

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

Сахи Актоты Асқарқызы

«Особенности геологического строения и нефтегазонность  
месторождения Каракудык»

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

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

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой Гидрогеологии,  
инженерной и нефтегазовой геологии  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор

 Ауелхан Е.С.

«3» 06 2024 г.

Дипломная работа

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

На тему «Особенности геологического строения и  
нефтегазоносность месторождения Каракудык»

по специальности 6В05201 - «Геология и разведка месторождений полезных  
ископаемых»

Выполнила


Сахи А.А

Рецензент

Кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор  
Каспийского Общественного  
Университета

Научный руководитель  
Кандидат технических  
наук, старший  
преподаватель

  
Аршидинова М.Т.  
«3» 06 2024 г.

  
Омирзакова Э.Ж.  
«23» 05 2024 г.

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой Гидрогеологии,  
инженерной и нефтегазовой геологии  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор

 Ауелхан Е.С.

«4» 06 2024 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающемуся: Сахи Актоты Асқарықызы

Тема: «Особенности геологического строения и нефтегазоносность  
месторождения Каракудык»

Утверждено приказом Ректора Университета №548-П/Ө от «04» декабря 2023г.

Срок сдачи законченной работы: «5» июня 2024г.

Исходные данные к дипломной работе: были собраны по результатам полученных  
из анализа научно-исследовательской литературы, а также из материала интернет  
ресурсов.

Краткое содержание дипломной работы:

Перечень подлежащих к разработке в дипломном-проекте вопросов:

- а) геологическая история и структура месторождения;
- б) тектонические особенности;
- г) оценка запасов углеводородов;
- в) построение моделей сейсмических разрезов 3-D для учета неоднородностей;

Перечень графического материала: состоит из 8 рисунков, 3 приложений,  
представлено 14 слайда презентации работы.


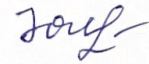
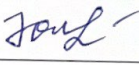


Использованная литература: 10 наименований.

**ГРАФИК**  
подготовку дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геологическая история и структура месторождения	22.03.2024	Выполнено
Тектонические особенности	05.04.2024	Выполнено
Оценка запасов углеводородов	19.04.2024	Выполнено
Построение моделей сейсмических разрезов 3-D для учета неоднородностей	10.05.2024	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 история и структура месторождения	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Тектонические особенности	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Оценка запасов углеводородов	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Построение моделей сейсмических разрезов 3-D для учета неоднородностей	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Нормоконтролер	Санатбеков М. Е., м.т.н., преподаватель	27.05.2024	

Научный руководитель

 Омирзакова Э.Ж.

Задание принял к исполнению обучающийся

 Сахи А.А.

Дата

«04» декабря 2023 г.

## АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыс Қарақұдық кен орнының геологиялық ерекшеліктері мен мұнай-газ әлеуетін зерттеуге арналған. Жұмыста геологиялық құрылымдар, тау жыныстарының құрамы, қабаттардың қасиеттері, корреляциялық және геохимиялық сипаттамалары талданады, сондай-ақ көмірсутек қорлары бағаланады.

Зерттеу геологиялық модельдеу және геофизикалық мәліметтерді талдаудың заманауи әдістерін қолдану арқылы жүзеге асырылады.

Жұмыстың практикалық маңыздылығы алынған нәтижелерді мұнай-газ саласында қолдануға болатындығына байланысты. Көмірсутек қорын бағалау, кен орнының геохимиялық және гидрогеологиялық жағдайын талдау өндірістің тиімділігі мен қауіпсіздігін арттыруға мүмкіндік береді.

Дипломдық жұмыс аннотацияны, мазмұнды, кіріспені қамтиды, үш бөлімнен тұрады, қорытындыны және әдебиеттер тізімін пайдалануды қамтиды.

## АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа посвящена исследованию геологических особенностей и потенциала нефтегазоносности месторождения Каракудык. В работе анализируются геологические структуры, состав пород, коллекторские свойства, корреляция и геохимические характеристики, а также осуществляется оценка запасов углеводородов.

Исследование проводится с использованием современных методов геологического моделирования и анализа данных геофизических исследований.

Практическая значимость работы обусловлена тем, что полученные результаты могут быть применены в нефтегазовой промышленности. Оценка запасов углеводородов, анализ геохимических и гидрогеологических условий месторождения дает возможность улучшить эффективность и безопасность добычи.

Дипломная работа включает в себя аннотацию, содержание, введение, состоит из трех разделов, заключение и использование списка литературы.

## ANNOTATION

This thesis is devoted to the study of geological features and oil and gas bearing potential of the Karakudyk field. The work analyses geological structures, rock composition, reservoir properties, correlation and geochemical characteristics, as well as estimation of hydrocarbon reserves.

The study is carried out using modern methods of geological modelling and analysis of geophysical survey data.

The practical significance of the work is due to the fact that the results obtained can be applied in the oil and gas industry. Evaluation of hydrocarbon reserves, analysis of geochemical and hydrogeological conditions of the field provides an opportunity to improve the efficiency and safety of production.

The diploma thesis includes an abstract, content, introduction, consists of three sections, conclusion and the use of a list of references.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Геологическая часть	10
1.1	Геологическая история и структура месторождения	10
1.2	Литолого-стратиграфическая характеристика	12
1.3	Тектонические особенности и их влияние на нефтегазонасность	16
2	Специальная часть	25
2.1	Оценка запасов углеводородов	25
2.2	Гидрогеологические условия и водоносность	28
2.3	Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных зон	29
2.4	Корреляционная характеристика вскрытых отложений	31
2.5	Методика создания геолого-сейсмических разрезов 3Д	33
3	Охрана недр	36
3.1	Охрана окружающей среды и безопасность	36
	Заключение	38
	Список использованной литературы	39
	Приложение А (литолого-стратиграфическая колонка месторождения Каракудык)	40
	Приложение Б (структурная карта)	41
	Приложение В (схема развития и обоснования прогноза благоприятных предпосылок для формирования залежей УВ по профилям)	42



## ВВЕДЕНИЕ

Тема исследования «Особенности геологического строения и нефтегазоносность месторождения Каракудык» направлена на анализ геологических данных, изучение структуры залежей, определение нефтегазоносных зон и оценку возможностей добычи нефти и газа на месторождении Каракудык. Важной целью исследования является выработка рекомендаций по оптимизации процессов добычи углеводородов с целью эффективного использования ресурсов и повышения энергетической безопасности региона.

В современном мире нефтегазовая промышленность играет ключевую роль в экономическом развитии многих стран, обеспечивая энергетическую безопасность и стабильность на мировом рынке. Одним из интересных объектов для изучения является месторождение Каракудык, расположенное в геологически значимом регионе.

## 1 Геологическая часть

### 1.1 Геологическая история и структура месторождения

Месторождение Каракудук расположено в Мангистауской области республики Казахстан, в 365 км к северо-востоку от города Актау, открыто в 1971 году. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Сай-Утес (в 60км к юго-западу.) и г. Бейнеу (в 125км к северо-востоку.)(рис. 1.1.1).



Рисунок 1.1.1-Обзорная карта месторождения Каракудук

Климат района резко континентальный с сильными колебаниями дневной и сезонной температур (таб. 1.1.1). Глубина промерзания грунта- 1,00 м. Местность в районе месторождения имеет довольно ровная, слегка холмистый рельеф. Высота над уровнем моря колеблется в интервале 158-188м. Почвы в районе месторождения относятся к категории серовато-бурых, серовато - желтовато-бурых и характеризуются как соленые и щелочные [1].

Таблица 1.1.1 - Климатические данные района работ

Среднегодовая температура воздуха	+15°C;
Абсолютный минимум температуры	-34°C;
Абсолютный максимум температуры	43°C;

*Продолжение таблицы 1.1.1*

Среднегодовая скорость ветра	м/сек;
Скорость ветра, возможная 1 раз в 5лет	24 м/сек;
Скорость ветра, возможная 1 раз в 10лет	26 м/сек;
Скорость ветра, возможная 1 раз в 15лет	28 м/сек;
Среднегодовое количество осадков	140 мм;
Район по гололеду	11;
Нормативная толщина стенки гололеда с повторяемостью 1 раз в 10лет	10 м;
Нормативная глубина промерзания: для суглинков	1,07 м;
для супесей	1,03 м;

Грунты повсеместно засолены, загипсованы и характеризуются высокой коррозионной активностью по отношению к железу. Грунты покровного комплекса в значительной степени облессованы. Отдельные фации литифицированных пород (мергель, мел) при замачивании размягчаются, приобретая свойства глин.

Грунтовые воды на площади работ бурением не вскрыты.

На площади Каракудык в результате поискового и разведочного бурения вскрыты отложения триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем. Разрез представлен типичными для Северо-Устюртского региона песчанно-глинистыми и карбонатными породами.

В тектоническом плане структура Каракудык расположена в пределах Северо-Устюртско-Бузачинской системы прогибов и поднятий, осложняющей северо-западную часть Туранской плиты. Согласно тектоническому районированию юрско-палеогенового этажа Мангышлака и Устюрта Каракудукское поднятие приурочено к Арыстановской ступени, осложняющей Култукско-Ирдалинскую моноклираль. По данным опробования горизонтов был выделен ряд сбросов, разбивающих поднятие на три блока. Ю-I горизонт продуктивен во всех блоках, Ю-II продуктивен в 1 и во 2 блоках, остальные только во 2.

С учетом особенностей геологического строения продуктивных горизонтов, количество сосредоточенных в них запасов, емкостно-фильтрационной характеристики пластов и физико-химических свойств насыщающих их флюидов выделено 2 объекта разработки:

- 1) Ю-I и Ю- II горизонты;
- 2) Ю-VIII + IX.

В целях оценки перспектив нефтегазоносности юрских и меловых отложений в различных структурно-тектонических зонах Западно-

Казахстанским геологическим управлением (ЗКГУ) в 1953 г. начато поисковое бурение. Непосредственно на площади Каракудык бурение велось в 1966-1976 г.г. и в 1990-1993 г.г.

Изучение геологического строения Северного Устюрта геофизическими методами разведки также начинается с 50-х годов.

В 1954 г. В.А. Лапшовым были обобщены материалы гравиметрических исследований, на основании которых им была составлена карта глубинного геолого-тектонического строения Мангышлака и смежных территорий.

В 1963 г. Гурьевская геофизическая экспедиция треста «Казахстангеофизика» проводит детальную площадную съемку повышенной точности. В результате была составлена карта остаточных аномалий, где выявлена Арыстановская структура. Выявлены впервые 3 минимума: Камышитовый, Атаманский, Каменный.

В 1965 г. силами Илийской ГФЭ Казахского геологического треста (Праводников и др.) проведена детальная гравиметрическая съемка, в результате которой выделены локальные аномалии: Каменная, Арыстановская, Каракудыкская. Сейсмические исследования являются основным геофизическим методом изучения глубинного строения территории. Основной объем работ МОВ(метод отраженных волн) и КМПВ(корреляционный метод переломленных волн) был выполнен соответственно трестом «Казахстаннефтегеофизика» и Казахстанским геофизическим трестом (Турланская геофизическая экспедиция). Первые работы КМПВ проводились с 1959 г. (Манилов С.А.). В 1964 г. работами КМПВ и МОВ выявлены Токубайская и Кандыктинская структуры, детально изучены Арыстановское, Каракудыкское, Теренское поднятия. Этими же работами они были подготовлены к глубокому бурению.

С 1967 г. трестом «Казахстаннефтегеофизика» на Северном Устюрте проводятся сейсмические работы МОВ с применением группирования сейсмоприемников и взрывов. Имеющийся сейсмический материал МОВ обобщен в 1970 г. были построены свободные структурные карты по основным отражающим горизонтам I, III, IV в масштабах 1:200000, характеризующие строение юрско-палеогенового комплекса пород.

С 1970 г. Гурьевской геофизической экспедиций (трест «Казахстаннефтегеофизика») начато планомерное изучение территории Северного Устюрта методом ОГТ(метод общей глубинной точки). В 1968-88 г.г. сейсморазведочной партией 6/86-88 г.г. МГФЭ были проведены сейсмические исследования МОГТ(метод общей глубинной точки) на площади Каракудык западнее Севрно-Арыстановской площади до западных чинков и до площади Тепке. В результатах этих исследований была дана рекомендация на проведение дополнительных поиско-разведочных работ на площади Каракудык.

## **1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика**

На площади Каракудык в результате поискового и разведочного бурения вскрыты отложения триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем. Степень изученности этих отложений различна. Наиболее полно керновый материал и палеонтологические определения представлены по юрским породам, которые и являются продуктивными. [1]

Разрез представлен типичными для Северо-Устюртского региона песчано-глинистыми и карбонатными породами (рис 1.2.1) (Приложение А). Краткая литологическая характеристика вскрытых скважинами отложений:

### **Триасовая система(Т)**

Триасовая система представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллито-подобных глин и аргиллитов. Цвет пород бурый, серый, темно-серый, коричневый, буровато-коричневый, зеленовато-серый. Вскрытая толщина отложений составляет 156 м. Представленные ярусы: кернийский, норийский.

### **Юрская система(Ю)**

Юрская система. Нижний отдел представлен переслаиванием темно-серых с зеленоватым оттенком глин, серых, светло-серых песчаников и алевролитов. Толщина нижнеюрских отложений составляет 83м.

Средний отдел сложен переслаивающимися между собой песчаниками, алевролитами и глинами с разной степенью цементации и зернистости. Цвет пород, в основном, серый, темно-серый. Толщина отложений составляет 547-776м.

#### **Келловейский ярус (J3k)**

Литологически отложения келловейского яруса сложена преимущественно песчаниками с прослоями гравелитов, аргиллитов.

#### **Байосский ярус (J2b)**

Литологически отложения байосского яруса представлен терригенной толщей переслаиванием песчано-глинистых пород серого цвета.

#### **Батский ярус (J2bt)**

Представлен алевролитами, глинами и песчаниками различного оттенка, с преобладанием мелких и средних зерен в песчаниках и темно-серыми глинами с углистыми прослоями.

Верхний отдел представлен известняками, мергелями, глинами, также отмечается чередование песчаников, алевролитов, глин. В нижней части преобладают глинистые отложения, в верхней - карбонатные. Толщина верхнеюрских отложений изменяется от 290 до 346м.

#### **Оксфордский ярус (J3o)**

Оксфордский ярус с угловым стратиграфическим несогласием регрессивно залегают на бат-байосских песчано-глинистых образованиях. Разрез ярусов литологически представлен темно-серыми карбонатными глинами монтмориллонитового состава.

### Кемирдж-титонский ярус (J3km)

Верхнеюрские отложения кемирдж-титонского ярусов представлены глинисто-карбонатными породами, при этом карбонатность растет вверх по разрезу. Полнота разреза и толщина данных отложений увеличиваются в направлении прогибов и впадин. Нерасчлененные кемирдж-титонские ярусы литологически представлены карбонатными породами, переслаивающихся с мергелистыми глинами, алевролитами и песчаниками.

**Меловая система(К)** представлена двумя отделами нижним и верхним. Нижний отдел представлен переслаиванием алевролитов серых, глин серых, почти черных, реже красновато-бурых и зеленоватых, также песчаников светло-серых. Нижняя часть отдела сложена органогенно-обломочными известняками, доломитами и мергелями. Толщина нижнемеловых отложений колеблется в пределах 1210-1342м.

### Валанжинский ярус (K1v)

Разрез нижнего мела пробуждается песчаными отложениями валанжинского яруса, которые залегают на нижележащих юрских отложениях трансгрессивно. Песчаники с известковистым цементом-мелко-среднезернистые.

### Готеривский ярус (K1h)

Выше валанжинского яруса залегают глинисто-карбонатная толща готеривского яруса. Минералогический состав глин преимущественно монтмориллонитовый голубовато-серого цвета. Толщина достигает 40м и более.

### Барремский ярус (K1br)

Выше залегают с размывом континентальные отложения барремского яруса, они сложены красноцветными глинами, а в подошве-алевропесчаными породами.

### Аптский ярус (K1a)

Аптский ярус со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях неокома. Литологически он представлен темно-серыми глинами, в основании которых залегают базальный пласт, сложенный конгломератами с фосфоритовыми желваками.

### Альбский ярус (K1al)

Представлен глинами темно-серыми с зеленоватым оттенком, тонкослоистыми, с обуглившимися растительными остатками.

Нижняя часть верхнего отдела характеризуется чередованием глин, алевролитов и песчаников. Верхняя часть представлена чистой разностью мела, карбонатными глинами, мергелями, белыми известняками. Толщина верхнемеловых отложений 506-550м.

### Сеноманский ярус-K2s

Сеноман представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

**Палеогеновая система(Pg)** сложена известняками белыми, мергелями зеленовато-серыми, глинами розовыми, алевролитами. Толщина отложений составляет 498-524м.

**Неогеновая система(N)** представлена карбонатно-глинистыми породами, известняками - ракушками. Толщина отложений равна 50-70м.

**Четвертичная система(Q)** сложена суглинками, супесями, песками разнозернистыми, глинами, конгломератами. Толщина отложений 10-15м.

Возраст		Разрез	Толщина (м)	Литология
Четвертичный			10-15	суглинки, супеси, пески, глины, конгломераты
Неоген			50-70	карбонатно-глинистые породы, известняки - ракушки
Палеоген			498-524	известняки белые, мергели зеленовато-серые, глины розовые, алевролиты
Мел	верхний	сеноманский	506-550	переслаивание песчаников, алевролитов и глин
	нижний	альбский	1210-1342	глины темно-серые с зеленоватым оттенком темно-серые глины красноцветные глины, алевропесчаные породы глины монтмориллонитовые голубовато-серого цвета песчаники с известковистым цементом-мелко-среднезернистые
		аптский		
		барремский		
готеривский				
валанжинский				
Юра	верхний	кемирджитонский	290-346	глинисто-карбонатные породы темно-серые карбонатные глины
		оксфордский		
	средний	келловейский	547-776	песчаники гравелиты, аргиллиты алевролиты, глины и песчаники различного оттенка песчано-глинистые породы серого цвета
		батский		
		байосский		
нижний	-	83	глины, песчаники, алевролиты	
Триас			156	песчаники, алевролиты, аргиллитоподобные глины

### Условные обозначения



Рисунок 1.2.1 –Литолого-стратиграфическая схема

### 1.3 Тектонические особенности и их влияние на нефтегазоносность

В тектоническом плане структура Каракудык расположена в пределах Северо-Устюртско-Бузачинской системы прогибов и поднятий, осложняющей северо-западную часть Туранской плиты. Согласно тектоническому районированию юрско-палеогенового этажа Мангышлака и Устюрта Каракудыкское поднятие приурочено к Арыстановской ступени, осложняющей Култукско-Ирдалинскую моноклираль.

Месторождение Каракудык находится в зоне тектонических сдвигов и складок, типичных для региона горного массива Тянь-Шань. Эта область известна своей сложной геологической структурой, включающей в себя различные типы скальных образований, такие как залежи и пласты (рис. 1.3.1).

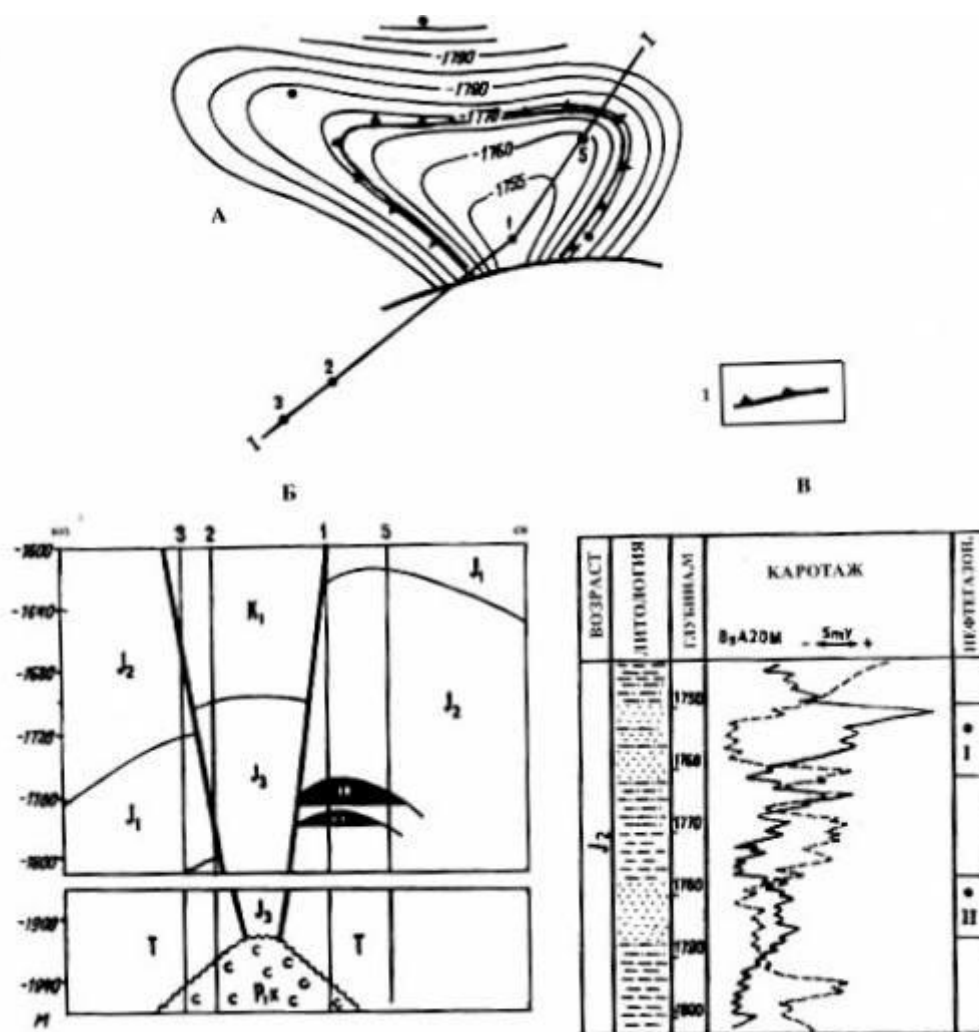


Рисунок 1.3.1- Структурная карта по кровле пласта среднеюрского продуктивного горизонта

Условные обозначения: А-структурная карта по кровле пласта среднеюрского продуктивного горизонта. I ; Б-геологический разрез по линии I-I ; В-разрез продуктивной части отложений.



### 1-Внешний контур нефтеносности

Особенности положения в плане Кошкаратинской и Тобебулакской мульды (южная часть Шалкарского прогиба) определяют размещение крупных валообразных поднятий (Кызылой-Аккулковский, Базайский и Куландинский валы), которые, в свою очередь, являются «переходными» структурными элементами от областей прогибания к поднятиям в контуре основного Каракудыкского поднятия. Более детальный анализ тектонического строения и районирование структур II порядка показывают, что данное закономерное расположение валообразных поднятий в контурах прогибов в целом характерно для всего Северного Устюрта (рис. 1.3.2).

Северный борт Кошкаратинской мульды на уровне изогипс 2,4–2,6 км характеризуется незначительным структурным осложнением в виде малого по размерам свода. В то же время, с учетом общего характера строения, на данном участке можно предположить развитие крупного валообразного поднятия (Каракудык) по изогипсе –2700 м, по аналогии с Кызылой-Аккулковским и Базайским валами, осложняющими восточный и южный склоны мульды соответственно. [6]

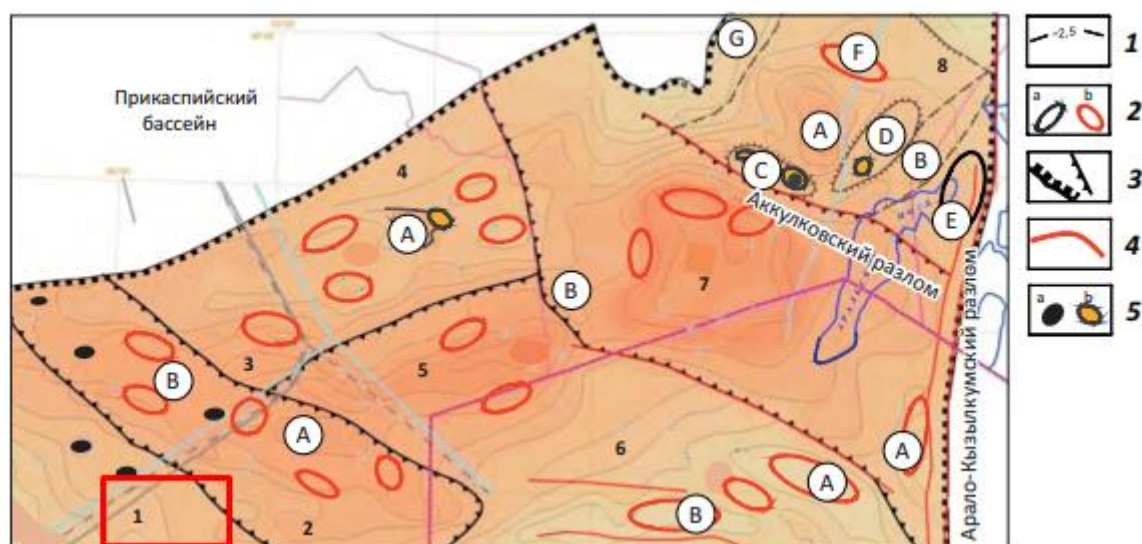


Рисунок 1.3.2 Фрагмент структурной карты по геолого-геофизической предпосылке прогноза и формирования зон нефтегазоаккумуляции Северного Устюрта

Условные обозначения: 1 — изогипсы по ОГ III, км; 2 — тектонические валы (а — установленные, б — прогнозные перспективные); 3 — границы элементов I и II порядка; 4 — разломы; 5 — месторождения (а — нефтяные, б — газовые). Тектонические элементы: 1 — Каракудыкское поднятие,

2 — Колтык-Кулажатский прогиб (мульды: А — Кулажатская, В — Колтыкская), 3 — Аманжольская седловина, 4 — Мынсуалмасская ступень (А — Шагырлинское поднятие), 5 — Самский прогиб, 6 — Актумсыкский выступ (валы: А — Кассарминский, В — Харойский), 7 — Косбулакский прогиб (А —

Арало-Кызылкумский вал, В — Чурукская седловина), 8 — Шалкарский прогиб (А — Кошкаратинская мульда, В — Тобебулакский прогиб; валы: С — Кызылой-Аккулковский, D — Базойский, E — Куландинский, F — Жаксыбота, G — Шошкакульская моноклираль)

Для Каракудыкского поднятия характерно увеличение амплитуды и изменение конфигурации с глубиной. Ось структуры ориентирована в северо-западном направлении. По замкнутой изогипсе  $-740\text{м}$  размеры поднятия составляют  $10.5 \times 6\text{км}$ , амплитуда поднятия  $15\text{м}$ . Углы падения пород на крыльях структуры не превышают доли градусов. По ниже лежащему валанджинскому ярусу, а именно по его подошве, свод смещается в северном направлении. Наблюдается явная асимметрия периклиналей структуры- западная положе, чем восточная.

В условиях Северного Устюрта «сквозной» характер формирования крупных структурных элементов влияет на генезис и развитие валообразных поднятий и локальных структур и определяет его. Наличие отмеченных выше благоприятных структурно-тектонических предпосылок определяет перспективность локальных структур и объединяющих их крупных валообразных поднятий. В условиях конседиментационного и унаследованного развития увеличение глубины залегания может обеспечивать расширение пространственных параметров объектов. Соответственно, на нижнем уровне разреза (палеозой, триас) при сохранении других геологических характеристик можно ожидать относительно более значительные масштабы и объемы нефтегазонакопления по сравнению с верхними интервалами разреза (юра, мел и кайнозой) (приложение Б).

Следует отметить, что по данным подсчета запасов сделанного КазНИГРИ в 1995г., особенностью геологического строения юрских, продуктивных горизонтов Каракудыкского поднятия является наличие тектонических нарушений, разделяющих структуру на три блока- I (западный), II (северо-восточный), III (южный). Основанием для проведения тектонических нарушений явилось несоответствие по данным опробования и интерпретации результатов геофизических исследований отметок водонефтяного контакта в отдельных скважинах [2].

На месторождении Каракудык по итогам детальной пластовой корреляции и интерпретации результатов геофизических исследований, а также результатов опробования в разрезе месторождения выявлено 9 номенклатурных горизонтов, 7 из которых оказались продуктивными. Горизонты Ю-I и Ю-II стратиграфически приурочены к келловейскому ярусу верхней юры, Ю-IV, Ю-V - к батскому ярусу, Ю-VI, Ю-VIII, Ю-IX- к байосскому ярусу средней юры.

Коллектора продуктивных горизонтов представлены мелко-среднезернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Цемент пород поровый, контактно-поровый, реже пленочно-поровый. Состав цемента полиминеральный. Преобладает глинистое вещество хлористо-гидрослюдисто-каолининового состава. Коллектора обладают низкими фильтрационными

свойствами, что обусловлено уплотнением пород-коллекторов юрской толщи и значительным содержанием в породе глинистых веществ.

Как указывалось выше, по данным опробования продуктивных горизонтов условно был выделен ряд сбросов, разбивающих поднятие на три блока. Горизонт Ю- I продуктивен во всех трех блоках, Ю-II- в I и во II блоках, а продуктивность остальных горизонтов установлена только в пределах II-го блока. Ниже приводится краткая характеристика продуктивных горизонтов.

Ю-I горизонт. Горизонт коррелируется достаточно четко по всей площади и практически выдержан по толщине. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 6.0 м до 13.2 м. Литологически горизонт сложен песчано-алевролитовыми породами. Горизонт опробован в 13 скважинах. Как уже отмечалось, доказана промышленная продуктивность горизонта во всех трех блоках, основные запасы находятся во II блоке.

ВНК для I блока принят на абсолютной отметке -2429.2 м, соответствующей подошве продуктивного по геофизическим исследованиям пласта коллектора. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Высота залежи 34.5м, площадь нефтеносности 15218 тыс. кв. м.

ВНК для II блока принят по наиболее низкой отметке продуктивного пласта, до которой получена нефть без воды (-2450.7м). Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Высота залежи 72.6м, площадь нефтеносности 21512 тыс. кв. м.

ВНК для III блока принят по результатам интерпретации геофизических исследований и данных опробования 2-х скважин на абсолютной отметке 2407.3 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Высота залежи - 19.7 м, площадь нефтеносности - 4657 тыс. кв. м.

Ю-II горизонт состоит из двух пластов - А и Б. Продуктивным является пласт А в I и II блоках.

Продуктивность пласта А в I блоке установлена в районе скважин №4, 8. ВНК залежи А в I блоке в районе 1-ой скважины принят по подошве опробованного пласта в этой скважине на отметке - 2479.7 м. Залежь пластовая, сводовая тектонически и литологически экранированная. Высота залежи - 2.8 м, площади нефтеносности - 1866 тыс. кв. м. В районе 2-ой скважины ВНК принят на отметке -2436.5м по подошве опробованного продуктивного пласта. Залежь пластовая, сводовая тектонически и литологически экранированная. Высота залежи равна 1.2м, а площадь нефтеносности -988 тыс. кв. м.

ВНК в блоке II- принят по подошве опробованного продуктивного пласта в одной из действующих скважин на абсолютной отметке -2461.7м. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически-экранированная.

Высота залежи составляет 45.6м, а площадь нефтеносности равна 5356 тыс.кв. м.

Ю-IV горизонт состоит из двух пластов А и Б, сложенных песчаными коллекторами. Продуктивными являются оба пласта, во II блоке.

Пласт А продуктивен в двух скважинах. ВНК принят по подошве

опробованного нефтяного пласта в одной из скважин на абсолютной отметке - 2526.2 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. Высота залежи - 16.5 м, площадь нефтеносности - 1588 тыс м<sup>2</sup>.

Коллектор пласта Б в районе 3-х скважин замещается непроницаемыми породами. ВНК четко отбивается по данным ГИС на абсолютной отметке - 2539.4 м, что в свою очередь согласуется с результатами опробования. Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. Высота залежи составляет 14.7 м, площадь нефтеносности равна 1501 тыс. м<sup>2</sup>.

Комплекс характеризуется несколько ухудшенными коллекторскими условиями по сравнению с верхеальб - сеноманским. На каротажных диаграммах выделяются до 11 водоносных горизонтов толщиной от 2 до 33 м. Глубина залегания комплекса варьирует от 1427 до 1818 м.

Комплекс характеризуется относительно неравномерными гидрогеологическими показателями. Дебиты скважин составляют сотые и десятые доли литра в секунду. Пористость песчаников 12-32%, проницаемость 10-500 мд. Величина напора горизонтов невелика. Пьезометрические уровни устанавливаются на глубине 100-150 м ниже устья при напорах 1900-2100 м. Абсолютные отметки пьезометрической поверхности составляют 132-178 м. Толщина водоносных горизонтов по каротажным диаграммам изменяется от 1-2 м до 40 м при их количестве от 4 до 10 в апте и 12-25 в неокоме. Глубина залегания комплекса от 1694 до 2270 м [2].

Комплекс расположен на глубинах от 2578 м. Он содержит от 2 до 10 водоносных горизонтов толщиной от 1 до 16 м верхней юре и от 1 до 9 горизонтов толщиной от 2 до 16 м в средней юре. Большинству водоносных объектов присущи медленные темпы восстановления уровней. Уровни установились на отметках от 171 до 278 м ниже поверхности земли. В большинстве случаев динамические уровни не были доведены наблюдением до статических (скв. 1 горизонты Ю-VI, VII, скв. 12 Ю-VIII, Ю-IX, Ю-III, Ю-IV, и др. Ю-I-II и др., ).

Медленные темпы восстановления уровней характеризует низкие фильтрационные свойства опробованных водоносных пород - коллекторов. Имеются отдельные зоны с улучшенными коллекторскими свойствами.

Коллекторами являются песчаники с открытой пористостью 13,2-17,5 % и проницаемостью 5,29 - 95,58 мкм<sup>2</sup> при нижних пределах  $K_{п} = 13\%$  и  $K_{пр} = 1 \text{ мкм}^2$ . Дебиты скважин варьируют от 0,08 м<sup>3</sup>/сут при  $H_{ср.дин} = 937 \text{ м}$  в интервале 2602-2604 м скважин 12.

Расчеты абсолютных отметок пьезометрических уровней юрского комплекса свидетельствуют о нахождении залежи в зоне пьезомаксимума.

В площадном распределении пьезометрические уровни падают от свода залежи к периферии. Наибольшие величины пьезометрических уровней отмечаются в пределах внутреннего контура нефтегазоносности. Вниз по размеру наблюдается сохранение градиента пьезометрического уровня. Гидрометрическая карта построена только для западного и южного блоков,

как наиболее информативных. Движение вод здесь наблюдается в юге – западном направлении.

Результаты испытания комплекса показывают, что фильтрационные свойства водовмещающих отложений по площади неоднородны. Комплекс обладает упруговодонапорным режимом. В законтурной части залежи величина пластового давления достигает 32,3 МПа, что близко к гидростатическому. [7]

Расчеты, связанные с оценкой гидродинамических условий водоносных отложений, проводились по методике М. Мирошникова. Абсолютные отметки статических пьезометрических уровней рассчитывались с учетом величин установившихся статических уровней, а также внесением поправок на минерализацию пластовых вод, на плотность, температуру и другие факторы по формуле:

$$H = (h-l) \times (dt-1) + a - l \quad (1)$$

где  $H$  - абсолютные отметки статических пьезометрических уровней вод, м

$h$  – глубина залегания водоносных горизонтов, м

$a$  – абсолютная отметка устья скважины, м

$l$  – глубина положения статического уровня воды (ниже поверхности земли), м

$dt$  - величина плотности воды в скважинах с учетом поправок на температуру, минерализацию и химический состав вод, определяемая по выражению:

$$dt = dtg + \frac{A(to - t)}{1000} \quad (2)$$

где  $dt$  - плотность воды при  $t = 20^\circ\text{C}$

$A$  – температурный коэффициент плотности при  $20^\circ\text{C}$ , определяемый по графику зависимости температурного коэффициента  $A$  от минерализации раствора.

В пределах месторождения наблюдается тенденция возрастания общей минерализации воды с глубиной от 106 г/л в палеогене (месторождение Арыстановское) до 188 г/л в низах юры.

Палеогеновый комплекс. Для вод палеогеновского комплекса характерен коэффициент метаморфизации более 1, принадлежащий континентальной обстановке формирования природных вод. Как отмечалось выше, для данных вод присуща минерализация 106-141 г/л на площади Арыстановская при 98% хлора, 72-8/1 % щелочей, 10-13 % кальция и до 10 % магния (13). Кальций - магниевый коэффициент чаще всего ниже единицы.

Распространены воды хлоридные, натриево-магниевые, сульфатные, что характеризует воды окислительной природной обстановки.

Меловой комплекс. Гидрохимия вод комплекса изучалась по пробам воды из скважины. Это рассолы хлоркальциевого типа плотностью 1,076

г/см<sup>3</sup>. Минерализация вод альба составляет 119 г/л, для верхнего мела она выше и равна 132,8 г/л. При содержании хлора 99% , натрия 78-80% встречаются сочетания превосходства то магния, то кальция. Воды бессульфатные, средней степени метаморфизации. Коэффициент метаморфизации равен 0,79-0,8. Воды очень жесткие. Величина общей жесткости достигает 487,2 мг-экв/л.

Юрский комплекс. Минерализация вод для келловоя (I-II продуктивный горизонт) составляет 131,6 г/л; для бата (III-V горизонты) - 131,6-164,5 г/л, в среднем составляя 158 г/л, и для байосса (VI-IX горизонты) равна 177,3 г/л. Для нижних вод минерализация достигает 187,8 г/л (скв.1). Плотность вод варьирует от 1099,5 до 1124,6 кг/м<sup>3</sup>, рН=4,0-6,8. Общая жесткость достигает 839 мг-экв/л. По степени жесткости воды относятся по О.А. Алехину к очень жестким.

Как видно из таблицы (таб 1.3.1) параллельные пробы имеют хорошую сходимость и большинство параметров, полученных при исследовании проб, согласуются между собой. Вызывает сомнение вязкость пластовой нефти по скв. № 6. При температуре пласта 100 градусов и газосодержании 78 м<sup>3</sup>/сут исследованная нефть должна иметь вязкость значительно ниже. Так как эта же нефть в дегазированной состоянии при температуре 75 градусов имеет динамическую вязкость около 3 мПа·с. Поэтому при определении среднего значения вязкости по Ю-I горизонту значение вязкости по скважине № 6 рекомендовано исключить.

Таким образом, после корректировки и отбраковки некоторых данных на основании имеющейся на текущий момент информации о свойствах нефтей рекомендовано принять следующие параметры пластовой нефти.

Таблица 1.3.1- Свойства пластовой нефти

Параметры	Горизонт	
	Ю-I	Ю-VI, VIII
Давление насыщения, Мпа	11.2	20.8
Газосодержание М <sup>3</sup> /Т	107	296.7
Объемный коэффициент	1.28	1.708
Вязкость пластовой нефти, МПа°с	0.94	0.7
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	0.732	0.619
Плотность дегазированной нефти при 20°С, г/см <sup>3</sup>	0.835	0.820

Особенностью Каракудыкской нефти является высокое содержание парафинов 34%, обусловивших положительную температуру застывания нефти.

Состав получен разгазированием пластовых проб нефти. При исследовании скважин был выделен избыток газа при пластовом давлении. Он

прихвачен в пробоотборную камеру в процессе отбора пробы и характеризует состав газа, выделяемого из нефти на первой стадии снижения пластового давления.

Свойства дегазированной нефти определены по 25 пробам из 10 скважин. Данные характеризуют нефть месторождения Каракудык как легкую, малосернистую, малосмолистую со значительным потенциалом светлых фракций: до 200°C он составляет 16-22%, до 250°C - 25% -ниже давления насыщения. При оценке состава нефтяного газа его брать не рекомендуется.

Газ однократного разгазирования пластовой нефти, приуроченной к различным горизонтам, довольно однороден по разрезу, что позволяет характеризовать его средним составом. Он имеет хорошие товарные качества, а именно высокий потенциал пропангексановых фракций (более 500г/см<sup>3</sup>) и небольшое содержание углекислого газа.

Компаниями "Петролеум Менеджмент" Денвер, Колорадо, "Райдер Скотт" Денвер, Колорадо и НИПИМунай, Актау, Казахстан были произведены три оценки запасов нефти в юрской толще месторождения (таб 1.3.2).

Таблица 1.3.2 - Сводная оценка запасов нефти

<b>1000 баррелей нефти (1000 тонн)</b>			
	<b>Подтвержденный</b>	<b>Вероятный</b>	<b>Суммарный</b>
Петролиум Менеджмент	74965 (9910)	54600 (7218)	129565 (17128)
Райдер Скотт	73890 (9768)	53640 (7091)	127530 (16859)
НИПИМунай	75928 (10037)	- Нет оценок	75928 (10037)

Оценки подтвержденных запасов хорошо согласуются друг с другом; однако оценка НИПИМунай основана на двух нефтеносных горизонтах промышленного значения, тогда как оценки "Петролиум Менеджмент" и "Райдер Скотт" основываются на восьми.

Оценки "Петролиум Менеджмент" и "Райдер Скотт" вероятных извлекаемых запасов основаны на применении заводнения для поддержания давления с целью увеличения нефтеотдачи. НИПИМунай не дает оценки вероятных запасов, но также упоминает заводнение для поддержания давления как меру для увеличения нефтеотдачи.

"Петролиум Менеджмент" и "Райдер Скотт" полагают, что использование западных технологий бурения и бурильного оборудования позволит внести значительные улучшения в бурильные операции и методы добычи по сравнению с применявшимися ранее технологиями. Благодаря этому, должны значительно увеличиться суточная добыча и окончательные запасы.

"Петролиум Менеджмент" и "Райдер Скотт" указывают, что для увеличения суточной нефтедобычи и окончательных запасов могут быть

применены следующие технологии улучшенной или повышенной производительности:

- поддержание давления методом заводнения или закачки газа
- циклирование
- гидроразрыв
- кислотная обработка скважины
- заводнение с применением химикатов
- использование помимо воды смешиваемых и не смешиваемых вытесняющих жидкостей.

Оценка суммарного объема извлекаемых запасов "Райдер Скотт" (127 млн. Баррелей или 16.8 млн. тонн) была использована в данном ТЭО как самая сдержанная из всех трех оценок.

В этой геологической структуре пробурено 22 скважины. В десяти из них были обнаружены нефтеносные пески. Некоторые из скважин были опробованы пласто-испытателем, спускаемым на бурильных трубах, а другие - производственным испытанием на приток. Первая скважина была пробурена в 1972 году, а последние четыре скважины были пробурены в 1991 году.

Юрская формация имеет толщину приблизительно 700 метров (2300 футов) и состоит из 15 пористых песчаных секций, разделенных глинистыми непрерывными пластами.

Нефтеносные пески были описаны в общем как песчаник с зернистостью от тонкой до средней и как крупнозернистый алевролит. Анализ керн показал среднюю пористость 15%.

Юрские песчаные секции идентифицированы как секции Ю-I, Ю-II, Ю-III и т.д. Ниже приведено краткое описание нефтеносного потенциала каждой из этих песчаных секций.

Ю-I: Эта песчаная секция состоит из двух песчаных пластов, которые были идентифицированы как верхний Ю-I и нижний Ю-I. Эти два песчаных пласта лежат непрерывно над всей структурой, и нижний Ю-I был опробован в 14 скважинах. Пески очень легко идентифицировать по каротажным данным необсаженных скважин. ВНК не был достоверно установлен. При некоторых опробования Ю-I на приток и пласто-испытателем, спускаемым на бурильных трубах, были, извлечены только небольшие количества воды или не было получено никакой жидкости. Эта вода могла быть фильтратом бурового раствора, и отсутствие извлеченной жидкости могло быть вызвано нарушением геологической формации. Согласно информации наши нефтяники не использовали добавок к буровому раствору или оборудование для удаления твердых компонентов, чтобы контролировать содержание твердых компонентов в буровом растворе, вес раствора, потерю воды или повреждение формации. Когда проводилось бурение песчаных пластов, вес бурового раствора был значительно больше, чем пластовое давление, и поэтому можно предполагать значительные повреждения. Насколько мне известно, интервалы, опробованные перфорированием, никак не стимулировалось.



## 2 Специальная часть

### 2.1 Оценка запасов углеводородов

В период проведения на месторождении Каракудык разведочных работ (1966 -1995) пробурена 21 скважина: в т.ч. 17 поисковых и 4 разведочные.

В пробуренных скважинах опробовано 89 объектов, из них нефть получена в 21 объекте, вода - в 39 объектах, приток нефти с пластовой водой - в 8 объектах и 21 объект оказался сухим, т.е. притока пласта практически нет [3].

По поверхности сейсмических горизонтов PZ и V, соответственно по изогипсам  $-6000$  и  $-3200$  м, в центральной части Северного Устья обособляется Каракудыкский выступ. В рельефе палеозойской толщи крупный выступ, в свою очередь, на уровне изогипс  $-2400...-2800$  м осложнен валообразными поднятиями (Кассарминским, Байтерекским, Харойским, Тахтакаирским). В контурах этих валообразных поднятий, с учетом уже имеющихся открытий в разрезе Тахтакаирского вала, прогнозируются новые дополнительные локальные объекты, представляющие интерес в нефтегазопроисковом отношении. Также генезис перспективных локальных объектов (ловушек нефти и газа) может быть связан с зонами структурных осложнений («задержек») на моноклиналях и бортах крупных прогибов и поднятий (рис. 2.1.1). Очевидно, для данных ловушек будет характерен неантиклинальный тип строения и морфологии, изучение которых в последние годы приобретает все большую актуальность.

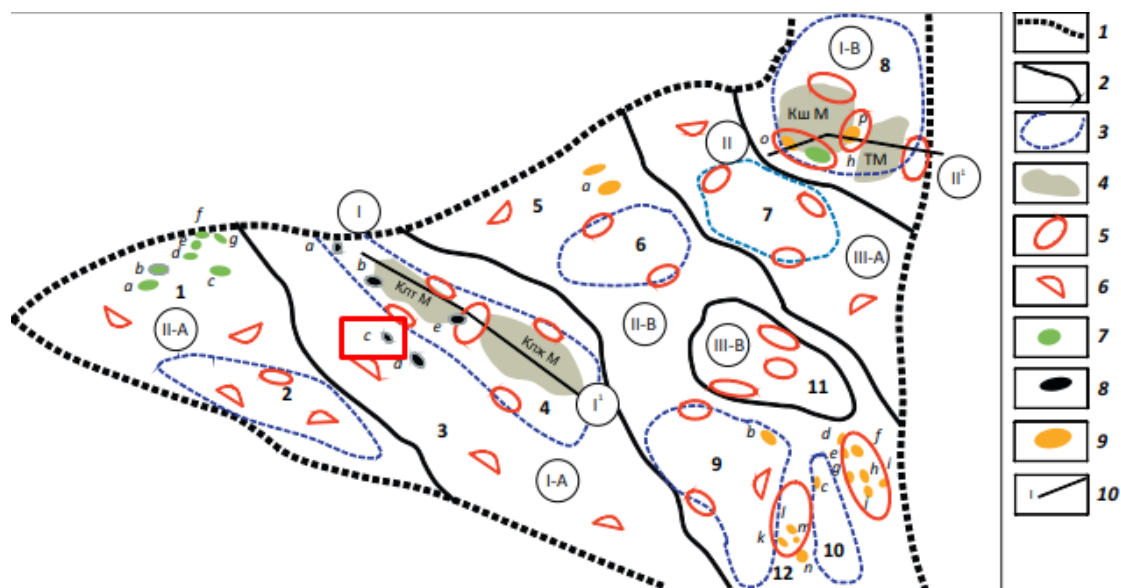


Рисунок 2.1.1- Схема перспектив нефтегазоносности Северного Устья

Условные обозначения: 1 — контуры Устьюрт-Бозашинского бассейна; 2 — границы зон с различными перспективами нефтегазоносности: I-A, I-B — высокоперспективные 1-й категории, II-A и II-B — перспективные 2-й

категории, III-A и III-B — с невыясненными перспективами 3-й категории; 3 — прогибы; 4 — мульды; 5 — валообразные поднятия (бортовые зоны и переходные зоны между мульдами внутри прогибов, зоны над крупными выступами фундамента); 6 — структурные осложнения («задержки») на моноклиналях и бортах крупных прогибов; месторождения с различным фазовым составом УВ (7–9): 7 — газонефтяные и нефтегазовые (а — Каражанбас, б — Каражанбас Северный, с — Каламкас, d — Арман, е — Каратурун Южный, f — Каратурун Морской, g — Каратурун Восточный, h — Аккулковское-Кулбас); 8 — преимущественно нефтяные (а — Колтык, б — Комсомольское, с — Каракудук, d — Арыстановское, е — Тепке); 9 — преимущественно газовые (а — Шагырлы-Шомышты, б — Куаныш, с — Урга, d — Урга Северная, е — Арал Северный, f — Сургиль, g — Бердах, h — Бердах Восточный, i — Учсай, j — Шагырлык, k — Барсакельмес Северный, l — Карачалак, m — Кокчалак, n — Акчалак, o — Кызылой, p — Базай); 10 — линия профилей, элементы II порядка (1 — Бозашинское поднятие, 2 — Южно-Бозашинский прогиб, 3 — Арыстановская ступень, 4 — Колтык-Кулажатский прогиб, 5 — Мынсуалмасская ступень; прогибы: 6 — Самский, 7 — Косбулакский, 8 — Шалкарский, 9 — Барсакельмесский, 10 — Судочий; 11 — Актумсукское поднятие, 12 — Куаныш-Коскалинский вал)

Кроме приведенного объема опробования в эксплуатационной колонне на месторождение Каракудук в процессе бурения проведено опробования пластоиспытателем КИИ-146. В скважине №11 из интервала 2526-2620 м (Ю-I горизонт) получен приток нефти с газом. В скважине №13 из интервала 2942-2976 м (Ю-VIII горизонт)- приток воды с растворенным газом. В скважине №22 из интервала 2605-2661м получен приток нефти и газа с суммарным дебитом 76.8 м<sup>3</sup>/сутки. В скважине № 23 из интервала 2595-2646м получен слабый приток пластовой воды [5].

Опробование скважин проводилось по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса гидродинамических исследований, задавка и изоляционные работы. В процессе опробования применялись насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, спускаемые на 20-30м выше кровли вскрытого горизонта. Вызов притока осуществлялся путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт (свабирование, замена пластовой воды на техническую или на солянку, аэрация на основе солянки).

При получении фонтанирующего притока нефти, после очистки скважины исследовательские работы начинались с замера начального пластового давления и пластовой температуры.

Исследование скважин с фонтанным притоком нефти проводилось методом установившихся отборов на штуцерах диаметром от 3 до 12 мм на 3-5 режимах. Продолжительность работы на режимах составляет от 2 до 10 суток.

При отсутствии фонтанирования исследование скважины проводилось методом прослеживания уровня. Проводилась аэрация с целью очистки забоя

скважины, снижение уровня до максимально возможного значения и прослеживание уровня путем замера его через 1-2 часа [8].

Степень исследования горизонтов опробованием уменьшается с глубиной. Так в Ю-I горизонте опробовано 20 объектов, в Ю-II-14, в Ю-III-5, в Ю-IV-10, в Ю-V-17, в Ю-VI-11, в Ю-VII-6, в Ю-VIII-6, в Ю-IX-6.

Горизонт Ю-I состоит из двух пластов, верхний маломощный пласт "спутник" известковый песчаник толщиной от 2 до 4 метров. Пласт самостоятельно опробован в пяти скважинах, в двух (№5, 10) притока не получено, в скважине 14 получен приток воды. В скважине 1 имеются совместные испытания этого пласта с нижним основным. В подсчете запасов при оценке нефтеносности пласт исключен из подсчета запасов. В дальнейшем при обработке результатов опробования использовались данные, относящиеся только к основному пласту Ю-I.

На Ю-I горизонте в эксплуатационной колонне опробовано 20 объектов в 12 скважинах, в 6 из них получены фонтанные притоки, в 13 опробование произведено методом прослеживания уровней. В 13 объектах получен приток нефти, в 3 нефти с водой, в 2 получен приток воды, 2 объекта оказались сухими. Промышленные фонтанные притоки нефти получены в пяти скважинах №№ 1 (I блок), 6, 7, 10, 21 (II блок).

На горизонте Ю-II опробовано 14 объектов. В 3 получен приток нефти, в 2 нефти с водой, в 6 воды, из 3-х объектов притока не получено. Фонтанный приток нефти получен при испытании интервала 2637-2646м в скважине № 1.

Ю-III горизонт опробован в 5 объектах. В 3-х получен приток воды, в 1 нефти с водой, в скважине № 21 из интервала 2661-2675м получен слабый приток нефти.

На горизонте Ю-IV опробовано 10 объектов. В 2 получен приток нефти, в 4 нефти с водой, в 3 воды, один объект сухой. Фонтанных притоков нефти не получено.

Горизонт Ю-V опробован в 17 объектах. В 3 получен приток нефти, в 3 нефти с водой, в 10 воды, из 1-го объекта притока не получено. Фонтанные притоки получены при испытании двух интервалов скважины № 7.

Горизонт Ю-VI опробован в 11 объектах. В 1 получен приток нефти, в 6 воды, 4 объекта сухие. Фонтанный приток нефти получен при испытании скважины № 1.

На Ю-VII горизонте опробовано 6 объектов. В 2-х получен приток нефти и воды, 1 объект сухой, в 3-х получен приток воды.

Горизонт Ю-VIII опробован в 6 объектах. В 2-х получен приток нефти, в 1 нефти с водой, в 1 воды, из 2-х объектов притока не получено. Фонтанный приток нефти получен при испытании скважин № 7 и № 21.

Горизонт Ю-IX опробован в 6 объектах. В 2-х получен приток нефти, в 1 нефти с водой, в 1 воды, 2 объекта оказались сухими. Фонтанные притоки нефти получены при испытании двух интервалов в скважине № 21.

В процессе опробования скважин не отмечался вынос песка или мех примесей, т.е. коллектор вел себя устойчиво.

Выбор способов эксплуатации скважин для рекомендуемого варианта разработки месторождения осуществлялся с учетом продуктивной характеристики эксплуатационных объектов, физико-химических свойств нефти. Режим и сроки фонтанирования скважин определены в зависимости от условий разработки залежей, а именно:

- до момента естественного прекращения фонтанирования;
- при заданной величине забойного давления в скважинах равного давлению насыщения.

Расчеты показывают, что с первых лет разработки наряду с фонтанной эксплуатацией необходим планомерный перевод скважин на механизированную добычу. Как показали проведенные работы скважины Ю-I горизонта будут фонтанировать до обводненности 15%, Ю-VIII горизонта -50%.

Месторождение Каракудык по параметрам пластов, характеру добываемой продукции соответствует возможности широкого применения наиболее эффективного и высокопроизводительного газлифтного способа эксплуатации скважин[5].

Высокая температура добываемой продукции, высокое содержание газа в продукции добывающих скважин, осложняющее условие эксплуатации электронасосов, не позволяют ориентироваться на внедрение центробежных электронасосов.

На основе вышеизложенного для условий разработки месторождения Каракудык при переходе на механизированную добычу наиболее приемлема штанговая глубинно-насосная эксплуатация. Однако имеются довольно надежные и простые методы и средства, с использованием которых будут сведены до минимума осложняющие факторы.

## **2.2 Гидрогеологические условия и водоносность**

На месторождении, согласно технологической схеме разработки, обустроивается 89 нефтяных скважин. В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная лучевая закрытая система [3].

В начальный период, когда пластовое давление будет достаточным для подачи нефти на центральную установку по подготовке нефти ЦУПН(центральная установка подготовки нефти), предусматривается фонтанная эксплуатация скважин, а в более поздний период эксплуатации предусматривается установка оборудования для механизированной добычи.

На этапе ранней добычи нефти, нефть со скважин направляется на автоматизированную замерную установку «спутник». На установке производится по скважинный замер дебита поступающей продукции. Со «спутника» газожидкостной поток направляется на подогреватель нефти, где подогревается до 60 °С и направляется в двухфазовый сепаратор (С-1), где процесс сепарации ведется при давлении 0.3 МПа. Перед поступлением на подогреватель нефти в поток вводится ингибитор солеотложения при помощи БР-2.5. С сепаратора выделившийся газ направляется в газовый сепаратор (С-2),

где производится очистка газа от уловленных капель нефти. С газосепаратора часть очищенного газа подается в качестве топлива на подогреватель нефти, а остальная часть газа сжигается на факеле. Нефть с двухфазового сепаратора откачивается насосами (P-1 / 1,2) через узел замерами на резервуары сырой нефти (P-1/1-4). С резервуаров нефть откачивается насосом (P-2) на нефтеналивной стояк. Сброс с ППК двухфазового сепаратора, а также дренаж с сепараторов, резервуаров, подогревателя нефти и блока ввода реагентов производится в дренажную емкость, откуда уловленная нефть откачивается на вход в подогреватель нефти.

### **2.3 Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных зон**

Для контроля и изучения текущего состояния пластов необходимо ставить начальные термобарические условия продуктивных горизонтов. С этой целью проанализированы замеры пластового давления и температуры, полученные в процессе опробования продуктивных интервалов в разведочных скважинах.

Для обоснования начального пластового давления использовались замеры пластового давления, полученные при проведении гидродинамических исследований продуктивных интервалов. Для определения начальной пластовой температуры использовались все замеры, снятые в интервале опробования пластов [9].

Основное количество замеров давления и температуры получено для пласта Ю-I. Из-за малого количества замеров по другим горизонтам, а также для повышения достоверности определения начальных термобарических условий залегания по всем имеющимся данным построены единые зависимости пластовых давления и температуры от глубины.

Математическая обработка замеров пластовых давлений, приведенных к середине абсолютных отметок исследуемых интервалов ( $H_{абс}$ ), позволила получить аналитическую зависимость распределения начального пластового давления от абсолютных отметок:

$$P_{пл} = 3.28 + 0.01 \cdot H_{абс}, \quad (3)$$

со средним градиентом давления 0.01 МПа/м. Начальное пластовое давление всех горизонтов значительно превышает гидростатическое. Коэффициент аномальности составляет 1,06.

Для определения начальной пластовой температуры использовались все замеры, снятые в интервале опробования продуктивных пластов. Распределение пластовой температуры по глубине залегания описывается уравнением прямой:

$$T_{пл} = 19.5 + 0.03 \cdot H_{абс}, \quad (4)$$

со средним градиентом температуры 3°C на 100 метров

Определенные по полученным зависимостям параметры, характеризующие начальные термобарические условия залегания горизонтов месторождения Каракудык (таб. 2.3.1)

Таблица 2.3.1 - Значение давления и температуры продуктивных горизонтов

	Давление,  МПа		Температура, °С	
	Кровля	ВНК	Кровля	ВНК
Ю-I, I блок	27.15	27.57	91.58	92.4
II блок	27.36	27.79	90.97	93.02
III блок	27.06	27.40	91.13	91.7
Ю-II, I блок	27.54	28.10	92.95	93.9
II блок	27.36	27.90	92.11	93.4
Ю-IV А	28.27	28.54	94.81	95.3
Ю-IV Б	28.40	28.67	95.41	95.7
Ю-V	28.66	29.22	96.10	97.3
Ю-VI	29.19	29.60	97.70	98.5
Ю-VIII	30.32	30.63	102.01	102.6
Ю-IX	31.27	31.78	103.92	104.9

Пластовое давление в интервале продуктивных горизонтов составляет от 25.5 МПа на кровле Ю-I горизонта до 29.95 МПа на отметке ВНК Ю-IX горизонта.

Как показала обработка результатов исследований диапазон изменения коэффициента продуктивности опробованных интервалов Ю-I горизонта составляет от 0.27 м<sup>3</sup>/сут · МПа в скважине №13 до 21.03 м<sup>3</sup>/сут · МПа в скважине №10 . При этом средний коэффициент продуктивности скважин составил 3.45 м<sup>3</sup>/сут · МПа при коэффициенте вариации неоднородности полученных значений  $V^2=0.495$ .

Удельная продуктивность опробованных интервалов разведочных скважин колеблется в пределах от 0.09 до 2.26 м<sup>3</sup>/м/сут·МПа, и в среднем составляет от 0.74 м<sup>3</sup>/м/сут·МПа при коэффициенте квадрата вариации  $V^2=0.522$ .

По базовому варианту разработку с применением обычного заводнения утвержденная величина коэффициента нефтеотдачи не достигается.

Из методов повышения нефтеотдачи наибольший прирост (на 5.6%) дает применение роторно-циклического заводнения.

Применение технологии закачки ПАВ дает увеличение нефтеотдачи (на 3.2%).

Расчет коэффициентов извлечения проводился по зонам эксплуатационных объектов по формуле:

$$K_{но} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (5)$$

где:  $K_1$  - коэффициент охвата процессом вытеснения (коэффициент сетки скважин). Показывает долю дренируемого объема нефтяных пластов при данной системе размещения скважин.

$$K_1 = K_1^1 \cdot K_1^2, \quad (6)$$

где:  $K_1^1$  -коэффициент, показывающий возможную долю вовлечения в разработку запасов нефти водонефтяных зон. Для чисто нефтяных зон принят равным 1. Для водонефтяных зон определяется по формуле:

$$K_1^1 = 1 - h_{\text{нmin}} / h_{\text{эфвнз}} \quad (7)$$

где:  $h_{\text{нmin}}$ - минимальная нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы нефти не отбираются по экономическим соображениям.

$K_1^2$  - коэффициент охвата по мощности отдельного продуктивного горизонта принят по аналогии с месторождениями Мангистауской области.

$K_2$  -коэффициент вытеснения нефти в микрообъеме пласта.

$K_3$  -коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов нефти. Зависит от зональной и послойной неоднородности пласта, различия физических свойств нефти и вытесняющего агента.

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A \quad (8)$$

$$K_{3н} = 1 / (1.2 + 4.2 \cdot V^2)$$

$$K_{3к} = 1 / (0.95 + 0.25 \cdot V^2)$$

где:  $V^2$  -результатирующая расчетная неоднородность.

$$(1+V^2) = (1+V_1^2) \cdot \{1 + [(0,1 \cdot 2 \mu \cdot ((1+\mu^*)+1) \cdot (V_3^2/4+1)) - 1] \cdot 2 / (1+m)\} \\ [(2+\Delta I)^2 / S' + 1] \quad (9)$$

где:

$V_1^2$ - средняя послойная неоднородность;

$\mu^*$ - соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

$V_3^2$  - показатель зональной неоднородности пластов по проницаемости;

$M$  - соотношение добывающих и нагнетательных скважин;

$\Delta I$  - среднее отклонение забоев скважин от проектных точек;

$S'$  -приходящаяся на одну скважину нефтяная площадь.

Отличие КИН по зонам связано для ВНЗ с уменьшением зоны дренирования сеткой скважин, т.к. не вовлекаются в разработку запасы нефти водонефтяных зон за пределами минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения скважин (изопахита 4м) [4].

## 2.4 Корреляционная характеристика вскрывших отложений

Корреляционная характеристика вскрывших нежелезные и верхнеюрские отложения месторождения Каракудык включает в себя следующие аспекты:

1. Литология: Детальное описание литологических характеристик отложений, таких как тип породы, структура, текстура и цвет. Это включает в себя определение основных компонентов породы, таких как кварц, глина, известняк, песчаник и т. д.

2. Стратиграфия: Определение стратиграфических единиц и слоев, включая их возраст, последовательность и границы между ними. Это помогает понять хронологию образования и развития месторождения.

3. Тектурные и структурные особенности: Описание текстурных характеристик пород, таких как зернение, теснение, пористость и прочие особенности, которые могут влиять на их проницаемость и возможность содержания полезных ископаемых.

4. Геохимические данные: Анализ содержания химических элементов в породах для определения наличия полезных ископаемых. Это может включать в себя анализ содержания золота, серебра, меди, железа и других металлов, а также других химических составляющих.

5. Геофизические данные: Использование геофизических методов, таких как сейсмическая томография, гравиметрия и магнитометрия, для определения структурной геологии и распределения пород в подземных областях месторождения.

6. Гидрогеологические характеристики: Описание свойств подземных вод, таких как уровень грунтовых вод, проницаемость пород, химический состав воды и ее возможное воздействие на эксплуатацию месторождения[2].

Все эти данные помогают лучше понять геологическую структуру и потенциальную продуктивность месторождения Каракудык (рис 2.4.1).

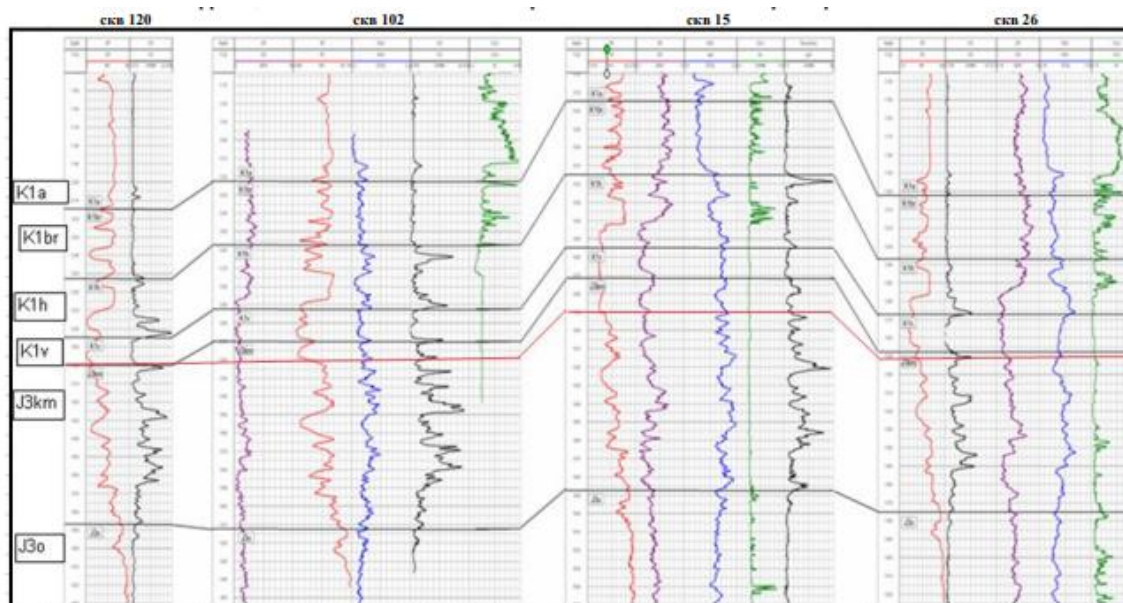


Рисунок 2.4.1 - Корреляционная схема по скважинам вскрывших нижнемеловые и верхнеюрские отложения

Оксфордский ярус-J3o:

Оксфордский ярус с угловым стратиграфическим несогласием регрессивно залегают на бат-байосских песчано-глинистых образованиях (Месторождение Северный Бузачи). Разрез ярусов литологически представлен темно-серыми карбонатными глинами монтмориллонитового состава.

Кемирдж-титонский ярусы-J3km:



Верхнеюрские отложения кемирдж-титонского ярусов представлены глинисто-карбонатными породами, при этом карбонатность растет вверх по разрезу. Полнота разреза и толщина данных отложений увеличиваются в направлении прогибов и впадин. Нерасчлененные кемирдж-титонские ярусы литологически представлены карбонатными породами, переслаивающихся с мергелистыми глинами, алевролитами и песчаниками.

Валанжинский ярус-K1v:

Разрез нижнего мела пробуждается песчаными отложениями валанжинского яруса, которые залегают на нижележащих юрских отложениях трансгрессивно. Песчаники с известковистым цементом-мелко-среднезернистые.

Готеривский ярус-K1h:

Выше валанжинского яруса залегают глинисто-карбонатная толща готеривского яруса. Минералогический состав глин преимущественно монтмориллонитовый голубовато-серого цвета. Толщина достигает 40м и более.

Барремский ярус-K1br:

Выше залегают с размывом континентальные отложения барремского яруса, они сложены красноцветными глинами, а в подошве-алевропесчаными породами.

Аптский ярус-K1a:

Аптский ярус со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях неокома. Литологически он представлен темно-серыми глинами, в основании которых залегают базальный пласт, сложенный конгломератами с фосфоритовыми желваками.

Нижняя часть верхнего отдела характеризуется чередованием глин, алевролитов и песчаников. Верхняя часть представлена чистой разностью мела, карбонатными глинами, мергелями, белыми известняками. Толщина верхнемеловых отложений 506-550м.

## **2.5 Методика создания геолого-сейсмических разрезов 3Д-моделей**

Для создания точной модели требуется использовать результаты региональных геологических исследований, включая полеогеографические реконструкции, а также данные о конкретном месторождении, такие как керн и материалы ГИС.

На первом этапе создания концептуальной модели выполняется анализ региональных палеографических реконструкций, который позволяет сформировать принципиальное понимание условий осадконакопления определенного интервала разреза (континентальные или морские обстановки и т.п.), определить основные источники сноса, области транзита и конечной аккумуляции осадков. В дальнейшем выполненные региональные исследования позволяют выработать принципы выделения пластов и корреляции стратиграфических горизонтов, что дает возможность однозначно выделять геологические тела в разрезе и прослеживать их площадное распространение.

На следующем этапе исследований выполняют палеогеографические реконструкции на конкретном месторождении или группе месторождений. Эта работа предусматривает комплексное изучение керна, материалов ГИС поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, сейсморазведки 3D в масштабе месторождения. Параллельно с анализом фаций данные скважин и сейсморазведки используются для палеотектонического анализа.

Этот процесс требует использования различных инструментов и методов геологического и геофизического моделирования для создания комплексной 3D модели подземной геологической структуры.

Северо-западное крыло. Крыло в структурном отношении представляет собой купол, вытянутый с северо-запада на юго-восток, разделенный тектоническими нарушениями F2, 35 f1, f2, f3 на 5 блоков (I, II, III, IV, V), в которой самой приподнятой является I блок, остальные ступенчато опущены (рис 2.5.1).

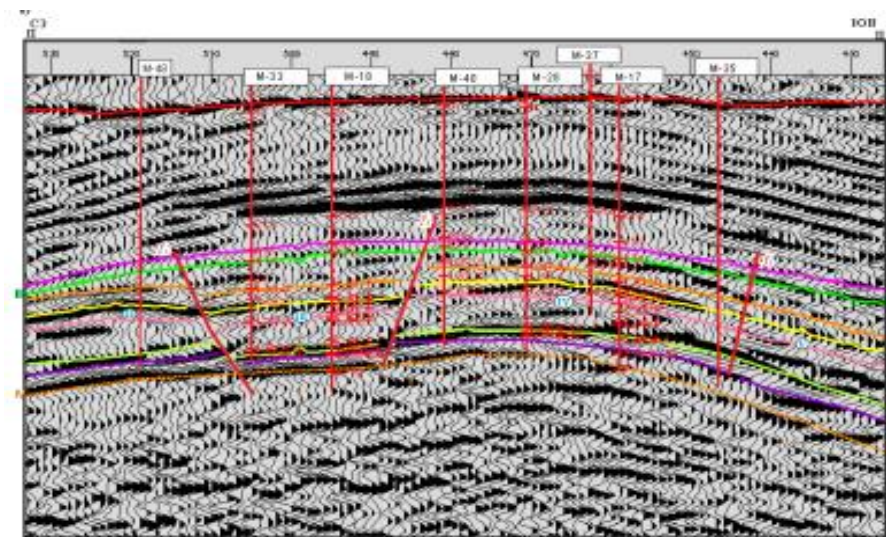


Рисунок 2.5.1 - Сейсмический разрез через скважины Северо-западного крыла

Южное крыло. В структурном плане крыло представляет складку, вытянутую в северо-западном и юго-восточном направлении ограниченную в своде сбросом F1. По сейсмике 3D установлены наличия продольных сбросов F2 и f5 и поперечных сбросов f1, f2, f3, f4, f6, f7, f8, разделяющие структуру на 6 блоков: I, II, III, IV, V, VI. По нижнемеловым отложениям сбросы, проведенные по данным 3Д, бурением подтверждаются, также требуются необходимость продолжения сбросов в юрских и триасовых горизонтах(рис 2.5.2).

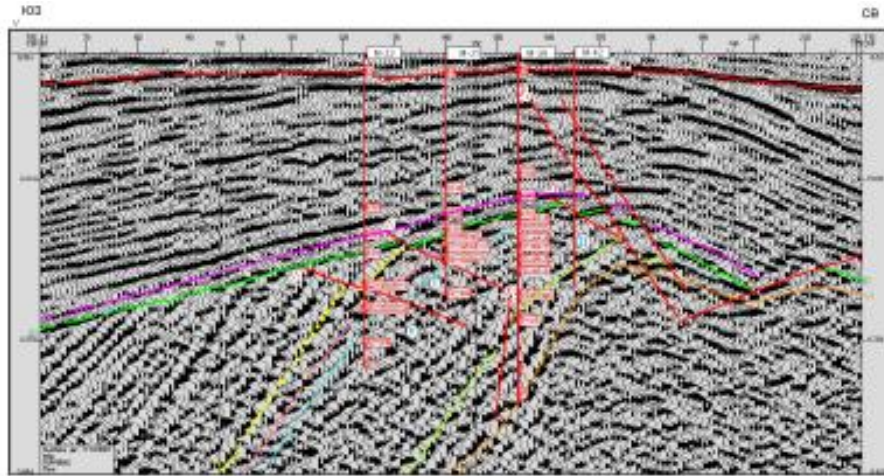


Рисунок 2.5.2 - Сейсмический разрез через скважины Южного крыла

## 3 Охрана недр

### 3.1 Охрана окружающей среды и безопасность

Охрана окружающей природной среды территории площади Каракудык и мероприятия по охране окружающей среды - это составные части "Технологической схемы разработки месторождения Каракудык". Основная цель охраны окружающей природной среды заключается в уменьшении вредного экологического воздействия на:

- 1) современное состояние почвенно-растительного покрова и животного мира;
- 2) современное состояние воздушного бассейна;
- 3) современное состояние подземных (грунтовых) и поверхностных вод в данной геологической среде [7].

Данный проект по охране окружающей среды разработан в целом для всего промысла.

Обследование экологического состояния, проведенное на площади Каракудык институтом НИПИМунайгаз, включило в себя:

- a) объективную оценку существующего воздействия на окружающую среду по месторождению;
- b) сбор и анализ проб почв и воды;
- c) изучение воздействия на флору и фауну.

Проведение исследования и анализ результатов выявили следующие источники воздействия и причины загрязнения окружающей среды на месторождении Каракудук:

- инфраструктура бывших буровых площадок;
- движение транспорта;
- амбары с буровым раствором;
- амбары для освоения скважин, где проводилась утилизация нефтеотходов методом сжигания;
- захоронение твердых отходов в неустановленных местах.
- хранение топлива с нарушениями экологических требований.
- сброс пластовых вод на рельеф;
- сброс нефтеотходов в амбары;
- сброс в амбары материалов, используемых при бурении;
- захоронение отходов;
- утечка топлива;
- утечка нефти из сети трубопроводов для сбора нефти.

При эксплуатации месторождения могут возникнуть аварийные ситуации, оказывающие влияния на окружающую среду. Аварийные ситуации можно разделить на следующие виды:

- технологические отказы;
- механические отказы;
- организационно-технические отказы;
- долговечность газонепроводов.

Технологические отказы. При аварийных ситуациях может происходить, излив из нефтегазосепараторов и другого емкостного оборудования. При этом происходит загрязнение площадки и увеличивается выброс углеводородов в атмосферу с поверхности разлива.

Так при суточной добыче нефти 200 м<sup>3</sup> в сутки за 1 час аварийной ситуации на площадку может излиться до 10 тонн нефти, с поверхности которой в атмосферу попадет только УВН около 950 кг.

Механические отказы. Повреждение задвижек фонтанной арматуры, приводящие к загрязнению почвы вокруг скважины, увеличенному выбросу углеводородов и газа в атмосферу.

Организационно-технические отказы. Это совокупность механических отказов и профессионализм обслуживающего персонала. Это проявляется при подключении скважин к линиям добычи, проведении ревизий и т.п.

Долговечность газонефтепроводов. Уровень аварийности находится в прямой зависимости от диаметра трубы, толщины стенок и материала, природно-климатических условий, коррозионной агрессивности грунтов и атмосферы, качества изоляции [10].

В организационные мероприятия по снижению экологической нагрузки в районе промысла входят:

- внедрение автоматических систем контроля в производстве за режимами, сырьем;
- воспитание и учеба персонала;
- создание системы мониторинга среды, выбросов и сбросов.

Проектом предусмотрено:

- 1) использование высокоэффективных процессов производства, малоотходных и безотходных технологических процессов и производств;
- 2) рациональное использование природных ресурсов;
- 3) реализация передового опыта в вопросах очистки выбросов и сбросов сточных вод;
- 4) мероприятия по недопущению загрязнения поверхностных и грунтовых вод промышленными отходами;
- 5) реализация инженерных мероприятий по предотвращению аварийных сбросов стоков и экологически безопасная эксплуатация производственных объектов;

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексный анализ геологического строения и нефтегазоносности месторождения Каракудык позволил выявить ключевые аспекты, влияющие на его эксплуатационный потенциал. Литологические и стратиграфические характеристики месторождения были детально изучены, выявляя уникальные особенности, которые способствуют концентрации углеводородных ресурсов. Геологическая история и тектонические особенности месторождения Каракудык также подверглись анализу, что позволило лучше понять механизмы образования запасов углеводородов.

Также в работе были рассмотрены геохимические особенности нефти и газа месторождения, что дает возможность более эффективно управлять процессами добычи и переработки. Гидрогеологические условия и водоносность месторождения также подверглись тщательному анализу, что способствует разработке мер по предотвращению загрязнения подземных вод.

Аспекты охраны окружающей среды и безопасности работы на месторождении занимали важное место в исследовании. Были предложены рекомендации по снижению воздействия разработки на экологию, а также меры по обеспечению безопасности рабочих и снижению риска аварий.

Экономическая и социальная значимость месторождения Каракудык была освещена с учетом текущего состояния и перспектив развития. Исследование показало, что месторождение имеет большой потенциал для влияния на экономику региона и благосостояние местного населения. Обсуждались стратегии развития месторождения, которые учитывают не только экономические, но и социальные аспекты, в том числе взаимодействие с местным сообществом и устойчивое развитие.

В заключение, данная дипломная работа вносит значительный вклад в понимание геологической структуры и нефтегазоносности месторождения Каракудык. Результаты исследования могут быть использованы в практике разработки нефтегазовых месторождений, способствуя повышению их эффективности и экологической безопасности.

В данном дипломном проекте были проанализированы состояние разработки месторождения Каракудук.

В геологической части освещены вопросы такие как, общие сведения о месторождении, стратиграфия, тектоника, положение ВНК, запасы нефти и газа по всем горизонтам месторождения Каракудук и физико-химические свойства пластовой нефти.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Отчет о научно-исследовательской работе «Технологическая схема разработки месторождения Каракудук».
- 2 Отчет «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Каракудук Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.06.1995г.» Шаховой А.И., Бабашева М.Н., Джарылгапов Ш., г. Актау 1995г.
- 3 Теория разработки нефтяных месторождений. Лысенко В.Д. Москва, «Недра», 1993г.
- 4 Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. Мищенко И.Т. и др. Москва, «Недра», 1984г.
- 5 Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений (добыча нефти), Гиматудинов Ш. К., Москва, «Недра», 1983г.
- 6 «Освоение нефтяного месторождения Каракудук» (технико-экономическое обоснование).
- 7 «Промышленное обустройство месторождения Каракудук» (том-1, общая пояснительная записка).
- 8 Бабашева М.Н., Куанышев Ф.М., Ажгалиев Д.К., Пронин А.П. Изучение геологического строения, анализ и оценка перспектив нефтегазоносности триасовых отложений Северного Устюрта. – Атырау, 2022
- 9 Ажгалиев Д.К. Прогноз нефтегазоносности палеозойского комплекса Устюрт-Бозашинского региона и Мангышлака // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2016.
- 10 Оздоев С.М. Новое направление в прогнозировании нефтегазоносности по структурным зонам возможного разуплотнения пород // Геология Казахстана. – 1999.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ КОЛОНКА

### МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКУДЫК

Возраст		Разрез	Толщина (м)	Литология	
Четвертичный			10-15	суглинки, супеси, пески, глины, конгломераты	
Неоген			50-70	карбонатно-глинистые породы, известняки - ракушники	
Палеоген			498-524	известняки белые, мергели зеленовато-серые, глины розовые, алевриты	
Мел	верхний	сеноманский	506-550	переслаивание песчаников, алевритов и глин	
	нижний	альбский	1210-1342	глины темно-серые с зеленоватым оттенком	
		аптский			темно-серые глины
		барремский			красноцветные глины, алевропесчаные породы
		готеривский			глины монтмориллонитовые голубовато-серого цвета
валанжинский	песчаники с известковистым цементом-мелко-среднезернистые				
Юра	верхний	кемирджитонский	290-346	глинисто-карбонатные породы	
		оксфордский		темно-серые карбонатные глины	
	средний	келловейский	547-776	песчаники гравелиты, аргиллиты	
		батский		алеволиты, глины и песчаники различного оттенка	
		байосский		песчано-глинистые породы серого цвета	
	нижний	-	83	глины, песчаники, алевриты	
Триас			156	песчаники, алевриты, аргиллитоподобные глины	

Условные обозначения:



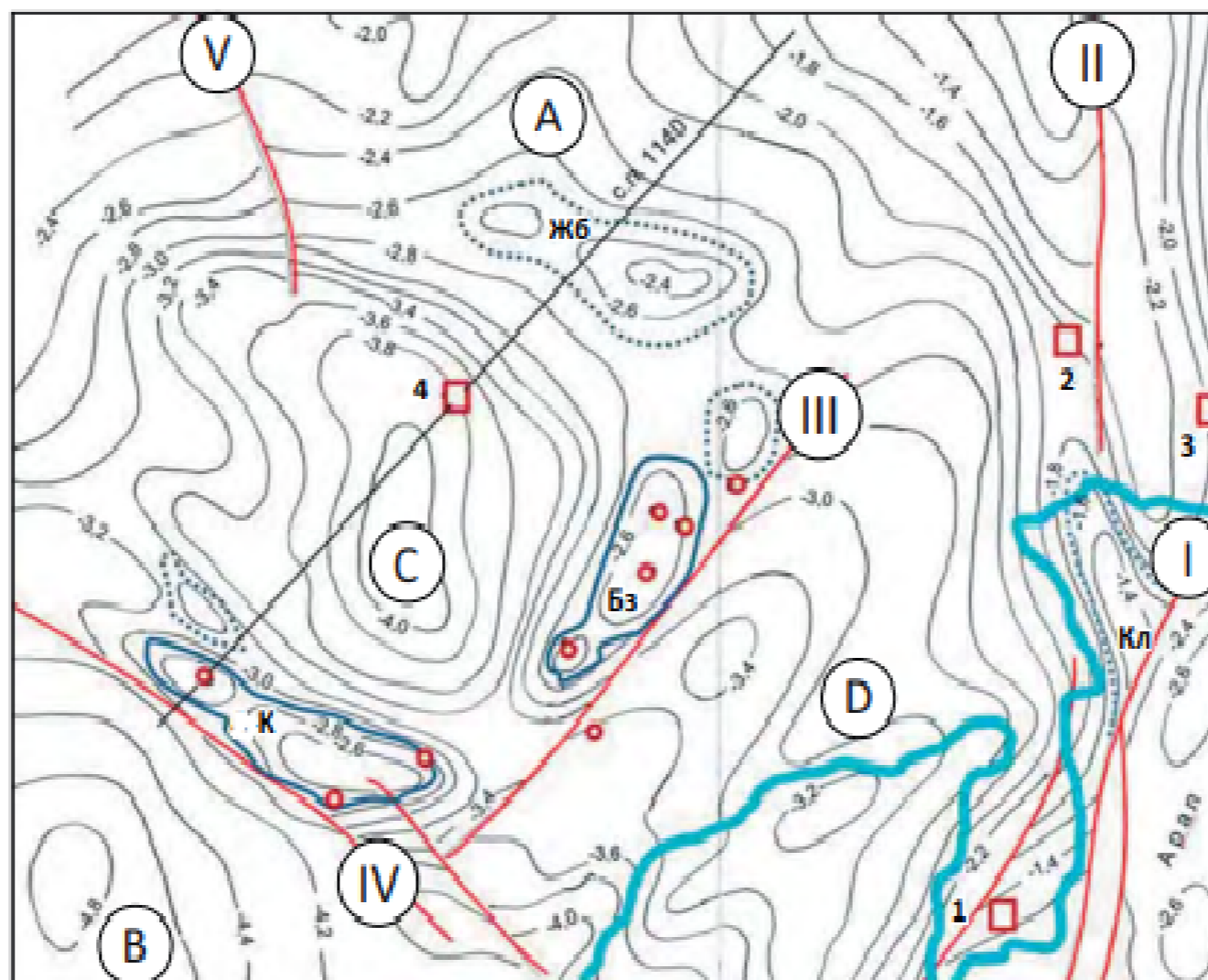
Должность	ФИО	Подп.	Дата	ДР - 6В05201	
Студент	Сахи А.			Литоло-стратиграфическая колонка	Вид чертежа
Рук-тель	Омирзакова Э.Ж.				Масштаб
Рецензент	Аршидинова М.Т.				1:10 000
Зав. кафедры	Ауелхан Е.С.				
Нормо-ль	Санатбеков М.Е.			Месторождение Каракудык	КазНТУ кафедра ГИиНГ ГНГ



# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ПОДОШВЕ МЕЗОЗОЙ - КАЙНАЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОЙ ЧАСТИ КАРАКУДЫКСКОГО ПОДНЯТИЯ

### МАСШТАБ 1:25 000



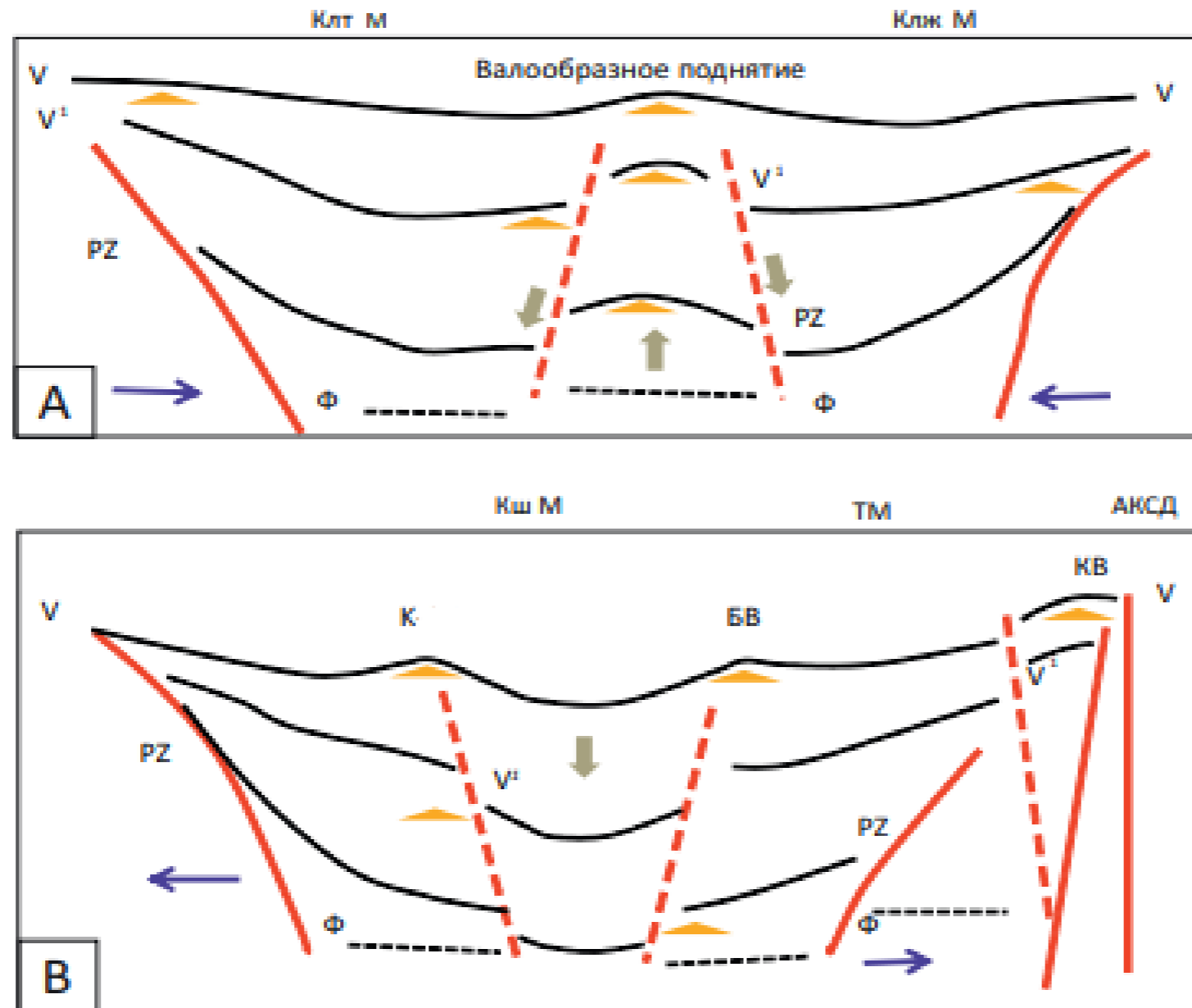
Условные обозначение:

- - - 1 — изогипсы по подошве
- / 2 — разломы
- ○ 3 — скважины
- ~ 4 — береговая линия
- ~ 5 — месторождения УВ
- ⊙ 6 — перспективные участки

Должность	ФИО	Подп.	Дата	ДР - 6В05201		
Студент	Сахи А.			Структурные карты по подошве мезозой - кайназойского комплекса Каракадыкского поднятия	Вид чертежа	Масштаб
Рук-тель	Омирзакова Э.Ж.					1: 25 000
Рецензент	Аршидинова М.Т.					
Зав. кафедры	Ауелхан Е.С.					
Нормо-ль	Санатбеков М.Е.			Месторождение Каркудук	КазНИТУ кафедра ГиинГ ГНГ	

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

## СХЕМА РАЗВИТИЯ И ОБОСНОВАНИЯ ПРОГНОЗА БЛАГОПРИЯТНЫХ ПРЕДПОСЫЛОК ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ ПО ПРОФИЛЯМ МАСШТАБ 1:25 000



Условные обозначение:

-  1 — вектор
-  2 — подвижки направления
-  3 — прогнозируемое положение
-  4 — тектонические нарушения
-  5 — ОГ (границы главных комплексов)

Должность	ФИО	Подп.	Дата	ДР - 6В05201		
Студент	Сахи А.			Схема развития и обоснования прогноза благоприятных предпосылок для формирования залежей УВ по профилям	Вид чертежа	Масштаб
Рук-тель	Омирзакова Э.Ж.					1: 25 000
Рецензент	Аршидинова М.Т.					
Зав. кафедры	Ауелхан Е.С.					
Нормо-ль	Санатбеков М.Е.			Месторождение Каркудык	КазНИТУ кафедра ГиинГ ГНГ	

## Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

**Автор:** Сахи Актоты Асқарқызы, Омирзакова Эльмира

**Соавтор (если имеется):** Омирзакова Эльмира

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** Особенности геологического строения и нефтегазоносность месторождения Каракудык..

**Научный руководитель:**

**Коэффициент Подобия 1:** 7.2

**Коэффициент Подобия 2:** 0.7

**Микропробелы:** 0

**Знаки из других алфавитов:** 2

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 0

**После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:**

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

Дата



Заведующий кафедрой

## Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

**Автор:** Сахи Актоты Асқарқызы, Омирзакова Эльмира

**Соавтор (если имеется):** Омирзакова Эльмира

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** Особенности геологического строения и нефтегазоносность месторождения Каракудык..

**Научный руководитель:**

**Коэффициент Подобия 1:** 7.2

**Коэффициент Подобия 2:** 0.7

**Микропробелы:** 0

**Знаки из других алфавитов:** 2

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 0

**После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:**

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

Дата

*Э.О.*

проверяющий эксперт

**ОТЗЫВ**

**НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу Сахи Актоты

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

Тема: «Особенности геологического строения и нефтегазоносность месторождения Каракудык».

Данная дипломная работа посвящена исследованию особенностей геологического строения и нефтегазоносности месторождения Каракудык.

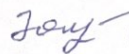
Автором проявлено понимание геологических процессов, литологии и структуры месторождения, что отражается в качественном анализе данных и выводах. Работа содержит обширный обзор литературы и методических подходов, что свидетельствует об основательном подходе к изучению работы.

За время работы и в процессе выполнения дипломной работы Сахи Актоты проявила себя как теоретически подготовленный, грамотный и дисциплинированный исследователь.

Благодаря оперативности и применению научного подхода студент смог успешно завершить дипломную работу, сделать практические выводы и подготовить исследование на хорошем уровне. Автор рекомендован к защите с присвоением академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 6В05201 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых».

**Научный руководитель:**

Кандидат технических наук, старший преподаватель

 Омирзакова Э.Ж.

« 23 » 05 2024 г.

**РЕЦЕНЗИЯ**  
на дипломную работу

Сахи Ақтоты

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

На тему: «Особенности геологического строения и нефтегазоносность  
месторождения Каракудык»

Выполнено:

- А) Графическая часть на 11 листах
- Б) Пояснительная записка на 39 страницах

**ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ**

Дипломная работа посвящена изучению особенностей геологического строения и нефтегазоносности месторождения Каракудык. Студент излагает работу начав с общей геологической характеристики, описывает литологию и стратиграфию района, а так же тектонику. Во второй части данной работы раскрывает специальную часть, в которой рассматривается нефтегазоносность, корреляция, физико-литологическая характеристика. В завершающем разделе своей дипломной работы, студент описал охрану окружающей среды и безопасность. 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 выполнены. Предоставлены графические изображения, на основе материалов, были рассмотрены различные таблицы и схемы. Оформление работы отвечает принятым стандартам.

**Оценка работы**

Дипломная работа на тему «Особенности геологического строения и нефтегазоносность месторождения Каракудык» написанная Сахи Ақтоты, полностью соответствует требованиям высшего учебного заведения. Студент достойна получения академической степени бакалавра техники и технологии, а также рекомендуется к защите по специальности 6В05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

**Рецензент:**

Кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор  
Каспийского общественного университета  
Аршидинова М.Т.  
3» 2024 г.



## Метаданные

Название

**Особенности геологического строения и нефтегазоносность месторождения Каракудук..**

Автор






**Сахи Ақтоғы Асқарқызы, Омирзакова Эльмира** Научный руководитель / Эксперт

Подразделение

**ИГИНГД**

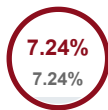
## Тревога

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

Замена букв		2
Интервалы		0
Микропробелы		0
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		58

## Объем найденных подобиий

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



КП1

**25**

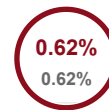
Длина фразы для коэффициента подобия 2



КП2

**12725**

Количество слов



КЦ

**63427**

Количество символов

## Подобия по списку источников

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

### 10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	ЦВЕТ ТЕКСТА
1	<a href="http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc">http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc</a>	37	0.29 %
2	<a href="http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc">http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc</a>	31	0.24 %
3	<a href="http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc">http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc</a>	26	0.20 %
4	<a href="http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc">http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc</a>	24	0.19 %
5	Галимов А. КП 2022.doc 12/6/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	14	0.11 %

6	Бек Максим КП.2022.docx 12/8/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	13	0.10 %
7	Галимов А. КП 2022.doc 12/6/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	13	0.10 %
8	Холматов Бахтиер КП.2022.doc 12/8/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	13	0.10 %
9	Галимов А. КП 2022.doc 12/6/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	13	0.10 %
10	Сайлауғали Т.КП.2022.doc 11/30/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	12	0.09 %

#### 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 (6.21 %)



ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Саргунанов Биржан КП 2022.docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	354 (56)	2.78 %
2	Сайлауғали Т.КП.2022.doc 11/30/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	89 (12)	0.70 %
3	Галимов А. КП 2022.doc 12/6/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	87 (11)	0.68 %
4	Қуатұлы С.КП.2022.doc 11/30/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	37 (5)	0.29 %
5	Бек Максим КП.2022.docx 12/8/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	31 (4)	0.24 %
6	2-Маратова М. КП.2022 .doc 12/5/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	27 (4)	0.21 %
7	Дауталиев А. КП.2022.doc 12/5/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	26 (3)	0.20 %
8	Тулешов Азамат КП.2022.docx 12/9/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	24 (3)	0.19 %



9	Сыйгуатолла М КП. 2022.doc 12/5/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	19 (2)	0.15 %
10	Асем Хайсағалиева Курсовая работа 2022.docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	19 (3)	0.15 %
11	Дипломная работа - Саутбекова А. 5/15/2024 Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov (Экология)	16 (2)	0.13 %
12	Айтмухамбетов С.КП.2022 .doc 12/6/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	15 (2)	0.12 %
13	Кунцевич Артем КП 2022.doc 12/9/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	14 (2)	0.11 %
14	Холматов Бахтиер КП.2022.doc 12/8/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	13 (1)	0.10 %
15	Мендешов А.КП 2022.doc 11/30/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	11 (1)	0.09 %
16	Есенаманов Б.КП.2022.docx 12/9/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	8 (1)	0.06 %

#### из интернета (1.03 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	<a href="http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc">http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-месторождения-Каракудук.doc</a>	118 (4)	0.93 %
2	<a href="https://azdok.org/document/z3dojjg8-%D1%81%D0%BE%D0%B2%D1%80%D0%B5%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B5%D0%BC%D1%8B-%D0%BE%D1%81%D1%83%D1%89%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F-%D0%B3%D0%BE%D1%81%D1%83%D0%B4%D0%B0%D1%80%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D1%85-%D0%B7%D0%B0%D0%BA%D1%83%D0%BF%D0%BE%D0%BA-%D0%B2-%D0%BA%D0%B0%D0%B7%D0%B0%D1%85%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B5.html">https://azdok.org/document/z3dojjg8-%D1%81%D0%BE%D0%B2%D1%80%D0%B5%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B5%D0%BC%D1%8B-%D0%BE%D1%81%D1%83%D1%89%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F-%D0%B3%D0%BE%D1%81%D1%83%D0%B4%D0%B0%D1%80%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D1%85-%D0%B7%D0%B0%D0%BA%D1%83%D0%BF%D0%BE%D0%BA-%D0%B2-%D0%BA%D0%B0%D0%B7%D0%B0%D1%85%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B5.html</a>	13 (2)	0.10 %

#### Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

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