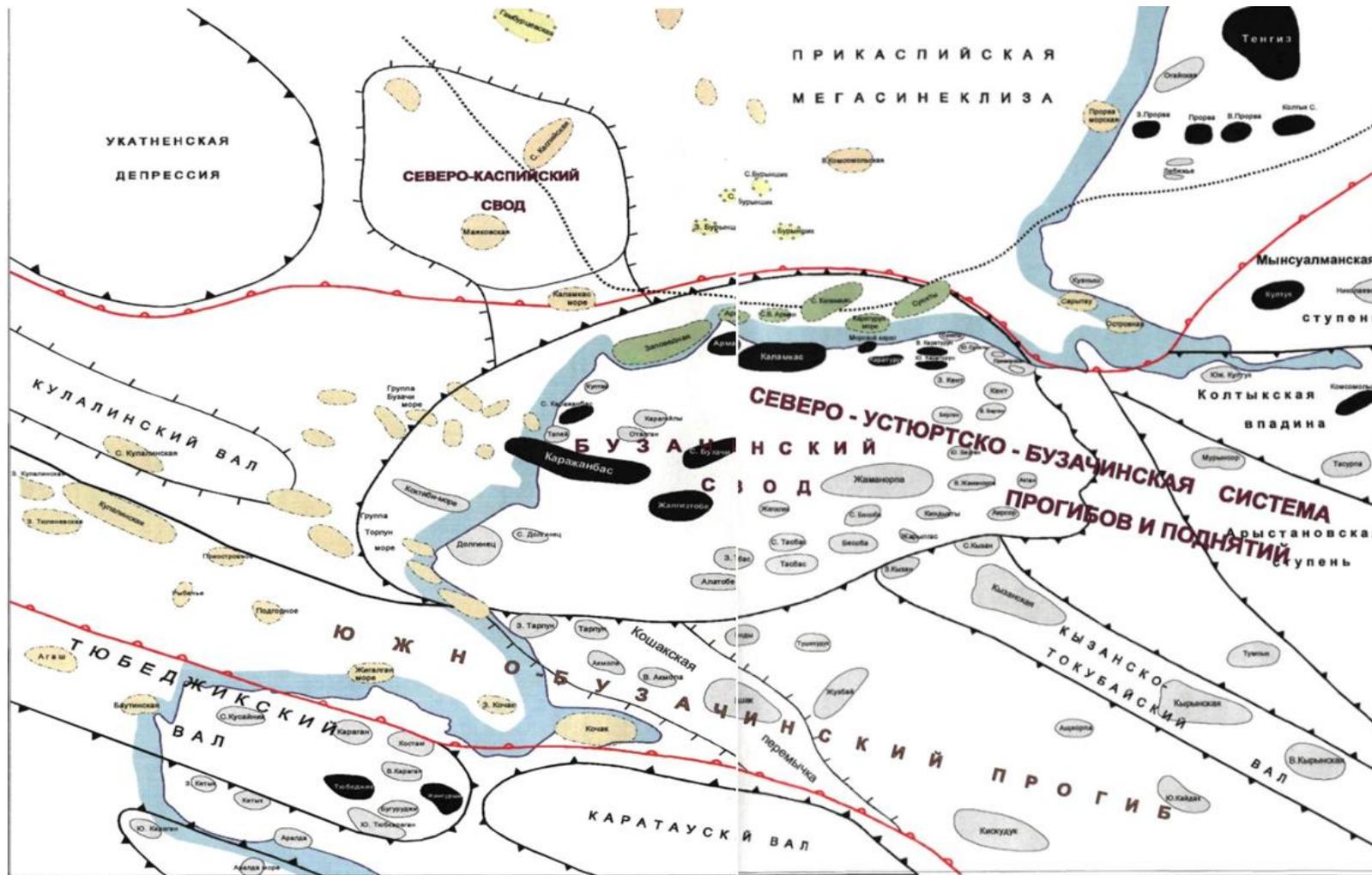
Третья глава является практической частью, которая описывает продуктивные горизонты, историю их формирования в определенное геологическое время, условия формирования, породы, слагающие данные продуктивные горизонты. Особенности формирования и осадконакопления. При построении палеотектонического профиля было выделено 7 продуктивных горизонтов. Каждый горизонт был отображен в отдельности на профиле и было выделено геологическое время, в котором он формировался. В итоге было восстановлена история формирования осадков в определенное геологическое время, поэтапно наглядно рассмотрели формирование каждого продуктивного горизонта с их особенностями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Гаврилов В.П. Геодинамическая модель геологического строения и нефтегазоносности Прикаспийской впадины. Геология, ресурсы, перспективы освоения нефтегазовых недр Прикаспийской впадины Каспийского региона: Международная научно-техническая конференция «Прикаспий - 2007», Москва 18-20 сентября 2007 года.
- 2 Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник / Э.С. Воцалевский, Б.М. Куандыков, З.Е. Булекбаев и другие Под ред. А.А. Абдулина, Э. С. Воцалевского, Б.М. Куандыкова. - М.: Недра, 1993.-247 с:
- 3 Нефтяная энциклопедия Казахстана (Двухтомное издание), Astana-London, 1999 г.
- 4 Чарыгин М.М. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности Прикаспийской впадины. М.: Гостоптехиздат, 1968
- 5 Чарыгин М.М. Общая геология. М.: Недра, 1963.
- 6 Шлейфер А.Г. Стратиграфия верхнепермского и триасового нефтегазоносных комплексов центральной части Прикаспийской впадины, 1965.
- 7 Мильничук В.С., Арабажди М.С. Общая геология. М.: Недра, 1979.
- 8 Миннибаева СБ., Чеботарев СЮ. и другие Проект разработки месторождения Каражанбас. - Фонд АО «Каражанбасмунай», 2001.

Приложение В

Тектоническая схема полуострова Бузачи



**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

На дипломную работу Дуйсенбаева Нуртаса Багдатулы
Специальность 5В070600 - Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых

Тема: «Геологическое строение, нефтегазоносность
месторождения Каражанбас. Палеотектонические
реконструкции формирования продуктивных горизонтов»

Дипломная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, списка используемой литературы из 8 наименований. Всего 35 страниц текста, 10 графических приложений.

Суть работы состоит в восстановлении истории формирования осадков в мезозойское время на месторождении Каражанбас. Была реконструирована геологическая история формирования продуктивных горизонтов юрско- мелового периодов, тектоника исследуемого участка. Палеотектонические реконструкции продуктивных горизонтов проводилась по данным 12 скважин на участке месторождения Каражанбас.

Автором был проанализирован и обработан определенный объем геологических материалов, научных трудов из открытых источников. Было изучено геологическое строение исследуемого района: литолого-стратиграфия разреза, тектоника, нефтегазоносность, гидрогеология. Самостоятельно проведена последовательная реконструкция тектонического режима и геологических условий формирования продуктивных горизонтов исследуемой территории. При подготовки дипломной работы Дуйсенбаев Нуртас успешно применил теоретические знания, накопленные за эти годы в университете, на практике.

По моему мнению, тема дипломной работы раскрыта полностью и составлена в соответствии со всеми требованиями на высоком уровне.

Дипломный проект Дуйсенбаева Нуртаса может быть рекомендован к защите с присвоением ему академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Научный руководитель:
Кандидат геолого-минералогических наук, сеньор-лектор



Узбекгалиев Р.Х.
«19» мая 2020 г.

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы: **Автор:** Дуйсенбаев Нуртас Багдатулы

Название: Геологическое строение, нефтегазоносность месторождения Каражанбас. Палеотектонические реконструкции формирования продуктивных горизонтов

Координатор: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент подобия 1:0

Коэффициент подобия 2:0

Замена букв:2

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

18.05.2020 г.



Узбекгалиев Р.Х.

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Дуйсенбаев Нуртас Багдатулы

Название: Геологическое строение, нефтегазоносность месторождения Каражанбас. Палеотектонические реконструкции формирования продуктивных горизонтов

Координатор: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент подобия 1:0

Коэффициент подобия 2:0

Замена букв:2

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите; обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование: Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

Дата

Подпись заведующего кафедрой

Енсепаев Т.А.

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование: Диплом допускается к защите перед государственной комиссией.

Дата

Подпись заведующего кафедрой

Енсепаев Т.А.