

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

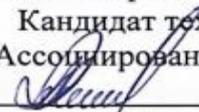
Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой Гидрогеологии,
инженерной и нефтегазовой геологии

Кандидат технических наук
Ассоциированный профессор


Ауелхан Е.С.
«04» 06 2024 г.

Дипломная работа

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

На тему: “Изучение тектоники и нефтегазоносности меловых и юрских
продуктивных горизонтов на месторождении Даулеталы”

по специальности 6В05201 - Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Выполнила

Тасбаева Дильназ

Рецензент

Кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
Каспийского Общественного
Университета

Научный руководитель
Кандидат технических
наук, старший
преподаватель



Аршидинова М.Т.

«4» 06 2024 г.

 Омирзакова Э.Ж.

«23» 06 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

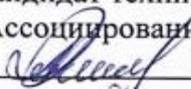
6B05201 - Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Гидрогеологии,
инженерной и нефтегазовой геологии

Кандидат технических наук

Ассоциированный профессор

 Ауелхан Е.С.

«04» 06 2024 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнении дипломной работы

Обущающемся: *Тасбаева Дильназ Думановна*

Тема: *Изучение тектоники и нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных горизонтов на месторождении Даулеталы*

Утверждено приказом Ректора Университета №548 от «04» декабря 2023 г.

Срок сдачи законченной работы: «05» июня 2024 г.

Исходные данные к дипломной работе: были получены из книжных ресурсов, интернет ресурсов.

Краткое содержание дипломной работы:

а) Геологическое строение района;

б) Нефтегазоносность комплексов, коллекторские свойства;

в) Сравнительный анализ меловых и юрских продуктивных горизонтов;

Перечень графического материала: *35 страниц текста, 5 графических изображений, 4 таблиц, 2 графиков.*

Представлены в 17 слайдах презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: *из 10 наименований.*

1) А. А. Абдулин, В. В. Липатова, Триас Южного Мангышлака, Москва, Недра,

2) Попков В.И., Балеста Г.И., Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности фундамента и переходного комплекса Мангышлака.

Алматы 2024

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Общие сведения о месторождений	22.03.2024	Выполнено
Геологическое строение района	05.04.2024	Выполнено
Особенности фильтрационно-емкостных свойств	19.04.2023	Выполнено
Палеографическое условия формирования юрских продуктивных горизонтов	10.05.2023	Выполнено

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, Ф.И.О. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения о месторождений	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Геологическое строение района	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Особенности тектонического строения	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Сравнительная характеристика меловых и юрских продуктивных горизонтов	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Нормоконтролер	Кульдеева Э. М., старший преподаватель, доктор PhD	27.05.24	

Научный руководитель

Омирзакова Э.Ж.

Задание принял к исполнению обучающийся
Дата

Тасбаева Д.
«24» декабря 2023г.

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

На дипломную работу
Тасбаевой Дильназ Думановны
6B05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Тема: Изучение тектоники и нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных горизонтов на месторождении Даулеталы.

Дипломная работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка использованной литературы из 10 наименований; 35 страниц текста, 5 рисунков, 4 таблиц, 2 графиков.

Суть дипломной работы заключается в изучении тектонического строения и нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных горизонтов литолого – петрографической характеристики коллекторов, сравнительной характеристики нефтегазовых залежей.

Исследователь обработал и проанализировал значительный объем информации, включая литературу из доступных источников. В процессе подготовки дипломной работы Тасбаева Дильназ успешно применила теоретические знания, полученные в университете и на практике.

Выполненная Тасбаевой Дильназ дипломная работа является законченной, соответствующей требованиям государственной аттестационной комиссии и рекомендована к защите с присвоением ей академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 6B05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Научный руководитель

Кандидат технических наук, старший преподаватель

Э.Ж. Омирзакова Омирзакова Э.Ж

«5» июня 2024 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

Тасбаевой Дильназ Думановны

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

На тему: “Изучение тектоники и нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных горизонтов на месторождении Даулеталы”

Выполнено:

- А) Графическая часть на 7 листах
- Б) Пояснительная записка на 39 страниц

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Данная дипломная работа посвящена изучению геологического строения, нефтегазоносности, особенности меловых и юрских продуктивных горизонтов месторождения Кульжан.

В первом разделе дипломной работы изложены общие сведения о месторождении, дана тектоническая и стратиграфическая характеристика, а также анализ нефтегазоносности и геологической изученности данного района. Во втором разделе студент подробно описывает особенности строения и состав природного резервуара меловых и юрских отложений. Специальная часть включает в себя описание литолого-петрографической характеристики коллекторов, а также перспективы нефтегазоносности и поисково-разведочных работ, корреляция триасовых отложений, в заключении данного раздела выполнена сравнительная характеристика нефтегазовых залежей меловых и юрских продуктивных горизонтов.

В результате ознакомления с данной дипломной работой делаю вывод, что поставленные перед студентом цели и задачи решены. Тема дипломной работы раскрыта полностью и подкреплена графическими изображениями, графиками и таблицами.

Представленная работа полностью соответствует требованиям, предъявляемым к дипломным работам и может быть допущена к защите перед Государственной квалификационной комиссией с оценкой 88, а Тасбаева Дильназ Думановна заслуживает присвоения ей академической степени

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ имени К.И.САТПАЕВА»

бакалавра техники и технологии по специальности 6В05201 – Геология и
разведка месторождений полезных ископаемых.

Рецензент:

Кандидат технических наук,
ассоциированный профессор
Каспийский общественный университет
Аршидинова М.Т.
«4» август 2024 г.



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Тасбаева Дильназ Думановна, Омирзакова Эльмира

Соавтор (если имеется): Омирзакова Эльмира

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Изучение тектоники и нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных горизонтов на месторождении Даулеталы

Научный руководитель:

Коэффициент Подобия 1: 1.2

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 27

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

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

Дата

проверяющий эксперт

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Тасбаева Дильназ Думановна, Омирзакова Эльмира

Соавтор (если имеется): Омирзакова Эльмира

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Изучение тектоники и нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных горизонтов на месторождении Даулеталы

Научный руководитель:

Коэффициент Подобия 1: 1.2

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 27

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

Метаданные

Название

Изучение тектоники и нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных горизонтов на месторождении Даулеталы

Автор

Тасбаева Дильназ Думановна, 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	B	27
Интервалы	A→	0
Микропробелы	␣	0
Белые знаки	␣	0
Парафразы (SmartMarks)	a	14

Объем найденных подоби

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 подоби 2



КП2

12200

Количество слов



КЦ

64022

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)	
1	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 6/27/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	19	0.16 %
2	https://official.satbayev.university/download/document/32702/%D0%91%D0%90%D0%9A_2023_%D0%A3%D1%81%D0%B5%D0%BD%D0%BE%D0%B2_%D0%90%D0%BB%D0%B8%D1%88%D0%B5%D1%80%20(1).pdf	18	0.15 %

3	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 7/2/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	17	0.14 %
4	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 6/27/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	14	0.11 %
5	https://official.satbayev.university/download/document/32695/2023_%D0%91%D0%90%D0%9A_%D0%91%D0%B8%D0%B4%D0%B0%D0%BD%20%D3%98%D0%B4%D1%96%D0%BB%D0%B5%D1%82%20%D2%9A%D1%83%D0%B0%D1%82%D2%B1%D0%BB%D1%8B%202.pdf	12	0.10 %
6	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 7/2/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	11	0.09 %
7	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 6/27/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	9	0.07 %
8	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 6/27/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	8	0.07 %
9	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 6/27/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	8	0.07 %
10	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 6/27/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	7	0.06 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

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

из домашней базы данных (0.91 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 6/27/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	83 (9)	0.68 %
2	Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна 7/2/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	28 (2)	0.23 %

из программы обмена базами данных (0.00 %)

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

из интернета (0.25 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	https://official.satbayev.university/download/document/32702/%D0%91%D0%90%D0%9A_2023_%D0%A3%D1%81%D0%B5%D0%BD%D0%BE%D0%B2_%D0%90%D0%BB%D0%BB%D1%88%D0%B5%D1%80%20(1).pdf	18 (1)	0.15 %
2	https://official.satbayev.university/download/document/32695/2023_%D0%91%D0%90%D0%9A_%D0%91%D0%B8%D0%B4%D0%B0%D0%BD%20%D3%98%D0%B4%D1%96%D0%BB%D0%B5%D1%82%20%D2%9A%D1%83%D0%B0%D1%82%D2%B1%D0%BB%D1%8B%202.pdf	12 (1)	0.10 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

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

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

Тасбаева Дильназ

Изучение тектоники и нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных
горизонтов на месторождении Даулеталы

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 6В05201 - Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жұмыста Дәулеталы кен орнындағы бор және Юра өнімділік горизонттарының геологиялық құрылымы мен мұнай-газдылығы зерттелді, зерттелмеген өнімді горизонттарға көп көңіл бөлінді, олармен мұнай мен газдың жаңа кен орындарын ашудың жоғары әлеуетті мүмкіндіктері байланыстырылды.

Зерттеу материалдары бор және юра шөгінділері жағдайының ерекшеліктері және Дәулеталы кен орнының күрделі салынған нысандарының перспективалары туралы жалпыланған түсініктерді қалыптастыруға мүмкіндік берді. Кен орнындағы бор және Юра өнімділік көкжиектерінің тектоникасы мен мұнайгаздылығын зерттеу іздеу-барлау жұмыстарына үлкен қызығушылық тудырады.

АННОТАЦИЯ

В данной работе исследованы геологическое строение и нефтегазоносность меловых и юрских продуктивных горизонтов на месторождении Даулеталы. Уделено большое внимание мало изученным продуктивным горизонтам, с которыми связываются высокие потенциальные возможности открытия новых залежей нефти и газа.

Материалы исследований позволили сформировать обобщенные представления об особенностях обстановки меловых и юрских отложений, и перспективах сложно построенных объектов месторождения Даулеталы. Изучение тектоники и нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных горизонтов на месторождении представляет большой интерес в поисково-разведочных работах.

ANNOTATION

In this thesis the geological structure and oil and gas content of the Cretaceous and Jurassic productive horizons in the Dauletaly field are investigated, and much attention is paid to the poorly studied productive horizons, which are associated with high potential opportunities for the discovery of new oil and gas deposits.

Materials of researches allowed to form generalized ideas about the peculiarities of Cretaceous and Jurassic sediments, and prospects of complexly constructed objects of Dauletaly field. The study of tectonics and oil and gas content of Cretaceous and Jurassic productive horizons in the field is of great interest in prospecting and exploration works.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Общие сведения о месторождении	10
2	Геологическая часть	12
2.1	Геологическая изученность месторождения	12
2.2	Тектоника	16
2.3	Стратиграфия	19
2.4	Нефтегазоносность	22
3	Специальная часть	25
3.1	Строение и состав природного резервуара меловых и юрских отложений	25
3.2	Литолого-петрографическая характеристика коллекторов	29
3.3	Перспективы нефтегазоносности и поисково-разведочных работ	33
3.4	Корреляция триасовых отложений	34
3.5	Сравнительная характеристика нефтегазовых залежей меловых и юрских продуктивных горизонтов	36
	Заключение	38
	Список использованной литературы	39

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяное месторождение Даулеталы расположено в Атырауской области Казахстана, примерно в 100 км к северо-востоку от месторождения Кульсары, и в 265 км к востоку от города Атырау, областного центра. Оно было открыто в 1980 году в результате геологоразведочных работ. Месторождение связано с соляным куполом, ядро которого имеет овальную форму, ориентированную субширотно и находящуюся на глубине 800 метров. В надсолевых отложениях выделяются три крыла структуры: северное, южное и западное. Самый низкий уровень обнаружен на северном крыле, а западное крыло не исследовалось поисковыми работами.

Нефтяная залежь выявлена в отложениях барремского яруса нижнего мела на северном крыле. По характеру резервуара залежь пластовая, тектонически экранированная. Высота нефтяной залежи 28 м. Нефть очень тяжелая, плотностью 935 кг/ м³ (в пластовых условиях), сернистая (0,64 процентов). Выход фракций до 300°С низкий, не превышает 13 процентов.

Цель работы состоит в изучении геолого-структурных особенностей месторождения Даулеталы и определения перспектив в поисково-разведочных работах. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- сбор, анализ и обобщение фондовых и изданных материалов по месторождению;
- изучить геолого-структурные особенности месторождения Даулеталы;
- провести перспективную оценку месторождения.

Дипломная работа выполнена на основе собранных материалов. В работе освещены геолого-структурные особенности строения и размещения продуктивных горизонтов на месторождении, приводится характеристика и оценка перспектив обнаружения новых объектов в пределах месторождения.

1 Общие сведения о месторождении

Даулеталы является одним из перспективных месторождений по добыче нефти и газа в Казахстане.

Все они локализованы в осадочных отложениях юрско-мелового чехла, слагающих хорошо изученный верхний этаж нефтегазоносности эпигерцинской плиты, в котором новые крупные открытия углеводородов маловероятны.

В строении рассматриваемого области залегают породы триас-палеозойских отложений промежуточного этажа.

В среднетриасовых карбонатных отложениях связаны Песчаномыско-Ракушечной поднятий, Жетыбай-Узеньской ступени и Карагинской седловины – Ракушечное, Оймаша, Южный Жетыбай, Тасболат, Придарожное, Северный Аккар, Северное Карагие, Алатюбе, Ашиагар, Атамбай-Сартюбе, и др., с фонтанными притоками нефти (рисунок 1.1).

В орографическом отношении район характеризуется сложным рельефом дневной поверхности: крутые обрывистые склоны северной части впадины Карагие, зоны наноса и под ними останцы, и небольшие равнинные участки.

Климат полупустынный, резко континентальный, аридный. Лето сухое, жаркое, температура достигает $+45^{\circ}\text{C}$, а зима холодная малоснежная с температурой до -30°C . Часто дуют сильные ветры, которые сопровождаются пыльными бурями. Господствующее направление ветров – восточное и юго-восточное. Дожди редкие, в основном, осадки выпадают в весенний и осенний периоды. Среднегодовое количество осадков не превышает 140 мм. Растительный и животный мир района характерен для зоны полупустыни. Растительность скудная: полынь, осока, верблюжья колючка, саксаул.

Животный мир представлен паукообразными, пресмыкающимися, грызунами и парнокопытными. Из пернатых встречаются куропатки, орлы, ястребы (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Обзорная карта с указанием месторождения Даулеталы

2 Геологическая часть

2.1 Геологическая изученность месторождения

Геолого-геофизическое изучение месторождения было начато в пятидесятых годах прошлого века, когда была дана дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности, и был разработан план поисково - разведочных работ (Калинин Н.А.1951г.). Предусмотренный комплекс геолого-геофизических работ был проведен до 1960 гг. Были проведены высокоточная аэромагнитная съемка (1956-1958г.г.) и гравиметрическая съемка (1958г.), по результатам построены карты магнитных аномалий и аномалий силы тяжести в масштабе 1:200000. Наряду с этим была проведена рекогносцировочная, а впоследствии и детальная сейсморазведка МОВ 2Д в масштабе 1:100000 на наиболее перспективных поднятиях: Жетыбаиском (1957-1958г.г.), Узеньском и Восточно-Жетыбаиском (1959-1960г.г.) в пределах нынешней Южно-Даулеталынской нефтяной провинции [1].

По результатам этих работ были пробурены глубокие скважины и в юрских отложениях открыты уникальные месторождения нефти и газа Южного Даулеталы – Жетыбаи (1961г.) и Узень (1962г.). В ходе дальнейших геологоразведочных работ был выявлен целый ряд небольших месторождений нефти и газа в толще юрских отложений, однако столь масштабных скоплений, как первые месторождения, установлено не было.

К концу 70-х годов было выявлено около половины всех известных месторождений Южно-Даулеталынской нефтегазоносной области (20 из известных 42) из них 14 нефтяных и газонефтяных и 6 газовых. В триасовых отложениях было установлено всего одно месторождение (С.З. Жетыбаи) и еще в трех месторождениях (Ю. Жетыбаи, Тасбулат, Ракушечное) была установлена продуктивность триасовых отложений, наряду с продуктивностью юрских. По мере того, как фонд структур на юрские коллекторы исчерпывался, в бурение вводились более глубоко залегающие и в большей степени тектонически дислоцированные объекты в отложениях триаса.

В 1978г. был проведен анализ материалов МОГТ на территории Южно - Даулеталынской нефтегазоносной области (Арбузов В.Б., Волож Ю.А. и др.), по результатам которого была подготовлена региональная структурная основа по триасовым отложениям. Эти материалы послужили основой начала разведки триасовых отложений.

В результате дальнейшего продолжения геологоразведочных работ до конца девяностых годов было выявлено еще 21 месторождение - 17 в восьмидесятые годы и только 4 в девяностые, из которых 15 месторождений были газонефтяными и 6 газовыми. В том числе в триасовых отложениях было выявлено 14 залежей. В 2000-е годы к ним добавилось нефтяное месторождение Аккар Северный, также приуроченное к триасовым отложениям.

Как самостоятельный тектонический элемент Карагинская седловина была впервые выделена в 1965 году на схеме составленной Муромцевым В.С. по материалам ВНИГРИ, ЗКГУ, трестов «Даулеталынефтегазразведка», «Казнефтегеофизика» и конторы «Спецгеофизика». Региональными геолого - геофизическими работами район Карагинской седловины был охвачен еще в 50-е годы. Эти исследования включали в себя Государственную геологическую съемку масштаба 1:200000, гравиметрическую и аэромагнитную съемки масштаба 1:200000, и 1:500000, а также региональное сейсмическое профилирование, однако наличие структур в данном районе зафиксировано не было.

В 1962 г. ВНИГРИ в пределах восточной периклинали Сегендыкской депрессии были проведены морфометрические работы. Обработка полученных материалов позволила предположить в районе Северного Карагие наличие сравнительно крупного поднятия куполовидной формы. В 1965 -1967 гг. Турланская геофизическая экспедиция проводила в западной части Южного Даулеталы, региональные сейсмические исследования КМПВ. На построенной в 1968 г. структурной схеме по поверхности фундамента рассматриваемая площадь приурочена к небольшой седловине, расположенной между Сегендыкской и Жазгурлинской впадиной.

В 1966-1968 гг. на участке Кариман, расположенном в 4 км к северо-востоку от Северо - Карагинского поднятия, трестом МНГР проводилось поисковое бурение. Всего было пробурено 4 скважины. В процессе проведения пластовых испытаний в разрезе нефтегазовых проявлений не наблюдалось. Кроме того, по данным бурения отработывалась методика интерпретации сейсмических материалов в условиях изменчивого разреза, а так же изучение литологической характеристики, стратиграфии и толщины отложений.

В 1968 году трестом «Даулеталынефтегеофизика» были проведены детальные площадные работы МОВ в пределах Северо - Карагинской площади. В результате этих исследований по III отражающему горизонту была зафиксирована западная периклинали структуры субширотного простирания. Размеры ее в пределах замкнутой изогипсы –1710 м составляли 3,5х3,0 км.

В 1977 году трестом «Даулеталынефтегеофизика» проводились детальные сейсморазведочные работы МОГТ на площади Атамбай – Алатюбе Шевченко. В результате этих исследований были закартированы по II и III отражающим горизонтам северо-западная периклинали поднятия на площади Карагие Северный. По кровле триасовых осадочных отложений и по подошве среднетриасовых осадочных отложений была закартирована самостоятельная структура, ориентированная в направлении северо-запад – юго-восток.

На структуре Северное Карагие, выявленной сейсморазведочными работами МОГТ, в 1980 году начались работы по подготовке ее к поисковому бурению. В этом же году был составлен проект поискового бурения. Перед поисковым бурением ставились задачи: выяснение нефтегазоносности строения юрских, триасовых и палеозойских отложений; изучение литологии и стратиграфии до юрского разреза; выяснение физических параметров пород (пористость, проницаемость, плотность и др.); получение исходных данных для предварительной оценки запасов залежей углеводородов.

В течение 1981-1982 гг. площадь перекрывается тремя новыми сейсмическими профилями. В 1983 году, после окончания бурения скважины 1, был отработан сейсмический профиль, соединяющий скважину 1 - Карагие Северное со скважиной 17 - Оймаша. Результаты этих работ и данные бурения позволили уточнить конфигурацию и глубину залегания свода структуры. В общем, плане положение структуры не изменилось.

В октябре 1984 г. в скважине 1 Карагие Северное при опробовании отложений верхнетриасового возраста был получен фонтан нефти. К этому времени была пробурена и находилась в опробовании скважина 2. Результаты бурения и опробования поисковых скважин 3, 4, 5, 6, 7, 8 уточнили геологическое строение структуры и границы залежи.

На стадии завершения поискового бурения был составлен проект пробной эксплуатации, которым предусматривалось бурение пяти скважин (10-14) опережающих эксплуатационных скважин. В соответствии с проектом пробурена скважина 14.

В 1988 году на месторождении были проведены детальные сейсмические исследования МОГТ, в результате которых уточнено положение тектонического нарушения I и выявлены опережающие его, мало амплитудные нарушения. Поисково-разведочные работы на месторождении Северное Карагие проводились с сентября 1982 г. по сентябрь 1989 г.

На территории Карагиинской седловины в течение 1977-1988 гг. трестом «Даулеталынефтегазразведка» сейсморазведочными работами МОГТ в отложениях триаса были выявлены и подготовлены к поисковому бурению ряд структур. В поисковое бурение структура Северное Карагие была введена в сентябре 1982 года, а в октябре 1984 года в скважине 1 из отложений верхнего триаса получен первый фонтан нефти. В апреле 1987 г. было начато поисковое бурение на структуре Алатюбе и в октябре 1987 года в скважине 1 с глубины 3758 м из среднетриасовых осадочных отложений был получен фонтанный приток нефти дебитом 1400 м³/сут на 13 мм штуцере.

Месторождение Атамбай-Сартюбе было открыто в 1989г в результате испытания объекта в среднетриасовых отложениях в первой скважине (№1). Нефтяная залежь установлена при опробовании среднетриасовых отложений, из которых был получен промышленный приток нефти. Структура была подготовлена к бурению в 1988г, как и другое поднятие, Ащиагар в результате детальных сейсморазведочных работ.

В конце 1990г в результате бурения скв.1 Ащиагар также был получен фонтанный приток из среднетриасовых пород, и было открыто месторождение Ащиагар. Месторождение было введено в пробную эксплуатацию в 1993г.

В 1986-87гг НГДУ «Жетыбаинефть» начало разработку месторождений Карагие Северный и Алатюбе, как следствие, также были включены и другие месторождения (рисунок 2.1.1).

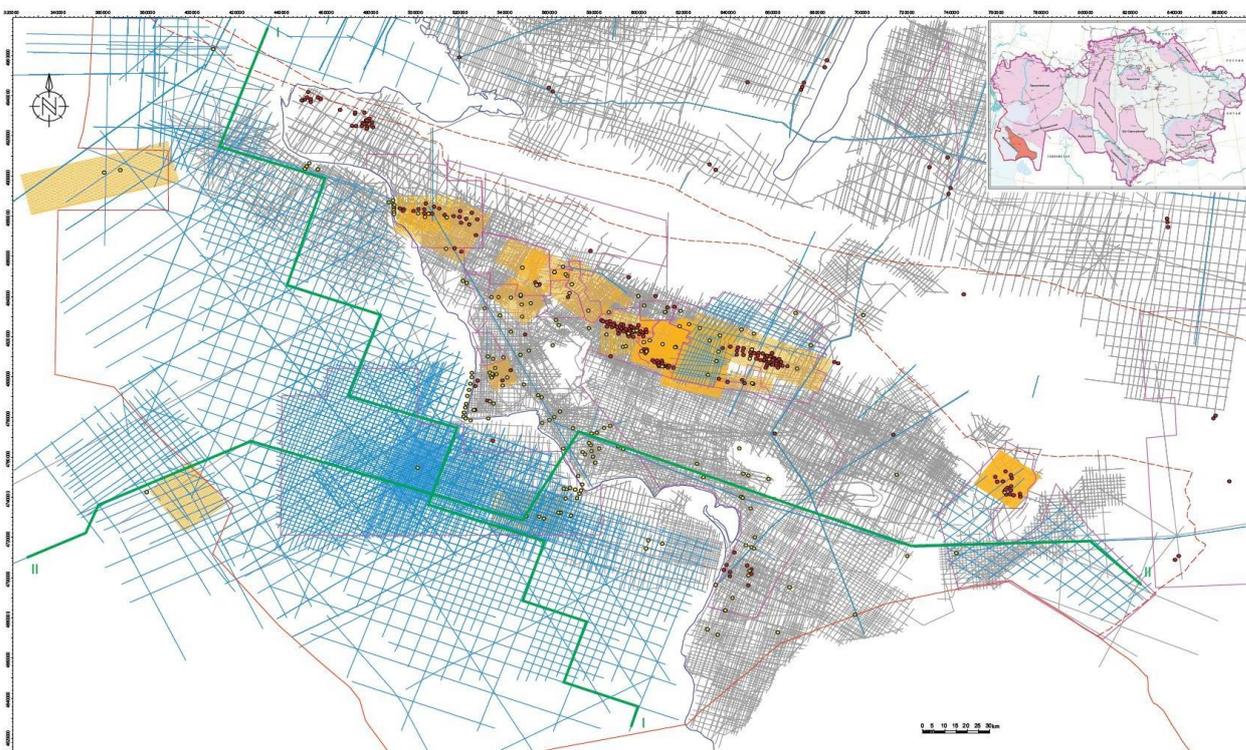


Рисунок 2.1.1 – Карта геолого-геофизической изученности

2.2 Тектоника

Месторождения Южный Жетыбай, Южный Жетыбай, Придорожное, Северный Аккар (триасовые отложения расположены в пределах Сегендыкской ступени), Бектурлы, Асар, Айрантакыр и Бурмаша по платформенному чехлу, в тектоническом отношении расположены в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, осложняющей северным борту Южно Мангыстауского прогиба

Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень на севере сочленяется с Бекебашкудукским валом по региональному разлому, который протрассирован по данным геологической съёмки и подтверждён результатами сейсмических исследований. С запада и юга Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень граничит с Карагиинской седловиной и Жазгурлинской депрессией, а с востока – с Кокумбайской тектонической ступенью.

Одной из крупных локальных структур Жетыбай-Узеньской ступени является Жетыбайское поднятие, представляющее собой пологую антиклинальную структуру, ось которой простирается с востока-юго-востока на запад-северо-запад [2].

По поверхности Ю-1 продуктивного горизонта размеры Жетыбайского поднятия составляют 22×6 км при амплитуде 65 м. Структура довольно пологая, с глубиной углы падения пород на крыльях увеличиваются от $2,5^\circ$ до 5° . Свод довольно широкий, в его пределах обособляются два куполовидных поднятия, разделенные небольшим прогибом глубиной порядка 10 м, который контролирует ряд залежей в пределах юрского продуктивного разреза.

На основании данных сейсмики в пределах структуры отмечаются дизъюнктивные нарушения. Данные бурения разведочных и эксплуатационных скважин позволяют представить геологическое строение месторождения без тектонических нарушений, так как они не оказывают ни какого влияния на распределение нефтегазоносности в разрезе, хотя ранее в «Комплексном проекте разработки месторождения Жетыбай» отмечалось их наличие.

На структурно-тектонических картах по среднетриасовым отражающим горизонтам границы тектонических элементов, уверенно устанавливаются по совокупности смены направления простирания изогипс и основных тектонических нарушений. Для Карагиинской седловины характерной особенностью является четко выраженное субмеридиональное направление трассирования нарушений. Нарушения, в основном, протяженные с амплитудами до 50-70 м, делят седловину на три блока: Атамбайский, Алатюбинский и Кариманский. В блоках локализуются преимущественно полусводы примыкания к нарушениям с запада, подчиняющиеся общему субмеридиональному простиранию. В целом, отмечается ступенчатое погружение блоков в западном направлении.

Все блоки Атамбайский, Алатюбинский и Кариманский с севера ограничены Южно-Баскумакским разломом, являющимся южной границей Сегендымысской ступени.

В 1992-93 годах на территории Карагиинской седловины были проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ-2Д, где строение триасового разреза изучено по нескольким отражающим горизонтам со следующей стратификацией выделенных отражений: 1 отражающий горизонт приурочен к поверхности размыва доюрских отложений, 1^3 - к подошве песчано-аргиллитовой пачки верхнего триаса, 2^{II} - к кровле карбонатной пачки «А» в среднем триасе, 2^{I} - к подошве карбонатной пачки «Б» в нижней части среднего триаса, $3^?$ - к подошве среднего триаса.

В 2011 году полевые сейсмические работы МОГТ-3Д по изучению геологического строения месторождений Ащиагар, Атамбай-Сартюбе и Алатюбе выполнены компанией ТОО НПФ «ДАНК» общей площадью 202 км². Обработка и интерпретация сейсморазведочных работ 3Д проведена в 2012 г. китайской компанией «БИДЖИПИ (BGP) Геофизические Услуги (Казахстан)». Проведена «сшивка» сейсмических данных МОГТ-3Д, выполненных на месторождении Северное Карагие, площадью 66,3 км², с площадью сейсмосьемки 202 км².

Структура Оймаша в тектоническом отношении приурочена к северо-восточной части Песчаномысской зоне сводовых поднятий (*Песчаномысский блок*) Южно-Мангышлакского прогиба. Строение месторождения Оймаша изучено по материалам детальных сейсморазведочных работ МОГТ, гравиразведки и по данным бурения скважин.

По кровле нефтегазового коллектора нижнеюрского возраста структура представляет собой антиклиналь субширотного простирания, ограниченную с севера тектоническим нарушением. В пределах замкнутой изогипсы -3190 м размеры поднятия 8,2 км × 3,2 км, амплитуда поднятия 50 м.

По кровле известняково-вулканогенной пачки структура представляет собой антиклиналь, примыкающую к нарушению F1 с юга. Размеры поднятия, в пределах изогипсы -3530 м, составляют 8,0 × 3,2 км. Амплитуда поднятия - 45 м. Свод поднятия расположен северо-западной скважины 20. Участок, расположенный севернее нарушения F1, характеризуется моноклиналильным погружением триасовых отложений в северо-восточном направлении.

По кровле гранитного массива структура представляет собой антиклиналь в форме вытянутого треугольника с основанием в северо-западной части. Поверхность гранитной интрузии сетью мало амплитудных тектонических нарушений (до 10 м) северо-восточного и северо-западного простирания разбита на ряд блоков.

В 2012-2013 гг. были завершены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, по методике CSP и проведена их обработка и интерпретация, проведено ВСП в скважине [10].

По полученным результатам интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3Д уточнено структурно-блоковое строение месторождения, структурные карты по 8 ОГ, выделенные зоны развития вторичных коллекторов в интервалах карбонатов среднего триаса и гранитной интрузии (рис. 2.2.1).

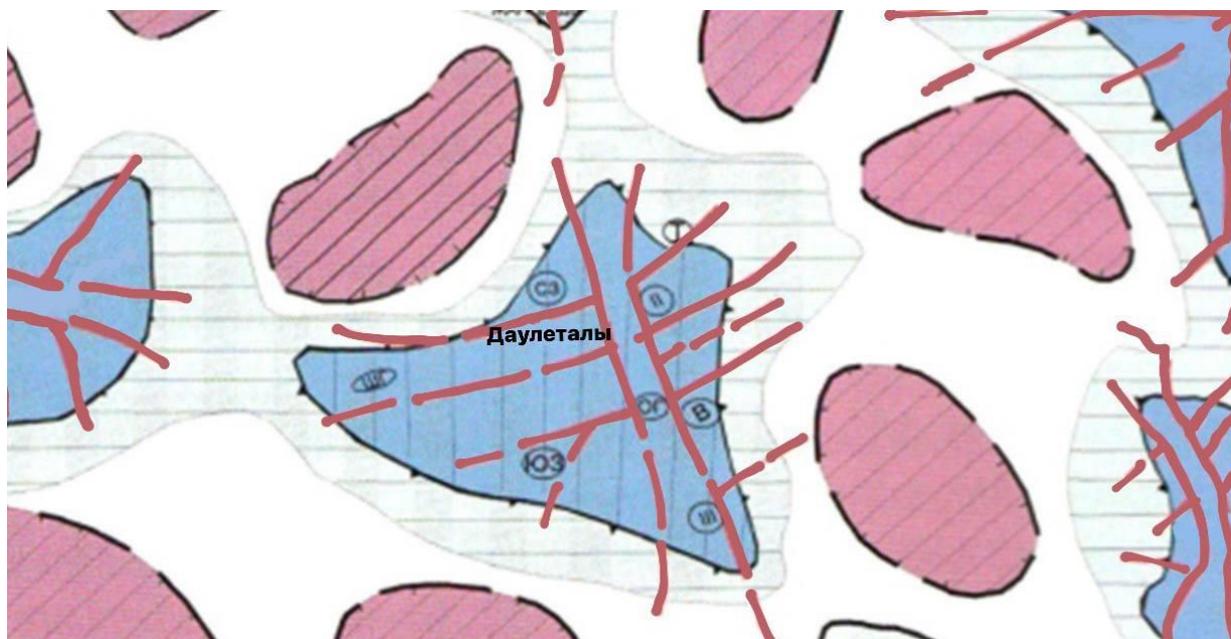


Рисунок 2.2.1 – Тектоническая схема месторождения

- тектонические нарушения;
 - соляные ядра куполов, темнее наиболее приподнятая часть в пределах крутых склонов;
 - предполагаемые участки межкупольного пространства.
- ОГ - основной грабень, ШГ - широтный грабень;
крылья купола: СЗ - северо-западное, ЮЗ - юго-западное и В - восточное с участками северный I, центральный II, южный II.

2.3 Стратиграфия

Месторождение Даулеталы включает в себя сложную стратиграфическую последовательность, охватывающую меловой и юрский периоды. Эти отложения характеризуются разнообразными литологическими характеристиками и условиями осадконакопления, что влияет на их продуктивные свойства и потенциал для накопления углеводородов.

Меловая система (К)

Меловые отложения на месторождении Даулеталы подразделяются на верхний и нижний мел, каждый из которых представлен различными литологическими и структурными особенностями.

Верхний отдел (К2)

Верхнемеловые отложения характеризуются преобладанием песчаников, алевролитов и глинистых сланцев. Эти породы формировались в условиях мелководного морского осадконакопления, что способствовало их однородности и хорошим фильтрационным характеристикам. Песчаники обладают высокой пористостью и проницаемостью, что делает их отличными коллекторами для углеводородов. Алевролиты и глинистые сланцы также могут содержать углеводороды, хотя их коллекторские свойства несколько ниже.

Нижний отдел (К1)

Нижнемеловые отложения представлены карбонатными породами, такими как известняки, доломиты и мергели. Эти породы формировались в условиях теплого мелководного моря, где преобладали процессы карбонатного осадконакопления. Известняки и доломиты могут служить как резервуарами, так и покрывками для углеводородов, благодаря их хорошей пористости и способности создавать герметичные ловушки. Мергели могут действовать как барьер, ограничивая миграцию углеводородов.

Юрская система (J)

Юрские отложения на месторождении Даулеталы включают верхнюю, среднюю и нижнюю юру. Эти отложения отличаются разнообразными литологическими характеристиками и условиями формирования.

Верхняя отдел (J3)

Верхнеюрские отложения характеризуются наличием песчаников и алевролитов, которые формировались в условиях речных дельт и прибрежных областей. Угленосные слои указывают на присутствие болотных условий осадконакопления. Песчаники обладают хорошими коллекторскими свойствами, но наличие угольных слоев может снижать их проницаемость. Эти слои важны для накопления газа и нефти, но их продуктивность может варьироваться.

Средний отдел (J2)

Среднеюрские отложения включают чередующиеся слои глин и песчаников, а также угольные пласты. Эти породы формировались в условиях различных фаций, от речных до прибрежно-морских. Глины и угольные пласты могут ограничивать проницаемость, но песчаники могут содержать значительные запасы углеводородов. Юрские отложения важны для поиска углеводородов, но требуют тщательного анализа.

Нижний отдел (J1)

Нижнеюрские отложения представлены песчаниками, алевролитами и угольными пластами, которые формировались в условиях речных дельтовых систем. Песчаники и алевролиты обладают хорошими коллекторскими свойствами, а угольные пласты могут быть источником газа. Эти слои важны для глубоких бурений и анализа их углеводородного потенциала.

Стратиграфия меловых и юрских отложений на месторождении Даулеталы демонстрирует сложную и многообразную геологическую структуру. Меловые горизонты преимущественно состоят из песчаников и алевролитов с высокими коллекторскими свойствами, что делает их основными целевыми горизонтами для добычи углеводородов. Юрские горизонты также имеют потенциал для добычи углеводородов, но их литологическое разнообразие и сложные тектонические условия могут затруднять разработку (таблица 2.3.1).

Таблица 2.3.1 – Литолого-стратиграфическая колонка месторождения Даулеталы

Период	Глубина, м	Литология	Описание
верхний мел	-1600	Песчаники, алевролиты, глинистые сланцы	Высокая пористость и проницаемость, хорошие коллекторские свойства.
верхний мел	-1900	Песчаники, алевролиты	Хорошие коллекторские свойства.
верхний мел	-2300	Алевролиты, глинистые сланцы	Могут содержать значительные запасы для углеводородов.
нижний мел	-2300	Известняки, доломиты, мергели	Могут служить резервуарами и крышками для углеводородов.
верхняя юра	-2300	Песчаники, алевролиты, угленосные слои	Хорошие коллекторские свойства.
верхняя юра	-2300		Угленосные слои указывают на болотные условия осадконакопления.
средняя юра	-2600	Глины, песчаники, угольные пласты	Могут быть продуктивными.
средняя юра	-2600		Угольные пласты могут служить источником газа.
нижняя юра	-2900	Песчаники, алевролиты, угольные пласты	Хорошие коллекторские свойства.
нижняя юра	-2900		Угольные пласты могут быть потенциальными источниками углеводородов.

2.4 Нефтегазоносность

Исследуемая территория расположена в пределах Южно-Даулеталынской нефтегазоносной области. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с юрско-триасовым комплексом пород. На территории, прилегающей к изучаемой территории, открыты месторождения Жетыбай, Аккар Северный, Жетыбай Северо-Западный, и другие.

Уникальные месторождения нефти и газа: Жетыбай (1961г.) и Узень (1962г.) были открыты в самом начале освоения УВ потенциала Даулеталы. В ходе дальнейших геологоразведочных работ был выявлен целый ряд небольших месторождений нефти и газа в толще юрских отложений, однако столь масштабных скоплений больше установлено не было.

Крупные юрско-меловые месторождения характеризуются ярко выраженной многопластовостью и содержат от одной до 22 залежей, приуроченных к песчано-алевролитовым пластам мощностью до 80 м. Для малоразмерных структур характерно небольшое количество залежей, чаще они являются однозалежными. Залежи, в основном, пластовые оводовые, ненарушенные или слабо нарушенные разрывами. Установлены залежи структурно - литологического типа, отличающихся резкой литолого-фациальной невыдержанностью, а также - тектонически экранированные залежи на осложнены на дизъюнктивных нарушениях структурах [4].

По мере того, как фонд структур по юрским отложениям исчерпывался, в бурение вводились более глубоко залегающие и в большей степени тектонически дислоцированные объекты в отложениях триаса. Залежи в триасовых отложениях, как правило, сводовые, ограниченные по восстанию тектоническими нарушениями. В триасовых отложениях всего выявлено 18 залежей (месторождений), из которых 3 были чисто газовыми (Пионерское, Макат, Жарты) и 16 нефтяных и газонефтяных. В 2010-2013 гг к ним добавились нефтяные месторождения Аккар Восточный и Жетыбай Западный, также приуроченные к триасовым отложениям.

В отложениях триаса выделено несколько горизонтов, для которых используется номенклатура Т₃, Т₂-А, Т₂-Б, и т.д. Приурочены горизонты к песчаникам верхнего триаса и к карбонатным пластам в терригенно-карбонатной толще среднего триаса, и залегают на глубине от 2800 до 3400м. Разделены продуктивные горизонты вулканогенно-аргиллитовой толщей среднего триаса, играющей в определенной степени роль региональной покрывки. Наиболее многочисленные и высокодебитные притоки УВ связаны с горизонтом Т₂-Б. Достаточно высокие коллекторские свойства пород (открытая пористость, достигающая порой 25 процентов, проницаемость - до 600 мдр.).

В различных частях верхнего триаса выделяются пачки, сложенные грубозернистыми терригенными породами, но притоки, имеющие промышленное значение, приурочены только к базальному грубообломочному пласту, обладающему удовлетворительными коллекторскими свойствами (горизонт Т₃).

Основная роль в генерации жидких углеводородов большинством исследователей отводится триасовым отложениям. Установлено, что наиболее высокие концентрации органического вещества характерны для среднего триаса. К нефтематеринским отложениям относят и серо-цветные морские отложения верхнеоленинского яруса нижнего триаса, развитые преимущественно в пределах Центрально – Мангышлакского раннекиммерийского прогиба.

В перекрывающих юрских отложениях к потенциально нефтематеринским могут быть отнесены морские отложения верхней половины байоса, батские и келловейские образования. Однако главной зоны нефтегазонакопления они достигли лишь в самом конце кайнозоя и только в глубоко погруженных частях Южно-Мангышлакского прогиба. Поэтому юрским отложениям принято отводить определенную роль в генерации содержащихся в них газовых скоплений, а промышленные залежи нефти связываются с зонами, где имелись благоприятные условия для перетока из подстилающих пород. Продуктивность меловых отложений вторична и приурочена к районам, где верхнеюрская региональная покрывка нарушена или отсутствует вовсе.

На рассматриваемом участке в разработке находятся четыре месторождения: Алатюбе, Северный Карагие, Ашиагар, Атамбай-Сартобе. Все разрабатываемые залежи нефтяные и приурочены к триасовым отложениям: в верхнем триасе к терригенным отложениям, в среднем триасе - к вулканогенно-известняковой толще. Для всех месторождений характерен поровый и порово-каверново-трещинный типы коллекторов. По структурному типу залежи относятся к пластовым сводовым, частью литологически-ограниченным, частью тектонически-экранированным.

Свойства нефтей рассматриваемых залежей в триасе, присущи свойствам всего Южного Даулеталы: легкие, с высоким содержанием парафиновых углеводородов, что обусловило их положительную температуру застывания 18-34 °С. Выход светлых фракций до 300 °С составляет 30-40 процентов объёмных, средний молекулярный вес 262. Пробы нефти, отобранной из среднего триаса, идентичны по составу нефти верхнего триаса и отличаются только несколько ухудшенной вязкостно-плотностной характеристикой и меньшим выходом светлых фракций.

Газо - содержание варьирует в пределах 79-140 м³/м³. По величине запасов месторождения мелкие, сравнительно большие запасы имеет месторождение Алатюбе [10].

Свойства нефти по месторождению Даулеталы. Нефть содержит основные элементы: углерод, водород, сера, азот и кислород. Значение API-гравитации составляет 30 – 40°, что указывает на среднюю плотность нефти. Эта классификация нефти в зависимости от ее плотности по сравнению с водой. Вязкость нефти находится в диапазоне 10 – 20 сР, что свидетельствует о средней текучести. Содержание серы варьируется от 0,5 процентов до 2,0 процентов, что может потребовать дополнительной переработки для снижения содержания

серы. Парафины составляют 5 – 10 процентов от общего состава нефти. Данный показатель можно считать умеренным. Это не критически высокий уровень, но требует учета при транспортировке и переработке нефти. Асфальтены присутствуют в количестве 1 – 5 процентов, что может влиять на процесс переработки. Данный уровень требует учета при переработке и транспортировке нефти. Для снижения негативных эффектов (снижение рыночной стоимости, проблемы с качеством топлива, осаждение в трубопроводах) необходимо применение технологий стабилизации и обработки, таких как демульгация и депарафинизация. Важно балансировать между потенциальными преимуществами и затратами на переработку, чтобы эффективно управлять качеством нефти и конечными продуктами. Нефть содержит минимальное количество воды, от 0,1 процентов до 0,5 процентов. Это является положительным фактором, так как облегчает транспортировку, переработку и снижает эксплуатационные расходы (таблица 2.4.1.).

Таблица 2.4.1 – основные свойства нефти на месторождении Даулеталы

Свойство	Значение
Химический состав	С, Н, S, N, O
API – гравитация	30 - 40°
Вязкость	10 – 20 сР
Содержание серы	0,5 – 2,0%
Содержание парафинов	5 – 10%
Содержание асфальтенов	1 – 5%
Содержание воды	0,1 – 0,5%
Ср молекулярный вес	262

3 Специальная часть (Особенности строения меловых и юрских горизонтов на месторождении Даулеталы)

Триасовый комплекс Южного Даулеталы является перспективным в нефтегазоносном отношении. Это доказано открытием в нем месторождений Западный Тасбулат, Бектурлы, Оймаша, Южный Жетыбай, Северо-Западный Жетыбай, Ракушечное, Алатюбе, Северный Каракие, Тасбулат промышленных притоков и непромышленных скоплений углеводородов. Наибольшие перспективы связаны со средне-триасовым комплексом.

В работе представлена основные комплексные геолого-геофизические исследований, раскрывается внутренняя структуру триасовых отложений Южного Даулеталы. Широкое применение новых сейсмической стратиграфии позволило осуществить новую корреляцию триасовых разрезов Южного Даулеталы.

На основе установленных реперных горизонтов в триасовом комплексе, увязанных с отражающим сейсмическим горизонтом. На основе этих данных выделяются зоны выклинивания, участки, благоприятные для поисков биогермных построек. Перспективы нефтегазоносности представляет большой интерес в поисково-разведочных работ в триасовом комплексе.

3.1 Строение и состав природного резервуара меловых и юрских отложений

Геолого-геофизические, геохимические анализ позволяет предположить о возможном распространении величине генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород. Наиболее самым важными критериями относятся породы к категории нефтегазоматеринских является содержание органического вещества, уровень термической зрелости, условия породообразования, его тип, которые определяют возможность пород генерировать в нем углеводороды [7].

Геохимические и фациально-палеогеографические исследования показывают, что седиментация триасовых осадочные отложений происходило в наиболее благоприятных условиях для нефтегазообразования.

Раннетриасовое время. Литолого-фациальные комплексы отражают изменение ландшафтных обстановок в пространстве Даулеталы, накоплением преимущественно песчано-глинистых красноцветов с прослоями сероцветов с маломощными прослоями карбонатных пород в верхах разреза.

Породам характерны низкое содержание органики с окислительной обстановкой осадконакопления, и лишь в аргиллитах мелководного моря возникали условия, благоприятные для редукции валового железа с незначительным потенциалом нефтегазогенерации.

Предсреднетриасовое время. Произошло поднятие территории Даулеталы, что привело к размыву нижнетриасовых отложений.

Последовавшая трансгрессия моря в среднем триасе охватила значительную часть территории, где в нормальных морских условиях отлагались

известняки, аргиллит с прослоями туфогенных пород (рисунок 3.1.1).

После непродолжительного перерыва и слабых тектонических движений, приведших к размыву, началось поздне триасовое время с развитием глинистых осадков прибрежного характера мелководного моря и песчаных, аллювиальных отложений. Верхнетриасовым отложениям характерно высокое содержание органического вещества в отдельных отложениях до 5 процентов, что значительно повышает их нефтегазогенерирующие свойства.

Фациальные отличия при анализе разновозрастных образований, не слишком велики. Главные перемены фациальных обстановок прослеживаются в широтном направлении, то что обуславливается распространением морских трансгрессий во восточном течении, как в триасовом, так же и в юрском этапах. Наиболее значительные изменения отмечаются для юрского периода, поскольку в структурном и тектоническом взаимоотношении впадина была дифференцирована в большей степени. Это могло определить возникновение разных подтипов нефтей, формировавшихся в западных и восточных составляющих района.

В границах Жетыбай-Узеньской ступени более обогащены органическими веществами породы среднеюрского и средне-верхнего триаса возраста.

В средней юрских отложениях концентрация Сорг. достигает в единичных случаях 5 процентов, при средних значениях 1,2-1,3 процентов, что соответствует среднему по величине генерационному потенциалу. Схожие величины отмечаются для среднего-верхнего триаса, но юрские отложения северной бортовой области не достиг необходимого уровня термической зрелости. Меловые, нижнеюрские и нижнетриасовые отложения в пределах Жетыбай-Узеньской ступени практически не обладают значимым потенциалом из-за весьма невысокого содержания органического вещества.

В погруженных местах Южно-Даулеталынской впадины прослеживается схожая обогащенность пород органическим веществом. Более высокие и средние концентрации отмечаются для пород средней юры и верхнего триаса, которые соответствуют породам со средней величиной генерационного потенциала [9].

Следует отметить, то что аналогичные значения получены также с целью мелового отложений, что владеет наиболее внушительными концентрациями Сорг. Создания посредством также юрского триаса во минимальной уровню обогащены базисным элементом. Любопытно отметить, то что во отложениях палеозоя Сорг изменяется во обширных границах-с нуля сотых частью процента вплоть до 2 процентов. Аналогичные сосредоточения Сорг во палеозойских отложениях установлены в площадях Кенестюбе, Баканд, Ащисор, Саукдук, в каком месте обычные значения оформляют примерно

1 процент. Сведения породы владеют существенную уровень тепловой зрелости также по этой причине обладает почти никакие генерационные способности.

Триасовые, юрские отложения южных части Южно-Даулеталыского прогиба содержат пониженное количество органического вещества. Здесь, как в пределах других зон, более значительные содержания характерны среднеюрским образованиям, но по совершенной величине они не достигают высоких значений, характерных для пород со средней величиной генерационного возможности. Отложения нижнего мела и триаса здесь потенциалом практически никак не владеют.

В зонах Песчанномыско-Ракушечного поднятия характерно иное распределение Сорг в породах. Там им наиболее обогащены породы среднего триаса, в которых средние содержания органического вещества доходит степени более 2 процентов.

В иных местах, отложения верхнего триаса почти никак не обладают генерационными возможностями, несмотря на то во единичных вариантах Сорг доходит значимости наиболее 2 процентов, в то время равно как среднее значимость никак не превосходит 0,5 процентов. Отложения типичную юры обладают наиболее невысокие сосредоточения Сорг согласно сопоставлению со основной также нордовой бортовой элементами Полдневно- Даулеталыского прогиба (приблизительно 1 процент). Наиболее низкие значимости свойственны с целью образований нижнего триаса также верхнего палеозоя.

Во местах Карагиинской седловины выделяется наиболее существенно значительными концентрациями Сорг нижнего юры, отложения обладают относительно наиболее значительным потенциалом (Сорг среднее сущность наиболее 2 процентов). Похожие значимости обладает отложения верхнего триаса. С Целью абсолютно всех иных стратиграфических ступеней установлены низкие Сорг.

Согласно по геохимическим данным, более значительным генерационным потенциалом в границах Южно Даулеталыского прогиба обладают отложный среднего триаса, освобождающихся при программируемом пиролизе, меняется от 0,12 вплоть до 8,5 мг на грамм породы (для образца углекислых пород среднего триаса Оймашинской площади — до 108 мг УВ/г породы), составляя в среднем 3, 7 мг УВ/г. Верхне триасовые и юрские породы имеют схожие генерационное возможности, при пиролизе проб верхне триасового отложений количество углеводов колеблется от 0,34 вплоть до 7,34 мг УВ/г породы (среднее 1,9); для нижней юры — от 0, 45 до 3, 4 (среднее — 1, 35 мг УВ/г), для средневерхней юры — от 0, 25 до 21,1 (среднее 2,72 мг УВ/г).

Таким образом, по условиям образования пород и значениям Сорг можно сделать вывод о нефтематеринских свойствах и потенциале нефтегазоносности триасовых и юрских отложений сознательно опуская наиболее хорошо изученные меловые породы.

Нефтегазоматеринскими свойствами обладают нижнетриасовые отложения, отлагающиеся в условиях прибрежного мелководья с

литологическим замещением глинисто-песчаных осадков. Перспективы которых подтверждены открытием трех месторождений.

В среднетриасовых отложениях на данное время открыто 7 месторождений нефти, что доказывает качество основной продуктивной толщи и обладание перспективами обнаружения новых месторождений.

Верхнетриасовые отложения: по условиям осадкообразования, обладают генерационным потенциалом терригенные породы, в которых открыто 7 месторождений нефти. Ритмично построенные отложения обладают благоприятным сочетанием отсортированных песчаных пластов и флюидоупоров, свидетельствующих о высоких перспективах отложений этого возраста.

Таким образом, в разрезе осадочного чехла Южного Даулеталы о его генерационных возможностях и потенциале находятся на уровне слабой изученности [7].

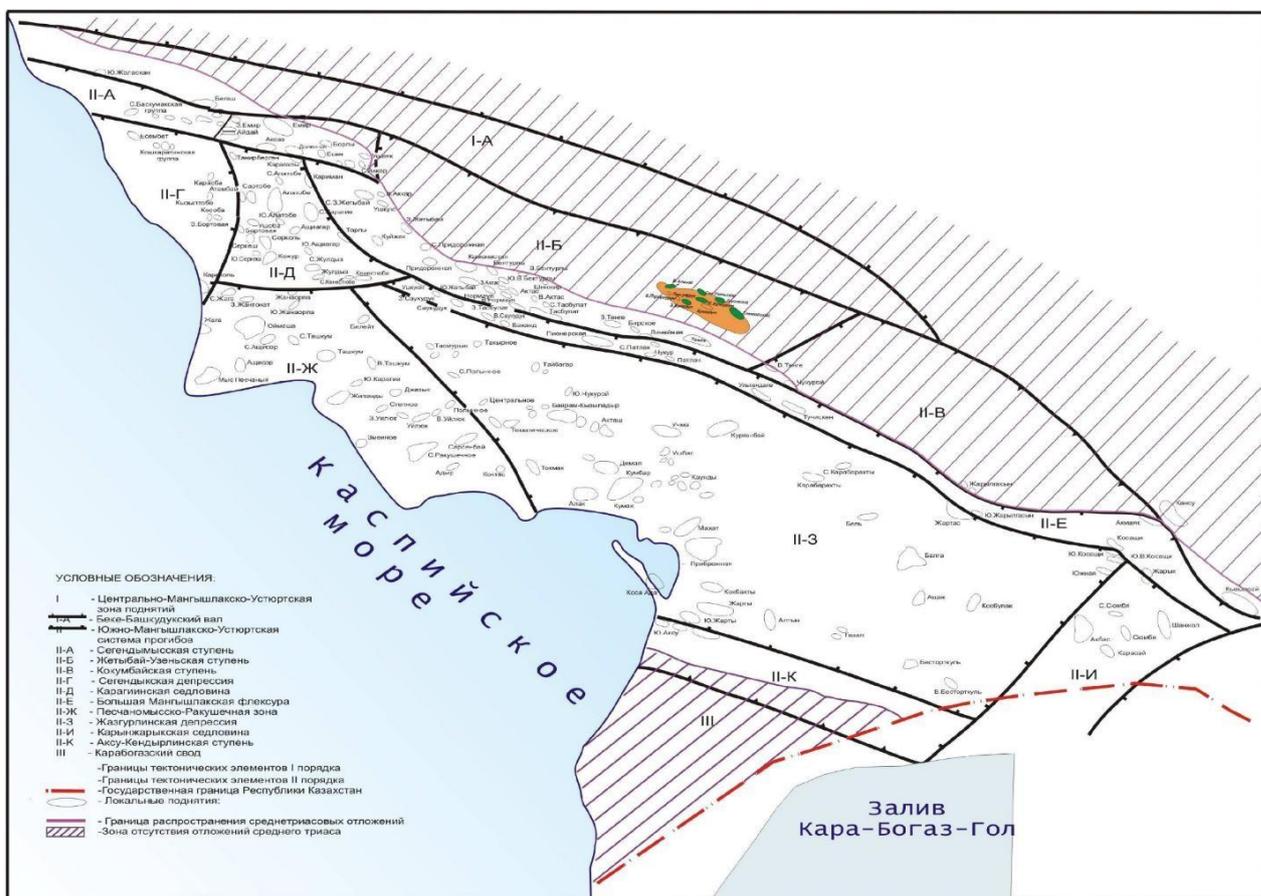


Рисунок 3.1.1 – Карта зон размыва среднетриасовых отложений

3.2 Литолого-петрографическая характеристика коллекторов

Верхнетриасовые отложения представлены вулканогенно-терригенным комплексом, в котором выделено две толщи (2, 3). Нижняя толща вулканогенно-терригенная, а верхняя терригенная. В работе (1) разрез верхнетриасовых отложений подразделяется на три части, две нижние части представлены вулканогенно-терригенными отложениями, отличающимися различной ритмичностью циклов. Из этих двух частей верхняя часть характеризуется мелкой ритмичностью. Третья пачка – верхняя является, как и в предыдущих работах (2, 3), терригенной. Так как нижние две пачки в работе (1) являются вулканогенно-терригенными, а в работах (2, 3) они рассматриваются как одна единая толща, мало отличающаяся литологическим составом, то в данной работе в верхнетриасовых отложениях прослеживается две толщи, как и в работах [6].

Нижняя туфогенно-терригенная пачка, толщина которой в среднем составляет 283 метра, представляет собой неравномерное чередование песчаников мелко-, средне-, крупнозернистых до гравелитистых, полимиктовых, туфов, алевролитов, аргиллитов, туфопесчаников, туфоалевролитов, туфоаргиллитов.

Верхняя толща песчано-аргиллитовая, толщина которой изменяется от 240 м до 368 м, что связано с предъюрским перерывом в осадконакоплении. Толща характеризуется преобладанием в разрезе алевролитов, аргиллитов и песчаников с присутствием маломощных туфогенных пород в низах разреза. В основании ритмов присутствуют песчаники плохо отсортированные, к середине и в верхнем слое сменяются на средне и мелкозернистые отсортированные разности. По составу песчаники - полимиктовые (5).

Коллекторы приурочены к низам разреза нижней толщи и представлены песчаниками неравномерно-зернистыми, крупно-среднезернистыми, полимиктовыми (таблица 3.2.1.).

Таблица 3.2.1 – Гранулометрический состав пород

№ скважин	Количество представленных образцов	Гранулометрический состав, %					Карбонатность, %
		1.0-0.5 мм	0.5-0.25	0.25-0.1	0.1-0.01	менее 0.01мм	
3	2	2,84	22,86	31,38	18,38	18,14	6,4
5	3	26,18	23,68	9,32	7,18	24,54	9,1
8	6	1,0	36,79	27,17	14,38	15,06	5,6
Всего	11	8,2	30,68	23,07	13,14	18,21	6,7

Содержание песчаных фракций в коллекторах верхнего триаса достигает 65 процентов. В составе кластического материала кварц (15-20 процентов), калиевые полевые шпаты (40-45 процентов). Слабо пелитизированные обломки пород (10-20 процентов),

сложенные бурым стеклом и слабо раскристаллизованным кремнистым стеклом, микрокварцитом.

Цементация типа соприкосновения, пленочная, поровая. На стыке между зернами повсеместно пустоты (0,01-0,1 мм до 0,4 мм). Вдоль стенок пустот примазки темно-коричневого битума или крустификационное зарастание кристалликами (0,02-0,05 мм) кварца и альбита. В последнем случае битум окаймляет разрозненные кристаллики и выполняет промежутки между ними. Участками поровое пространство выполнено битумом с сохранением мелких (до 0,05 мм) пустот. Единичные пустоты заполнены кальцитом, в котором видны мелкие (0,03-0,1 мм) пустоты выщелачивания неправильной формы.

Среднетриасовые отложения подразделяются на три толщи, отличающиеся по литологическому составу (снизу вверх): вулканогенно- доломитовая, вулканогенно-известняковая, вулканогенно-терригенная.

Вулканогенно-доломитовая толща залегает на размытой поверхности нижнетриасовых отложений. Толщина ее изменяется незначительно от 63 м до 76 м. Нижняя и средняя части разреза сложены кремовыми доломитами оолито-комковатыми, оолито-обломочными, мелкопсаммитовыми. Повсеместно в доломитах фиксируются обломки либо пласты небольшой толщины, от 0,2 м до 1 м темно-серых, зеленовато-серых и бирюзовых туфов крепких, криптозернистых. Верхняя часть разреза, толщиной порядка 25 м более однородна и представлена доломитами кремовыми, серыми оолито-обломочными, комковатыми, трещиноватыми, битуминизированными. Туфовый материал встречается не повсеместно в виде слойков, и только в районе скважины 3 туфы присутствуют в виде пластов, чередующихся с доломитами. В кровельной части пачки иногда встречаются известняки черные, темно-серые с коричневым оттенком, мелкозернистые, крепкие с обломками фауны.

Трещинные коллекторы представлены доломитами оолитовыми, комковатыми, обломочными, пелитоморфными и известняками пелитоморфными, органогенно-обломочными сильно битуминизированными. Эти породы характеризуются трещинами различной направленности, по которым легко раскалываются. Для пелитоморфных доломитов характерны вертикальные и субвертикальные трещины, для оолитовых, комковатых и обломочных разностей – вертикальные и разнонаправленные, для известняков - вертикальные трещины.

Вулканогенно-известняковая пачка толщиной 75 м сложена преимущественно черными пелитоморфными известняками. Встречаются редкие маломощные прослои органогенно-детритовых известняков, туфов, песчаников, алевролитов и глин. Для известняков характерны трещины субгоризонтальные, разнонаправленные и вертикальные. Вертикальные трещины, как правило, заполнены кальцитом и кварцем.

Вулканогенно-терригенная толща представлена черными и темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов и туфов. Толщина ее изменяется незначительно и в среднем составляет 67 м [5] (таблица 3.2.2).

Таблица 3.2.2 – Литолого-петрографическая характеристика коллекторов

Период	Толща	Толщина	Состав
Верхнетриасовые отложения	Нижняя толща	Средняя толщина 283 м	Песчаники, гравелиты, туфы, алевролиты и аргиллиты
Верхнетриасовые отложения	Верхняя толща	От 240 м до 368 м	Алевролиты, аргиллиты и песчаники, с редкими туфами в основании
Среднетриасовые отложения	Вулканогенно-доломитовая толща	63-76 м	Доломиты, туфы и известняки
Среднетриасовые отложения	Вулканогенно-известняковая толща	75 м	Пелитоморфные известняки с редкими прослоями других пород
Среднетриасовые отложения	Вулканогенно-терригенная толща	67 м	Аргиллиты с прослоями песчаников, алевролитов и туфов

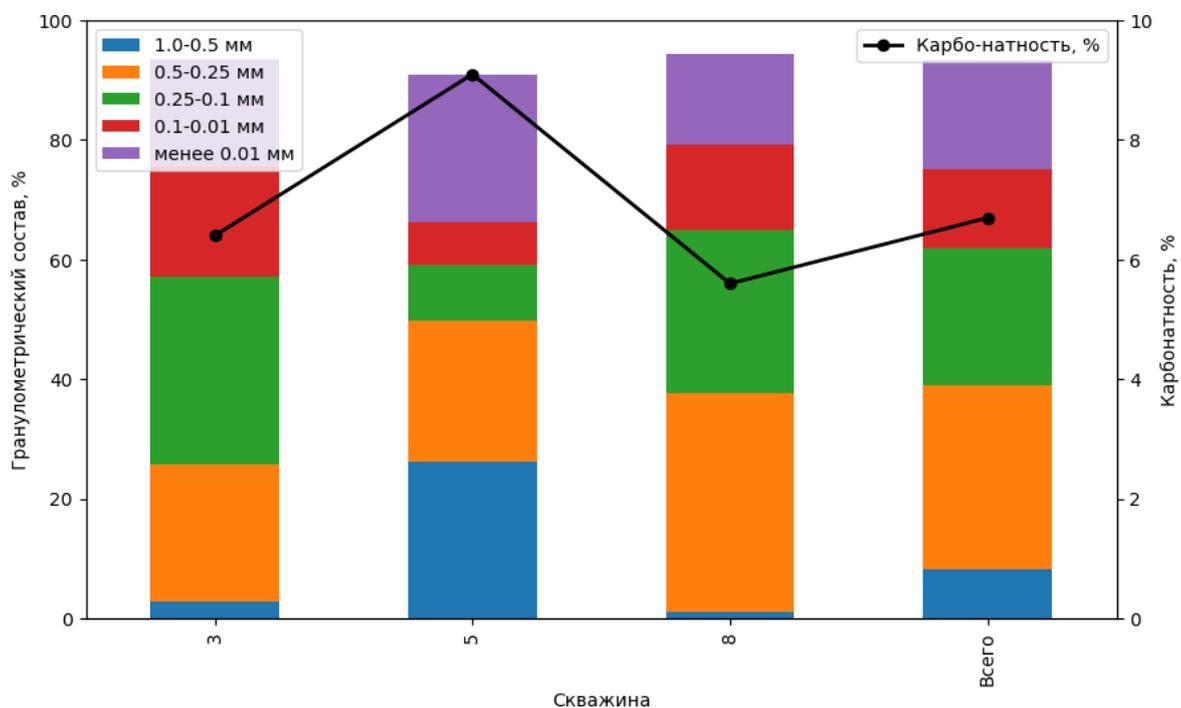


График 3.2.1 – Гранулометрический состав пород по скважинам.

График (график 3.2.1) показывает гранулометрический состав пород по скважинам 3, 5, 8 и общий состав по всем скважинам. Кроме того, на графике

представлена карбонатность пород для каждой скважины. График представляет собой комбинированную диаграмму, где столбчатая диаграмма показывает гранулометрический состав, а линейная диаграмма – карбонатность.

В скважине 3 основной вклад в состав пород вносят фракции 0.5 – 0.25 мм и 0.25-0.1 мм. Карбонатность составляет 6.4 процентов. Значительное присутствие фракций менее 0.01 мм и 0.1-0.01 мм.

В скважине 5 наибольшая доля фракций 1.0-0.5 мм, 0.5-0.25 мм, менее 0.01 мм. Карбонатность составляет 9.1 процентов, что является самым высоким значением среди всех скважин. Низкое содержание фракций 0.25-0.1 мм.

В скважине 8 основная доля приходится на фракцию 0.5-0.25 мм. Карбонатность составляет 5.6 процентов, что является самым низким значением среди всех скважин. Значительное присутствие фракций 0.25-0.1 мм и 0.1-0.01 мм.

Средние значения по всем скважинам показывают наиболее сбалансированный состав фракций. Карбонатность составляет 6.7 процентов. Скважина 5 имеет наибольшую карбонатность, что может указывать на значительное присутствие карбонатных минералов. Скважина 8 имеет самую низкую карбонатность, что может указывать на меньшую долю карбонатных минералов в породах. Фракция 0.5-0.25 мм доминирует в большинстве скважин, что указывает на значительное присутствие среднего песка в составе пород. Высокое содержание мелких фракций в скважине 3 может влиять на проницаемость и пористость пород. Данный график позволяет визуально оценить различия в гранулометрическом составе пород и карбонатности между различными скважинами, что важно для понимания их геологических характеристик и потенциальной продуктивности.

3.3 Перспективы нефтегазоносности и поисково-разведочных работ

В результате геолого-геофизических работ в триасовом комплексе Южного Даулеталы установлены различные типы ловушек: антиклинального сводового типа, тектонический экранированные, стратиграфического и литологического выклинивания.

В настоящее время в пределах Южного Даулеталы по горизонтам триаса выявлено около 60 локальных поднятий. Наиболее распространенными являются ловушки сводового типа, связанные с локальными антиклинальными поднятиями. Неантиклинальные ловушки различного типа встречаются в пределах северного и южного бортов Южно-Даулеталыского прогиба, в зонах регионального выклинивания триасовых отложений (рисунок 3.3.1).

Наиболее полно внутренняя структура триасового комплекса характеризуется по сейсмическим отражающими горизонтами группы 2, приуроченными к терригенно-карбонатным толще среднего триаса. Методика построения сводной структурной карты по кровле среднего триаса включила следующие:

1. Тренд по отражающим горизонтам 2.
2. Выбор реперных горизонтов, характеризующегося на которых районах удовлетворительным качеством прослеживания.
3. На основе данных ГИС были коррелированы разбивки триасовых отложений.

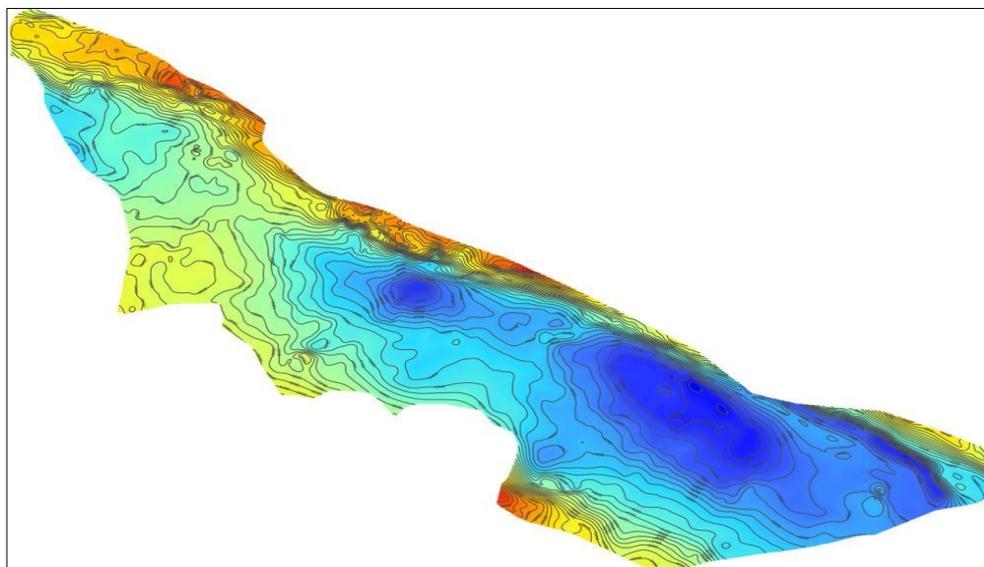


Рисунок 3.3.1 – Карта кровли средне - триасовых отложений

3.4 Корреляция триасовых отложений

Разрез триаса Даулеталы состоит из трех литофизических толщ, отвечающих трем отделам. Литофизическая толща верхнего триаса выделяется пониженными значениями скоростных, плотностных параметров и удельного электрического сопротивления. Она очень слабо дифференцирована и не содержит выдержанных реперных горизонтов и разделов, обладающих хорошими акустическими сопротивлениями. Выделяемые в ней по промыслово-геофизическим данным условные литологические пачки I а и I б, примерно отвечающие по объему жазгурлинской и северно-ракушечной свитам, различаются лишь по количеству пластов глинистого и песчаного состава. Границы между ними не резкие и проводятся по смене характера дифференцированное кривых электрокаротажа . (рис. 11).

К верхнетриасовой толще приурочены отражающие горизонты *I-1* и *1-2*, наиболее уверенно прослеживаемые в погруженной части Южно Даулеталыского прогиба, где отсутствуют скважины, вскрывающие указанные отложения. На Южно-Жетыбайской и Темирбабинской площадях, где вскрыты наиболее мощные разрезы верхнего триаса [1].

Литофизическая толща, отвечающая среднему отделу триаса, резко отличается от выше- и нижележащих по своим физическим параметрам и является своеобразным репером триасовой части разреза Южного Даулеталы. По промыслово-геофизическим материалам внутри этой толщи выделяются четыре литофизические пачки, две из которых (*2а* и *2б*) соответствуют нижней, а две другие (*2в* и *2г*) — верхней подсвите Южно- Жетыбайской свиты. В стратотипическом разрезе скв. 4 (Южные Жетыбай) пачка *2г* отвечает верхней глинистой ее части. Она характеризуется низкими удельными электрическими сопротивлениями, слабодифференцированной кривой ПС и наиболее контрастно проявляется на кавернограмме благодаря значительному увеличению номинального диаметра скважины.

Нижележащие пачки *2в*, *2б*, *2а* отвечают терригенно-карбонатных части разреза и характеризуются в целом повышенными значениями удельных электрических сопротивлений, слабодифференцированной кривой ПС и сравнительно слабым изменением номинала кавернограммы. Пачка *2в* от подстилающей пачки *2б* уверенно выделяется по спаду кривой КС и четкой аномалии ПС, приуроченной к ее подошве. Пачки *2б* и *2а* разделяются благодаря наличию в их низах низкоомных пластов, против которых отмечается расширение диаметра скважины.

Рассмотрение промыслово-геофизических материалов показало, что описанное строение среднетриасового разреза характерно для всей территории Южного Даулеталы и указанные пачки могут быть выделены навсех площадях, где присутствуют отложения данного возраста. Мощности пачек и их соотношение в разрезе изменяются незначительно, хотя и наблюдается некоторое увеличение карбонатности разреза в южном

направлении. На севере, в зоне максимальных мощностей среднего триаса, несколько повышается роль терригенных пород, увеличивается мощность песчаных пластов в низах пачек **2a** и **2б** и в верхней части пачки **2 г**.

Отражающий горизонты 2 скважинами вскрыт на площадях Южные Жетыбай, Актас, Западный Тасбулат, Бектурлы, Северо-Ракушечная, Северо-Западный Жетыбай.

Литофизическая толща нижнего триаса характеризуется высокими значениями скоростных и плотностных параметров и несколько пониженными значениями электрических сопротивлений. По порядку изменения удельных электрических сопротивлений пород на Жетыбай- Узеньской ступени в ней выделяются четыре литофизические пачки (**3a**, **3б**, **3в**, **3г**, рис. 30). Верхние три пачки отвечают по объему оленекскому ярусу (**3г** и **3в** — тюрурпинской, **3б** — шетпинской свитам), а нижняя **3a** — индскому ярусу нижнего триаса.

В нижнетриасовой толще прослежены два отражающих горизонта 3-1 и 3-2. Их положение в разрезе и стратиграфическая приуроченность установлена в скв. 115 Узень, на площадях Шалва, Жетыбай, Южные Жетыбай, Западный Тенге.

3.5 Сравнительная характеристика нефтегазовых залежей меловых и юрских продуктивных горизонтов

Месторождение Даулеталы включает меловые и юрские продуктивные горизонты, которые содержат значительные запасы нефти и газа. Эти горизонты характеризуются различными литологическими и тектоническими условиями.

Меловые и юрские горизонты обладают различными коллекторскими свойствами. Меловые горизонты характеризуются более высокой пористостью и проницаемостью песчаников, что делает их более привлекательными для добычи нефти и газа. В юрских горизонтах коллекторские свойства варьируются из-за присутствия глин и угольных пластов, которые снижают проницаемость.

В обоих горизонтах преобладают структурные ловушки, связанные с антиклинальными структурами. Эти ловушки обеспечивают эффективное накопление углеводородов и облегчают их добычу. В юрских отложениях также встречаются стратиграфические ловушки, что усложняет их разработку и требует более детального анализа.

Меловые горизонты содержат значительные запасы легкой нефти, что делает их основными объектами для разработки. Юрские горизонты также имеют значительные запасы нефти и газа, но их добыча может быть более сложной из-за более глубокого залегания и переменных коллекторских свойств.

Меловые горизонты залегают на меньших глубинах, что упрощает их разработку и снижает затраты на добычу. Юрские горизонты находятся на больших глубинах, что может усложнять добычу углеводородов и увеличивать затраты на разработку.

Меловые и юрские продуктивные горизонты на месторождении Даулеталы обладают значительными запасами нефти и газа. Меловые горизонты характеризуются более высокими коллекторскими свойствами и меньшей глубиной залегания, что делает их основными объектами для разработки. Юрские горизонты также имеют потенциал для добычи углеводородов, особенно газа, но требуют более тщательного анализа из-за сложных литологических и тектонических условий. Успешная разработка месторождения требует комплексного подхода, учитывающего особенности каждого продуктивного горизонта.

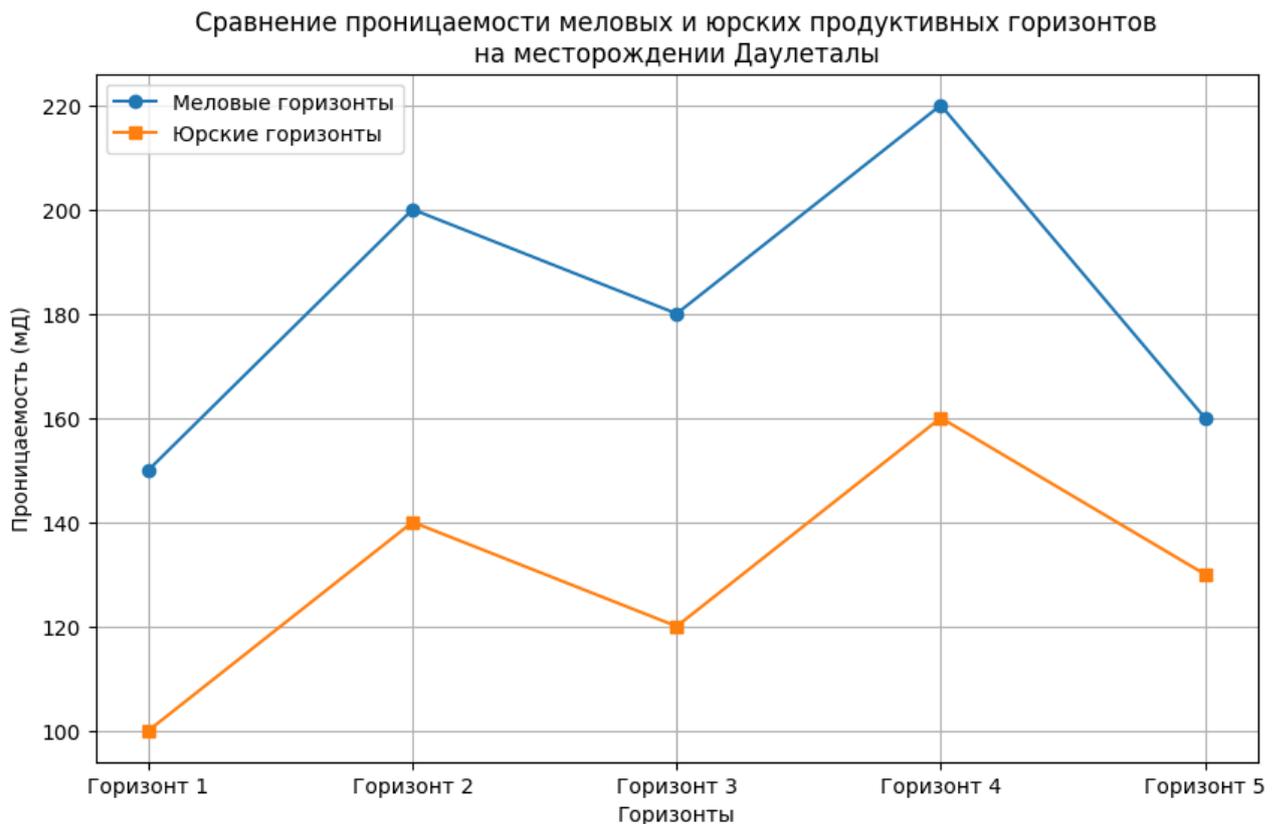


График 3.5.1 – Сравнительная характеристика меловых и юрских горизонтов на месторождении Даулеталы

График (график 3.5.1) иллюстрирует сравнение проницаемости меловых и юрских продуктивных горизонтов на месторождении Даулеталы. По горизонтальной оси указаны пять различных горизонтов, обозначенные как Горизонт 1, Горизонт 2, Горизонт 3, Горизонт 4 и Горизонт 5. По вертикальной оси отображается проницаемость в миллидарси (мД). На графике представлены две линии: синяя линия с круглыми маркерами показывает проницаемость меловых горизонтов, а оранжевая линия с квадратными маркерами показывает проницаемость юрских горизонтов.

График наглядно демонстрирует, что проницаемость меловых горизонтов в среднем выше, чем проницаемость юрских горизонтов по всем пяти рассматриваемым горизонтам. Наибольшие значения проницаемости меловых горизонтов достигаются в Горизонтах 2 и 4, тогда как наибольшая проницаемость юрских горизонтов наблюдается в Горизонте 4. В целом, меловые горизонты показывают более высокие и стабильные значения проницаемости по сравнению с юрскими горизонтами, что указывает на их потенциально более высокую продуктивность в контексте нефтегазоносности месторождения Даулеталы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании изученности имеющегося материала и современных представлениях о перспективах нефтегазоносности Южного Даулеталы, в настоящей работе выполнены исследования позволяющие, наметить перспективные участки.

В данное время отложения среднего триаса считаются более перспективными на обнаружение скоплений залежей нефти и газа в Южном Даулеталы. Исследование данных отложений показывает, что основную роль в формировании их коллекторских качеств трещинообразования и выщелачивания.

Цель поисково-разведочных работ залежей углеводородов в до юрских отложений заключается в раскрытии зон формирования вторичных коллекторов, сложившихся в пределах зон стратиграфического выклинивания и дизъюнктивных нарушений, а также оценки их вероятной продуктивности.

По результатам выполненных исследований первоочередных зон поисково-разведочных работ можно отметить, что помимо выявленных антиклинальных структур также могут быть и ловушки неантиклинального типа (стратиграфические, литологические). Так как зоны формирования вторичных низко проницаемых коллекторов в разрезе считаются либо доминирующим, или единственным резервуаром для углеводородов. Абсолютно очевидно, что резервуары, к которым приурочены месторождений углеводородов могут быть представлены и неструктурными.

Перспективы нефтегазоносности вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса базируются на обширном материале, полученном по результатам проведенных геологоразведочных работ на Южном Даулеталы. В статье отмечаются высокие перспективы обнаружения залежей УВ в карбонатах среднего триаса, приуроченных как к ловушкам структурного, так и неструктурного типа, основанные на аналитических и фактических данных.

В завершение можно подчеркнуть, что методы поисково-разведочных работ новых залежей нефти и газа будет перспективной только в том случае если комплексных геолого-геофизических изучений с применением нынешних геоинформационных исследований, разных аналитических методов и значительном степени научного сопровождения поисково - разведочных работ.

Успешное освоение углеводородного потенциала палеозойских и триасовых глубокозалегающих сложнопостроенных объектов Южного Даулеталы позволит в ближайшие годы значительно увеличить добычу нефти и газа, прирастить запасы углеводородов в регионе, что является одной из основных задач для развития инфраструктуры Даулеталы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 А. А. Абдулин, В. В. Липатова, Ю.А. Волож, Триас Южного Мангышлака, (ВНИГНИ. Труды. Вып. 224) Москва, Недра, 1981. с.8-17

2 Попков В.И., Балеста Г.И., Письменная и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности фундамента и переходного комплекса Мангышлака. Отчет по теме №226, г. Шевченко, 1986 г.

3 Рабинович А. А., Попков В. И., Тимурзиев А. И. и др. Отчет КазНИПИнефть, по договору 5-06/991 Совершенствование методики зонального и локального прогноза нефтегазоносности применительно к условиям Южного Мангышлака, Шевченко, 1990г

4 Рабинович А. А., Попков В. И., Тимурзиев А. И. и др. Отчет КазНИПИнефть, по договору 5-06/991 Совершенствование методики зонального и локального прогноза нефтегазоносности применительно к условиям Южного Мангышлака, Шевченко, 1990г

5 А.А. Крупин, М.В. Рыкус, Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012 с.275-286

6 Крупин А.А. Оценка нефтегазового потенциала и комплекс геолого-геофизических методов поиска сложнопостроенных коллекторов среднетриасовых отложений Мангышлакского осадочного бассейна, Доклад, Международная научно-практическая конференция «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана», г. Актау 25-26 апреля 2013г.

7 С. М. Оздоев, М. А. Машрапова, Н. Тлеуберди, Геохимия органического вещества и нефтегазоматеринский потенциал мезозойских пород Мангышлака и Устюрта, Институт геологических наук им. К. И. Сатпаева, Алматы.

8 К.Боранбаев, С. Ступак, А. Боранбаев, Краткая литолого-стратиграфическая характеристика территории Даулеталынской нефтегазоносной области, Сборник трудов Выпуск 1, НИПИнефтегаз, Актау, 2014г с.19-44

9 Отчет Переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д МОГТ на месторождениях Алатюбе, Атамбай-Сартюбе и Ащиагар. г.Алматы- Актау 2013, г.

10 Текст отчета Программа гелого-разведочных работ на месторождениях АО«ММГ» г. Актау 2013

