

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

**Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева**

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

Теңелбай Ариана Төленбайқызы

**«Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности подсолевого и
надсолевого комплексов южного борта Прикаспийской синеклизы и проект
разведки надсолевых отложений площади Самал»**

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

**Специальность 6В05202 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых**

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

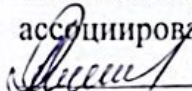
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

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

 Ауелхан Е.С.
«04» 06 2025г

Дипломная работа
ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

На тему: «Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности подсолевого
и надсолевого комплексов южного борта Прикаспийской синеклизы и проект
разведки надсолевых отложений площади Самал»

по специальности 6В05202 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Выполнила


Тенелбай А.Т.

Рецензент

Доктор геолого-
минералогических наук,
генеральный директор
ТОО «ГЕО МУНАЙ»
Казань
«4» 06 2025г.



Научный руководитель
Кандидат геолого-
минералогических наук
Старший преподаватель

 Узбекгалиев Р.Х.
«05» 05 2025г.

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

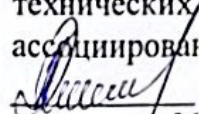
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

УТВЕРЖДАЮ

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

 Ауелхан Е.С.
« 02 » 06 2025г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся: Теңелбай Ариана Төленбайқызы

Тема: «Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов южного борта Прикаспийской синеклизы и проект разведки надсолевых отложений площади Самал»

Утверждено приказом Ректора Университета № 26-П/от « 23 » 01 2025г.

Срок сдачи законченного проекта: « 11 » 06 2025г.

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

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Общие сведения о месторождении;
- б) Геологическая изученность месторождения;
- в) Сравнительный анализ геологического строения надсолевых и подсолевых отложений локального поднятия Самал
- г) Проект разведки Самал

Перечень графического материала: 16 рисунков, 5 приложения, 1 диаграммы и 5 таблиц, представлено 18 слайдов

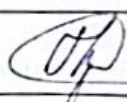
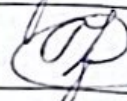

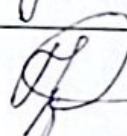
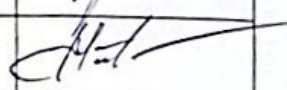
Рекомендуемая основная литература: из 15 наименований.

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта


Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю и консультантам	Примечание
Общие сведения о месторождений	20.03.2025	Выполнено
Геологическое строение района	07.04.2025	Выполнено
Сравнительный анализ надсолевых и подсолевых комплексов	2.05.2025	Выполнено
Проект разведки на площади Самал	10.05.2025	Выполнено

Подписи

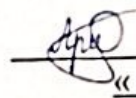
консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект
с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения о месторождений	Узбекгалиев Р.Х., к.г.м.н., старший преподаватель	26.05.25	
Геологическое строение района	Узбекгалиев Р.Х., к.г.м.н., старший преподаватель	26.05.25	
Сравнительный анализ надсолевых и подсолевых комплексов	Узбекгалиев Р.Х., к.г.м.н., старший преподаватель	26.05.25	
Проект разведки на площади Самал	Узбекгалиев Р.Х., к.г.м.н., старший преподаватель	26.05.25	
Нормконтролер	Санатбеков М.Е., PhD, старший преподаватель	22.05.25	

Научный руководитель

 Узбекгалиев Р.Х.

Задание приняла к исполнению обучающаяся
Дата

 Тенелбай А.Т.
«17» 10 2024г.

АЙҚАТПА

Бұл дипломдық жұмыстың тақырыбы: «Каспий синеклизасының оңтүстік шетіндегі тұзасты және тұз үсті кешендерінің тектоникасын және мұнай-газ әлеуетін салыстырмалы талдау және Самал учаскесінің тұз үсті кен орындарын барлау жобасы».

Дипломдық жұмыста Каспий синеклизасының оңтүстік жиегінің тектоникалық құрылымының ерекшеліктері қарастырылып, тұзасты және тұз үсті кешендерінің геологиялық құрылымына салыстырмалы талдау жүргізіледі. Сондай-ақ, зерттеу нәтижелері бойынша Самал учаскесіндегі тұз үсті (карнизасты) кен орындарын одан әрі геологиялық барлау жұмыстарын жүргізу бойынша ұсыныстар әзірленді.

Зерттеу пәні – Атырау облысы шегіндегі Каспий ойпатының оңтүстік шеті.

Жұмыстың бірінші бөлімінде геологиялық бөлім қысқаша сипатталған: кен орны туралы жалпы мәліметтер; геологиялық барлау; литологиялық және стратиграфиялық сипаттамалар; тектоника; мұнай және газ құрамы; гидрогеологиялық сипаттамалары.

Дипломдық жұмыстың арнайы бөлімінде геологиялық құрылымы негізінде Каспий синеклизасының оңтүстік бетіндегі тұз үсті және тұзасты кешендерінің салыстырмалы талдауы берілген, сонымен қатар көмірсутек қорын алдын ала бағалаумен Самал учаскесіндегі барлау жобасы қарастырылған.

Негізгі сөздер: Каспий маңы ойпаты, Самал ауданы, тұз үсті кешендер, күмбезаралық кешендер, тұзасты кешендер, жобалық ұңғымалар мен қорларды есептеу.

Менің дипломдық жобам реферат, мазмұн, кіріспе, үш бөлім, қорытынды және пайдаланылған әдебиеттер тізімінен тұрады. Дипломдық жұмыс 39 беттен, 5 қосымшадан, 16 суреттен, 5 кестеден және 1 диаграммадан тұрады.

АННОТАЦИЯ

Тема данной дипломной работы: «Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов южного борта Прикаспийской синеклизы и проект разведки надсолевых отложений площади Самал».

В дипломной работе рассматриваются особенности тектонического строения южного борта Прикаспийской синеклизы, проводится сравнительный анализ геологического строения подсолевого и надсолевого комплексов. Также По результатам исследования разработаны рекомендации по проведению дальнейшей геологоразведки надсолевых(подкарнизных) отложений в пределах площади Самал.

Предметом изучения является Южный борт Прикаспийской впадины в пределах Атырауской области.

В первой части работы кратко описана геологическая часть: общие сведения о месторождении; геологическая изученность; литолого-стратиграфическая характеристика; тектоника; нефтегазоносность; гидрогеологическая характеристика.

В специальной части дипломной работы представлен сравнительный анализ надсолевого и подсолевого комплексов Южного борта Прикаспийской синеклизы на основе геологического строения, также рассматривается проект разведки на площади Самал с проведением предварительной оценки запасов углеводородов.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, площадь Самал, надсолевые комплексы, межкупольные комплексы, подсолевые комплексы, проектные скважины и подсчет запасов.

Мой дипломные проект состоит из аннотации, содержания, введения, трех разделов, заключения и список использованной литературы. Дипломная работа состоит из 39 страниц, 5 приложений, 16 рисунков, 5 таблиц и 1 диаграммы.

ANNOTATION

The topic of this thesis is: "Comparative analysis of tectonics and oil and gas potential of subsalt and suprasalt complexes of the southern edge of the Caspian syncline and a project for exploration of suprasalt deposits in the Samal area."

The thesis examines the features of the tectonic structure of the southern edge of the Caspian syncline, and conducts a comparative analysis of the geological structure of the subsalt and suprasalt complexes. Also, based on the results of the study, recommendations were developed for further geological exploration of suprasalt (sub-cornice) deposits within the Samal area.

The subject of study is the southern edge of the Caspian depression within the Atyrau region.

The first part of the work briefly describes the geological part: general information about the field; geological exploration; lithological and stratigraphic characteristics; tectonics; oil and gas potential; hydrogeological characteristics.

The special part of the diploma work presents a comparative analysis of the supra-salt and sub-salt complexes of the Southern side of the Caspian syncline based on the geological structure, and also considers the exploration project in the Samal area with a preliminary assessment of hydrocarbon reserves.

Key words: Caspian depression, Samal area, supra-salt complexes, inter-dome complexes, sub-salt complexes, project wells and reserve calculation.

My diploma project consists of an abstract, content, introduction, three sections, conclusion and a list of references. The diploma work consists of 39 pages, 5 appendices, 16 figures, 5 tables and 1 diagram.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Геологическая часть	10
1.1	Общие сведения о месторождении	10
1.2	Геологическая изученность	11
1.3	Литолого-стратиграфическая характеристика	12
1.4	Тектоника	16
1.5	Нефтегазоносность	20
1.6	Гидрогеологическая характеристика	22
2	Специальная часть. Сравнительный анализ геологического строения тектоники нефтегазоносности надсолевых и подсолевых отложений локального поднятия Самал	24
2.1	Прогнозные критерии перспектив нефтегазоносности локальной структуры Самал	24
	- Тектоника	24
	- Литофациальная характеристика: наличие коллектора и надежной покрышки подкарнизной и надкарнизной толщи	27
	- Гидрогеологические условия	31
	- Палеогеографические условия	33
	- Геохимические критерии	36
3	Проект поисково-разведочных работ на площади Самал	39
3.1	Поисково-разведочные работы и построение скважин	40
3.2	Подсчет запасов	46
	Заключение	48
	Приложение А – Литолого-стратиграфическая колонна	50
	Приложение Б – Тектоническая схема	51
	Приложение В – Сейсмический разрез с выделением карниза для локальной структуры Самал	52
	Приложение Г – Геологический разрез по линии I-I	53
	Приложение Д – Геологический разрез по линии III-III	54

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования обусловлена высокой значимостью изучения тектоники и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов южного борта Прикаспийской синеклизы. Данный регион является одним из перспективных в плане разведки и добычи углеводородов, что делает его объектом научного и практического интереса. Особое внимание уделяется Южному борту Прикаспийской синеклизы, в пределах которой расположено площадь Самал.

Площадь Самал расположено в Махамбетском районе Атырауской области Республики Казахстан. Подкарнизная структура данного региона была выявлена в результате сейсмических работ, а ее строение предполагается по данным рядом лежащих месторождений, подтвердившим промышленную нефтеносность пермотриасовых отложений.

Основной целью работы является сравнительный анализ тектонических особенностей и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов южного борта Прикаспийской синеклизы, а также проект разведки надсолевых отложений площади Самал. Достижение поставленной цели требует решения следующих задач:

- Изучение тектонического строения южного борта Прикаспийской синеклизы;
- Определение особенностей тектонического строения, нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов;
- Анализ геолого-геофизических данных на участке Самал;
- Разработка рекомендаций по разведке надсолевых отложений площади Самал.

Объектом исследования является структура Самал, а предметом – тектонические и нефтегазоносные характеристики его подсолевых и надсолевых комплексов.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Разведочный участок «Самал» находится в границах Исатайского района и частично занимает территорию Махамбетского района Атырауской области. В окрестностях расположены небольшие населённые пункты — Хамит Ергали, Чапаевское, Аккистау и другие, которые находятся в пределах 15–30 км и приурочены к долинам реки Урал и её притока Бексая.

С точки зрения транспортной инфраструктуры, территория обладает удобным расположением. Через неё проходят железнодорожная линия, соединяющая Атырау с Астраханью, а также несколько автодорог республиканского значения, включая трассы на Ганюшкино и Уральск, имеющие твёрдое дорожное покрытие. Вдоль железнодорожных путей проложены линии электропередачи, водопровод и коммуникационные сети, обеспечивающие необходимое инженерное обеспечение.

Рельеф местности представляет собой низменную равнину, которая постепенно поднимается с юга на север. Абсолютные высоты варьируются примерно от –27 до –23 метров над уровнем моря. Исторически южная часть района была затоплена водами Каспийского моря, в результате чего сегодня на поверхности встречаются песчаные и соляные отложения. Песчаные участки частично покрыты растительностью — кустарниками джангиля, полынью на малозасолённых почвах и солянками на более солончаковых территориях. Берега рек и озёр заросли камышом, что затрудняет проход.

Климат региона типично континентальный: зимы умеренно холодные, а летние температуры часто достигают и превышают +40 °С, со средними показателями около +26 °С. Летом часто дуют западные и северо-западные ветры, которые могут вызывать пыльные бури.

В хозяйственной деятельности региона доминирует животноводство с использованием обширных пастбищных угодий. В долине реки Урал развиты орошаемые участки, где практикуется поливное земледелие.

Район испытывает существенный дефицит пресной воды. Естественные источники питьевой воды отсутствуют, поэтому водоснабжение возможно преимущественно за счёт подвоза с реки Урал. Для технических нужд применяются водоёмы с высокой минерализацией — засолённые озёра, а также оросительные каналы и арыки.

благоприятная геологическая обстановка для аккумуляции углеводородов, что послужило основанием для детального изучения площади и бурения поисково-разведочных скважин.

История изучения площади Самал начинается с проведения геологоразведочных работ с применением гравиразведки и сейсморазведки были получены первые данные о тектоническом строении района. В дальнейшем метод отражённых волн (МОВ) позволил уточнить строение солянокупольных структур и выявить перспективные ловушки углеводородов.

Первые геофизические исследования, проведённые нами в районе Самалской структуры, подтвердили наличие соляной структуры с плоской вершиной и крутым северным склоном. Дополнительные сейсмопрофилирования позволили построить структурные карты и определить морфологически выраженную ловушку углеводородов, которая впоследствии получила название Самал.

В ходе бурения поисковых и разведочных скважин были вскрыты отложения пермо-триаса, кунгура и триаса. В результате геофизических исследований была подтверждена нефтегазоносность десяти горизонтов пермо-триаса, которые были схожи с данными рядом прилегающих месторождений. Особый интерес представлял горизонт Т-IV, в котором был предположен продуктивный пласт.

Для уточнения геологического строения площади нами были проведены детальные сейсмические исследования, в ходе которых составлены структурные карты, отображающие кровлю и подошву соляного карниза по ключевым отражающим горизонтам. Эти исследования позволили подтвердить наличие благоприятных условий для накопления углеводородов в надсолевых отложениях и определить оптимальные точки для дальнейшего построения поисково-разведочных скважин.

Разрез месторождения включает в себя надсолевые отложения пермо-триаса (субкарнизный триас), кунгура, триаса и четвертичного возраста. Мощность осадочного чехла варьируется от 200 до 1000 м. Субкарнизные пермо-триасовые породы представлены глинистыми и песчаниками, а также песками и мергелями, а отложения соляного карниза сложены гипсо-ангидритовыми породами и галитом.

1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

На геологическом объекте Самал по геофизическим данным были выявлены отложения от пермотриасового до четвертичного возраста включительно, в том числе отложения кунгурского яруса нижней перми(соль), которые внедряется в отложения пермотриаса в виде карниза.

Ниже проводится литологическое описание вскрытого разреза, основанное на изучении каротажного материала. Палеонтологические исследования на площади не проводились.

Пермско-триасовая система-РТ

В настоящее время деление верхнепермских и триасовых отложений затруднительно, в этой работе отложения верхней перми и триаса не расчленяются, а рассматриваются как нерасчлененный пермотриас.

Пермотриас РТ (под карнизом)

Под соляным карнизом, осложняющим склон соляного перешейка выявлена морфологически хорошо выраженная ловушка, благоприятная для аккумуляции углеводородов.

В строении подкарнизовых пермотриасовых отложений участвуют глины и песчаники, среди которых встречаются прослои алевролитов, песка, мергелей.

Глины преимущественно бурые и красноватые, обычно уплотненные, слабослюдистые, иногда с прослоями алевролита.

Песчаники серые до темно-серых, алевроитистые с прослоями глин, слюдистые, сцементированные.

Алевролиты серые, глинистые, слюдистые, сцементированные.

К подкарнизным отложениям пермотриаса приурочены продуктивные горизонты РТ-IV, РТ-V, РТ-VI-A, РТ-VI-B, РТ-VII, РТ-VIII, РТ-IX и РТ-X.

Вскрытая толщина подкарнизовых пермотриасовых отложений изменяется от 136м до 1850м.

Кунгурский ярус (Р_{1к})

Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении, являются отложения кунгурского яруса. Представлены гидрохимическими осадками – белой кристаллической солью, а также сульфатными – ангидритами, реже гипсами, с прослоями известняков, доломитов и глинистых пород.

Вскрытая толщина соленосной толщи кунгурских отложений в пределах карнизной ее части изменяется от 125м до 1136м.

Пермотриас РТ (над карнизом)

Литологически разрез представлен глиной темно-серой, зеленовато-серой, плотной, известковистой, с прослоями алевролитов, чередующихся пачками песков и песчаников зеленовато-серых с подчиненными прослоями алевролитов серых и зеленовато-серых глин.

Вскрытая толщина пермотриасовых отложений колеблется от 114м до 263м.

Юрская система - J

Отложения юрской системы вскрыты и представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижнеюрский отдел – J₁

Литологически разрез представлены серым, разномерным, полимиктовым песком и песчаником с прослоями глин, содержащих растительные остатки и включением кремневой гальки в основании.

Вскрытая толщина нижнеюрских отложений по скважинам колеблется в пределах от 51м до 95м.

Среднеюрский отдел – J₂

Разрез средней юры литологически представлен чередованием глинистых и песчано-алевритовых пород. Пески зеленовато-серые и темно-бурые, реже серые. Песчаники светло-серые, темно-серые, мелко-среднезернистые, алевритистые, крепкоцементированные. Глины серые, темно-серые, известковистые, алевритистые с включениями растительных остатков.

Толщина среднеюрских отложений колеблется от 250м до 872м.

Верхнеюрский отдел – J₃

Верхнеюрские отложения залегают в периферийной части структуры. Разрез представлен чередованием темно-серых, известковистых, песчанистых глин, глинистых известняков и мергелями зеленовато-серого цвета с обломками фауны.

Толщина отложений меняется от 2м до 163м.

Меловая система – K

Меловая система представлена двумя отделами: нижним и верхним. В разрезах вскрыты отложения неокомского, аптского и альбского ярусов.

Нижнемеловой отдел – K₁

Неоком (K_{1ne}) в нижней части представлен отложениями зеленовато-серых глин, с прослоями плотных песчаников.

В верхней части – переслаивание темно-серых, черных, жирных глин и зеленовато-серых, слюдистых песчаников.

Толщина неокомских отложений изменяется от 43м до 134м.

Аптский ярус – K_{1a}

Осадки аптского возраста со стратиграфическим несогласием залегают на неокомских отложениях. Литологически представлены глинами темно-серыми, почти черными, жирными, с прослоями мергелей, песков и песчаников.

Толщина аптских отложений изменяется от 78м до 130м.

Альбский ярус – K_{1al}

Альбские отложения литологически представлены однообразными глинами темно-серого почти черного цвета, известковистые. Содержат обломки фауны и обуглившихся растительных остатков. В глинах встречаются небольшие гнездообразные скопления и линзы алеврита. Прослои песчаников очень редки и маломощны. Они, в основном, известковистые, очень плотные и крепкие.

Толщина альбских отложений колеблется от 63м до 279м.

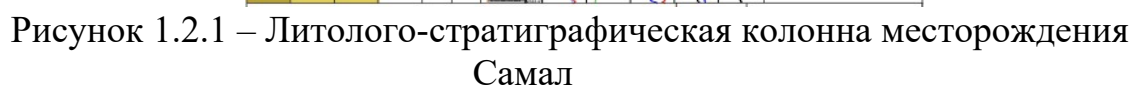
Верхнемеловой отдел – K₂

Верхнемеловые отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на альбских осадках.

Литологический состав в нижней части яруса представлен глиной темно-серой, плотной, с прослоями мелкозернистых песков и песчаников, обугленные растительные остатки.

В верхней части – чередование зеленовато-серого мергеля и белого писчего мела.

Толщина отложений меняется от 13м и до 77м.



Неоген + четвертичная система (N+Q)

Отложения в нижней части представлены глинами темно-зелеными и серыми, плотными, с прослоями песков и песчаников.

В верхней части – глины коричневато-бурые, темно-серые и мергели.

Толщина неоген-четвертичных отложений меняется от 100м до 220м.

1.2 Тектоника

В тектоническом отношении площадь работ располагается в южной части Прикаспийской впадины. По данным региональных геофизических исследований фундамент додевонского возраста в этом районе погружается от борта впадины к ее центральной части на север.

Осадочные отложения юга Прикаспийской впадины суммарной мощностью около 16000 м представлены подсолевым, соленосным и надсолевым мегакомплексами.

Подсолевой комплекс палеозоя изучен еще недостаточно. В региональном плане поверхность подсолевых отложений (П1) по данным сейсморазведки моноклинально погружается на север с отметки –6000 м до –6800 м и осложнена рядом крупных поднятий и сводов (Астраханский свод, Северо-Каспийское поднятие, Приморское поднятие и др., рис.1.3.1).

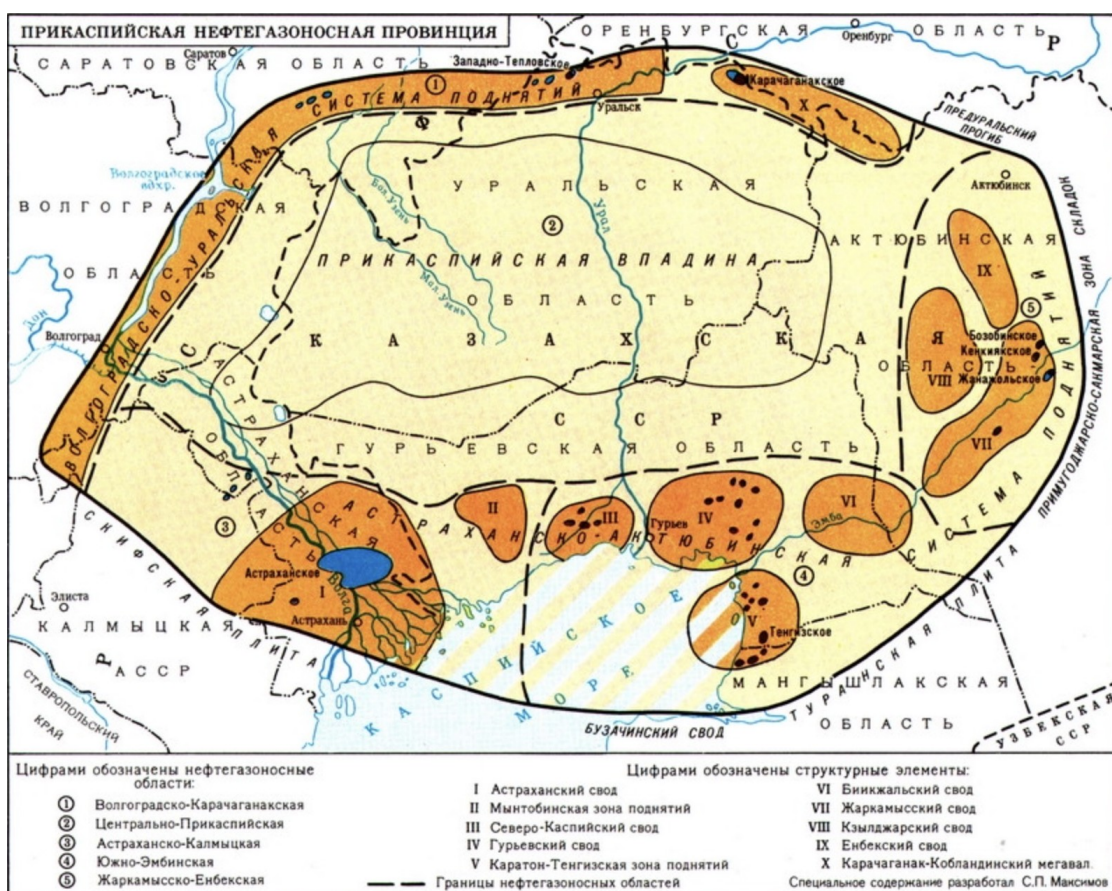


Рисунок 1.3.1 – Тектоническая схема

В толще подсолевых отложений прослеживается также отражающий горизонт П2. Бурением он не вскрыт, и стратификация его не ясна.

Соленосный комплекс кунгурского возраста распространен по всей территории исследований. Пластическое перераспределение соли обусловило широкое развитие солянокупольных структур, разделенных межкупольными зонами и соединяющихся между собой соляными перешейками. Мощность соляной толщи изменяется в широких пределах и достигает 5–6 тыс. м. В отдельных межкупольных зонах, по данным ряда исследователей, соленосные отложения возможно отсутствуют. По отражающему горизонту VI (поверхность соли) соляной купол имеет в плане эллиптическую форму с плоской вершиной, характеризуется асимметричным строением крыльев и отмечается подъем соли на северо-восток от -1400 м до -400 м [1].

Надсолевой комплекс включает отложения триаса, юры, мела и кайнозоя. Общая мощность комплекса в некоторых межкупольных зонах достигает 5–6 тыс. м и более. Значительная часть ее принадлежит пермтриасу, а в некоторых мульдах палеогену и неогену.

Надсолевые отложения, вследствие интенсивного проявления соляной тектоники, образуют купола, осложненные обилием разрывных нарушений. Формирование куполов в мезозое характеризуется наличием перерывов в осадконакоплении и размывов. Вследствие этого в сводах куполов нередко отмечается резкое сокращение мощности надсолевых отложений и образование плоских, столообразных вершин у соляных ядер, на которые налегает непосредственно триас небольшой мощности.

Площадь расположена на участке перехода Новобогатинского соляного купола к соляному перешейку, которым он соединяется с куполом Камышитовый. Перешеек имеет северо-западное простирание, юго-западный склон осложнен нависающим карнизом соли и моноклинально погружается в прилегающую мульду. Мухда в центральной части площади со всех сторон окружена соляными диапирами и заполнена отложениями пермтриаса (рис. 1.3.2). В толще пермтриаса прослеживается ряд отражающих горизонтов, воздымающихся на северо-восток в сторону карниза. Корреляция их теряется у внешней кромки соляного карниза, что обусловлено сложными сейсмогеологическими условиями и, вероятно, значительными углами наклона.

По сейсмическим данным в подошве соляного карниза формируется вогнутая, замкнутая поверхность, которая образует, как под колпаком, ловушку, возникающую вследствие антиклинального залегания подошвы соляного карниза. Толща пермтриасовых пород, расположенная ниже карниза соли, несогласно примыкает к нему под углом 16°. Пласты имеют залегание, близкое к моноклиальному, и в присводовой их части приурочены небольшие залежи нефти, экранируемые подошвой соляного карниза. В результате проведенных буровых и каротажных работ выявлено 10 подкарнизных залежей нефти.

По данным сейсмических исследований МОГТ 2Д по отражающему горизонту Т2 (кровля среднего триаса) в пределах надкарнизной части

закартированы поднятия, неизученные бурением: северо-западное и юго-восточное. Поднятия контролируются тектоническим нарушением субширотного простирания с юга, а с северо-востока экранируются соленосной толщей кунгурского яруса (рис. 1.3.3). Размеры ловушки юго-восточного участка по замкнутой изогипсе -1200 м составляют порядка $1,2 \times 3,5$ км, при амплитуде поднятия свыше 100 м. Размеры северо-западного купола по замкнутой изогипсе -1300 м составляют порядка $1 \times 3,5$ км, при амплитуде поднятия 40 м.

По данным сейсмических исследований МОГТ 3Д по отражающему горизонту T2 (кровля среднего триаса) в пределах надкарнизной части закартировано юго-восточное поднятие, тогда как северо-западное поднятие выражено слабо и не представляет геологического интереса (рис. 1.4.3).

На юго-восточном участке пробурены скважины, которые подтвердили продуктивность надкарнизных отложений среднего триаса (рис. 1.3.4, 1.3.5) и внесли некоторые изменения в геолого-структурную модель.

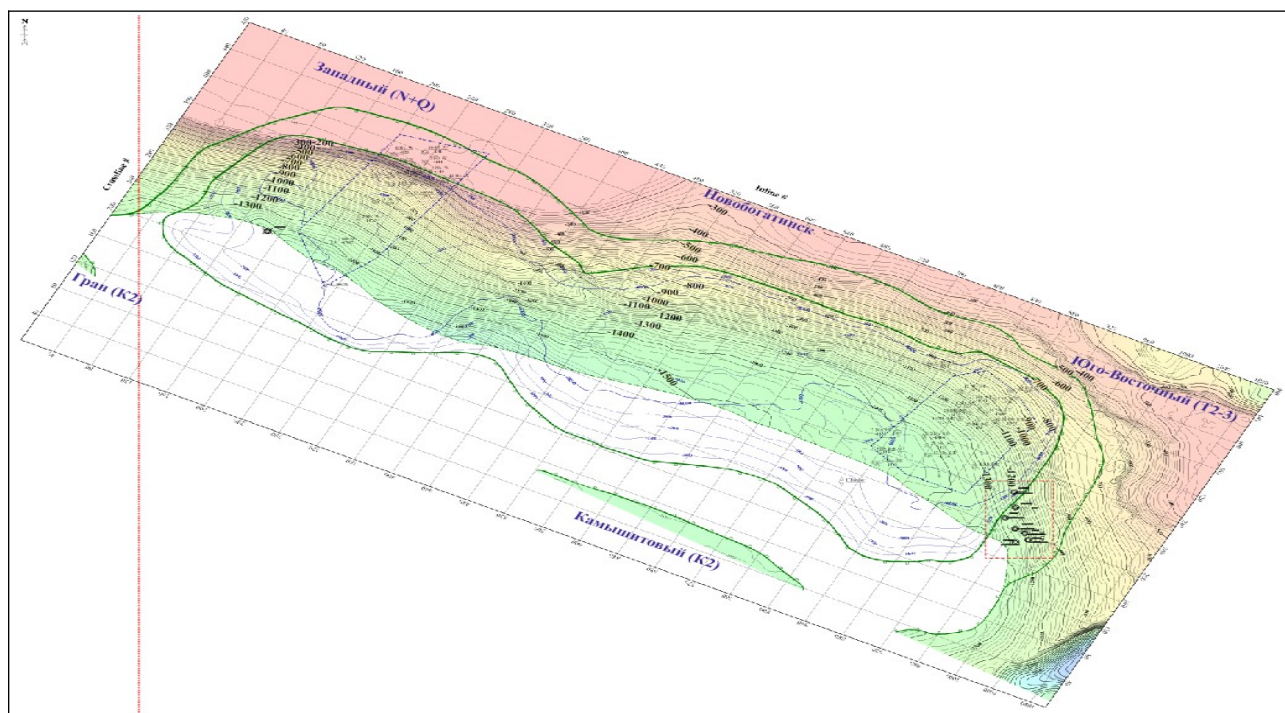


Рисунок 1.3.2 - Структурная карта по отражающему горизонту VI – поверхность соли

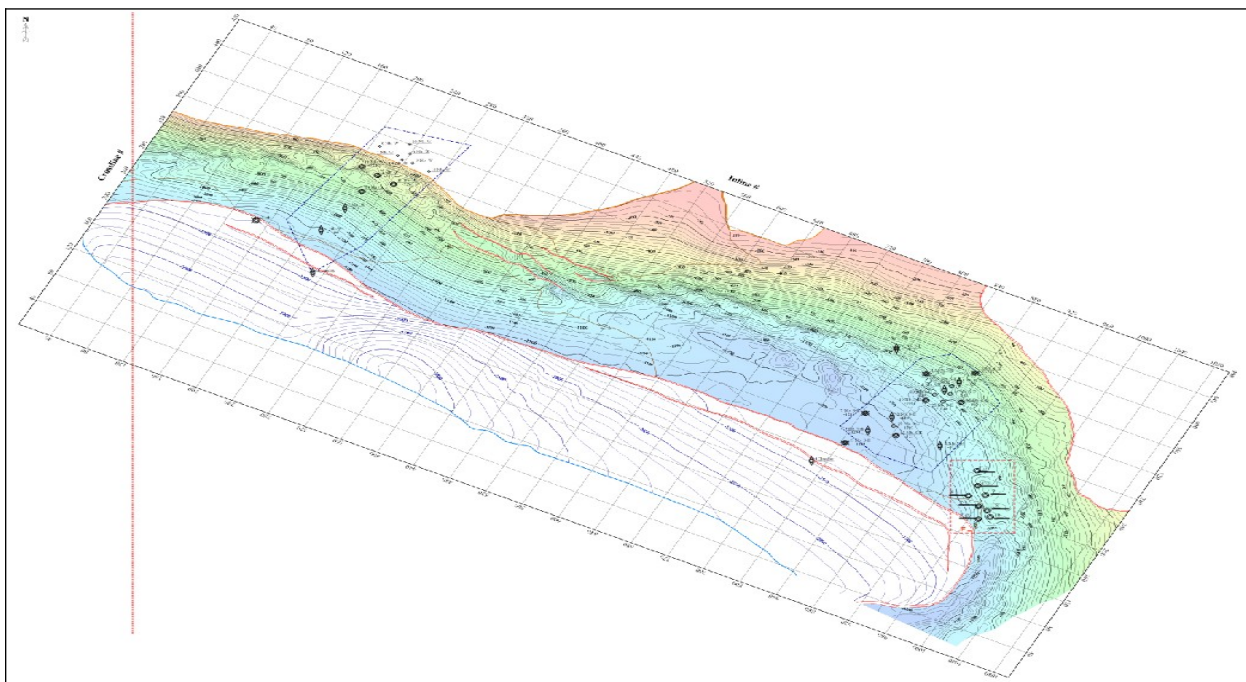


Рисунок 1.3.3 - Структурная карта по отражающему горизонту T2 – кровля отложений среднего триаса

34

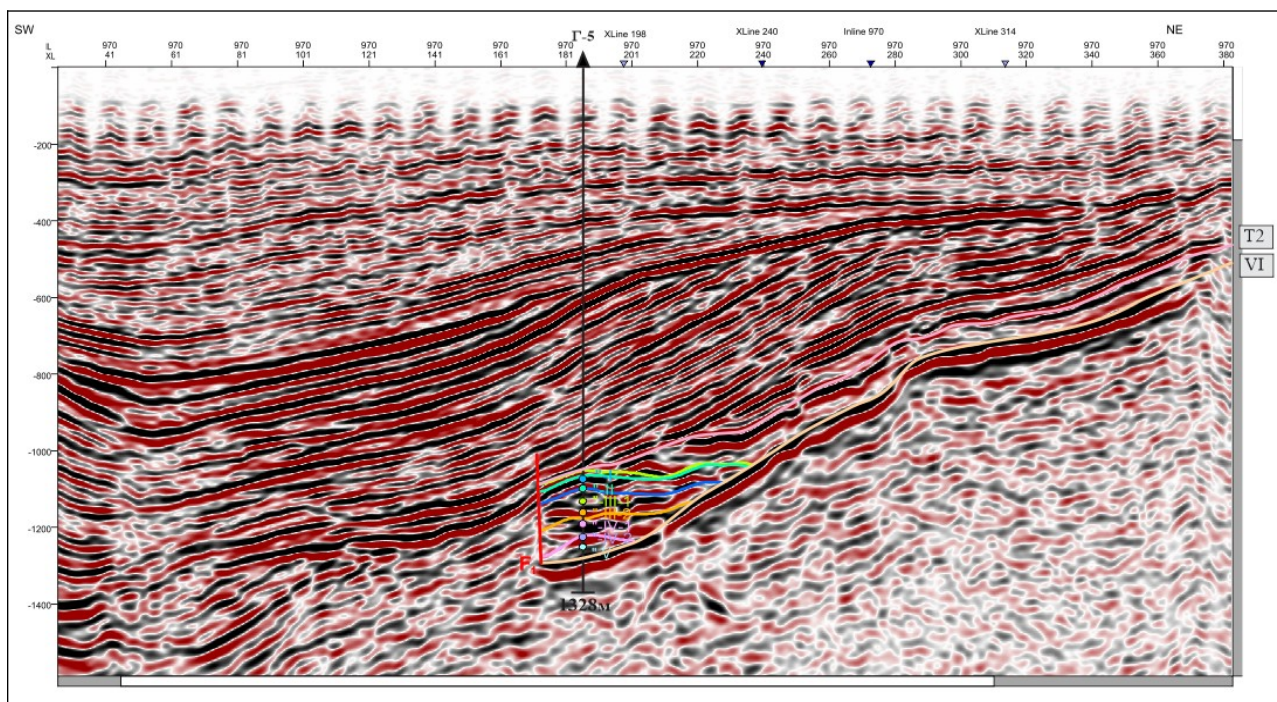


Рисунок 1.3.4 - Временной разрез по линии InLine 970 - продуктивность надкарнизных отложений среднего триаса

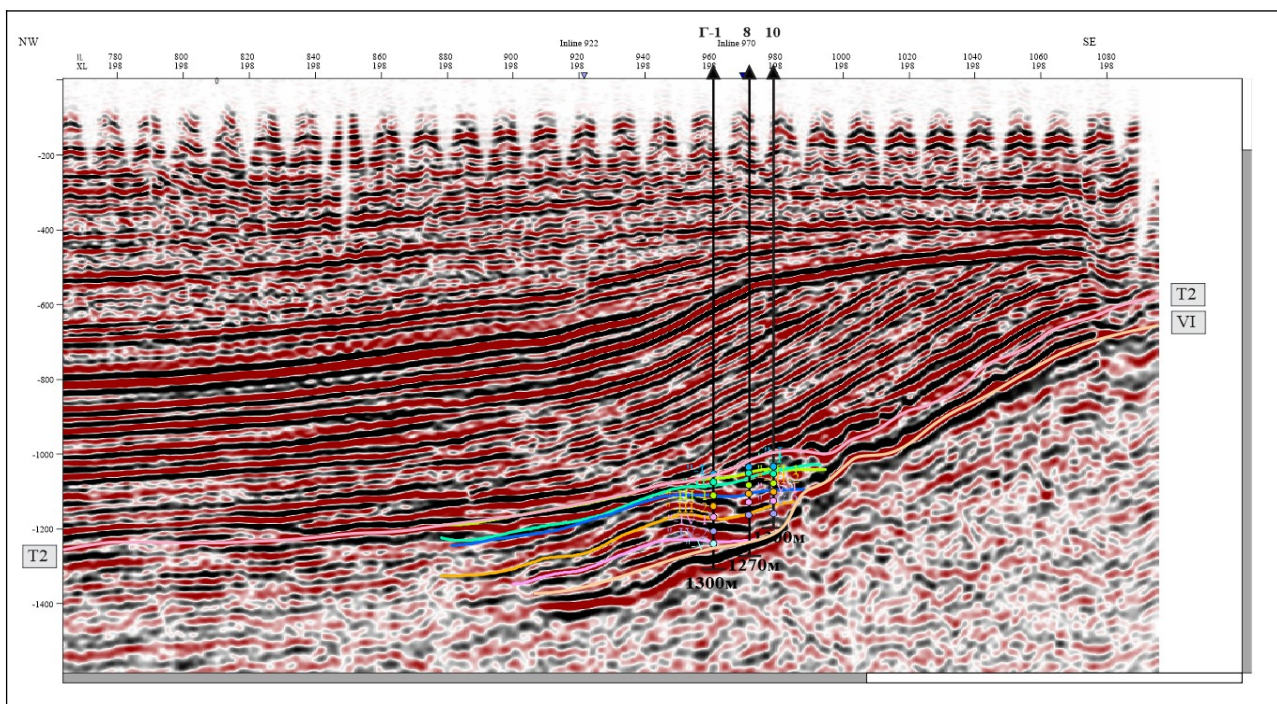


Рисунок 1.3.5 - Временной разрез по линии XLine 198 - продуктивность надкарнизных отложений среднего триаса

1.3 Нефтегазоносность

В Южном борту Прикаспийской синеклизы нефтегазоносность установлена в подсолевом и надсолевом мегакомплексах отложений. Точно также на проекте разведки Самал по геофизическим данным было выявлено три отдельных обособленных поднятия: Юго-восточное поднятие, к которому приурочено рассматривая площадь и новые перспективные поднятия – Центральное и Западное.

Триасовые и верхнепермские отложения близки в литолого-фациальном отношении, так как обстановка накопления на данном участке в начале триасового периода была в большой степени унаследована от позднепермского времени и поэтому на нашей площади они выделяются как единая толща под названием «пермотриас» [2,3].

Юго-восточное поднятие, к которому приурочено геологоразведочная площадь Самал, осложнено тектоническими нарушениями и делится на 6 блоков.

Полученные данные позволили уточнить геологическое строение залежей, положение водонефтяных контактов и основные подсчетные параметры.

Пласты коллекторы продуктивных горизонтов литологически представлены песками, алевроитами и песчаниками, различной степени сцементированности.

Все залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, экранированные тектоническими нарушениями и подошвой соляного карниза.

Основные нефтегазоносные горизонты приурочены к пермотриасу и разделены на блоки, характеристика для каждого горизонта приводится ниже:

PI-IV пермотриасовый горизонт

По геофизическим данным в северной части исследуемой структуры выявлены признаки нефтенасыщенности, приуроченной к данному горизонту. Залежи предполагаются пластовыми, сводовыми, экранированными подошвой соляного карниза и тектоническими нарушениями.

Средняя общая толщина горизонта составляет 26,1 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют от 6,0 до 35,7 м. Коэффициент расчленённости пласта составляет от 2 до 10, песчанистость — от 0,23 до 0,89 (в среднем 0,53).

PT-V пермотриасовый горизонт

К горизонту приурочены нефтяные залежи, которые получили развитие в северной и южной частях. По типу природного резервуара залежи нефти пластовые, сводовые, экранированные подошвой соляного карниза и тектоническими нарушениями.

Средняя общая толщина горизонта составляет 48,4м; эффективные нефтенасыщенные толщины колеблются от 7,6 м (скв.22) до 50,1м (скв.23). Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 3-16; коэффициент песчанистости в пределах 0,2-0,8, в среднем 0,5.

PT-VI пермотриасовый горизонт

По результатам интерпретации геофизических данных установлено, что изучаемый горизонт прослеживается в северной и южной частях структуры. В его составе, на основании разности флюидных контактов, выделены два самостоятельных нефтяных пласта — А и Б.

Средняя общая толщина пласта А составляет 26,4 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют от 2,7 до 24,1 м. Коэффициент расчлененности пласта находится в диапазоне 1–6, песчанистость — от 0,04 до 0,92, в среднем — 0,5.

Залежи нефти по характеру природных резервуаров предполагаются пластовыми сводовыми, экранированными как тектоническими нарушениями, так и литологическими факторами.

По геофизическим исследованиям в пределах структуры выделен пласт Б, приуроченный к нефтяным залежам. Средняя общая толщина пласта составляет 18,3 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют от 0,8 до 19,1 м. Коэффициент расчленённости изменяется в пределах 1–6, коэффициент песчанистости — от 0,04 до 0,98, в среднем — 0,46.

PT-VII пермотриасовый горизонт

Средняя толщина горизонта составляет 31,4м; эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют от 2,3м до 28,5м. Коэффициент

расчлененности варьирует в пределах 1-8, в среднем 3,5; коэффициент песчаности в пределах 0,1-0,9, в среднем 0,4.

Залежи пластовые и литологически ограниченные.

РТ-VIII пермотриасовый горизонт

Средняя толщина горизонта составляет 32,5м; нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,7м до 28,1м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1-10, в среднем 3,2; коэффициент песчаности в пределах 0,06 - 1, в среднем 0,41.

Залежи пластовые, литологически ограниченные.

РТ-IX пермотриасовый горизонт

Средняя общая толщина горизонта составляет 30,6 м; эффективные нефтенасыщенные толщины колеблются от 5м до 32,7м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1-4; коэффициент песчаности в пределах 0,1-1,3, в среднем 0,5.

Залежи пластовые.

РТ-X пермотриасовый горизонт

Средняя общая толщина горизонта составляет 52,4м, эффективные нефтенасыщенные толщины колеблются от 3,3м до 45,1м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1-7, в среднем 3,1. Коэффициент песчаности в пределах 0,1-0,8, в среднем 0,4.

Залежи пластовые, литологически ограниченные водоупорными породами.

1.4 Гидрогеологическая характеристика

Исследуемый объект Самал входит в Прикаспийский гидрогеологический бассейн. Поверхность характеризуется наличием соляных озёр и пересыхающих речек, а грунтовые воды залегают на глубине 2–4 м.

Специальные гидрогеологические исследования водоносных горизонтов пермотриасовых отложений не проводились. В связи с нехваткой данных, характеристика водонапорных систем и физико-химические свойства пластовых вод дополнены по аналогии с месторождениями Сазанкурак, Забурунье и С. Балгимбаев.

В пределах месторождения предполагаются водоносные комплексы неогеновых, нижнемеловых, юрских и пермотриасовых отложений. Основными водовмещающими породами являются серые слабоуплотнённые пески и песчаники.

Наибольшей водообильностью характеризуются альбские, среднеюрские и нижнеюрские горизонты. Воды среднеюрских горизонтов, вскрытые на месторождении Сазанкурак, имеют дебит от 1,36 до 4,05 м³/сут при пластовом давлении 6,9 МПа. Водоносные горизонты альб-сеноманского и аптского комплексов наиболее изучены на соседних участках, где глубина их залегания варьируется от 100 до 398 м.

Пластовые воды пермотриасовых горизонтов относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией 215,4–294,7 г/дм³. Воды характеризуются высокой жёсткостью (до 595 мг-экв/дм³), низкой метаморфизацией и повышенной плотностью (1,147–1,197 г/см³). Среда варьирует от кислой (рН = 4,3) до щелочной (рН = 8,3). Присутствуют йод (до 10,6 мг/дм³) и бром (до 157,2 мг/дм³).

Пластовые воды средней юры и нижнемела представлены крепкими рассолами хлоркальциевого типа. Минерализация вод нижнеюрского горизонта составляет 255,5 г/дм³, а неокома — 263,6 г/дм³. Воды альб-сеноманского горизонта имеют минерализацию 127,2 г/дм³, сульфатный состав и низкую степень метаморфизации.

Попутные воды месторождения непригодны для промышленных и бальнеологических целей из-за отсутствия кондиционных микрокомпонентов. Возможным является их использование для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления. Воды обладают высокой коррозионной активностью и агрессивны к бетону и стали.

2 Сравнительный анализ геологического строения, нефтегазоносности надсолевых и подсолевых отложений локального поднятия Самал (Специальная часть)

Локальное поднятие Самал расположено в южной части Прикаспийской синеклизы и характеризуется сложным строением соляного купола. Особенностью является наличие карниза соли, по геофизическим данным выделяются перспективные нефтегазоносные горизонты. В данной работе проведен сравнительный анализ тектоники, нефтегазоносности, литологии, гидрогеологии и геодинамических условий формирования надсолевых и подсолевых отложений.

2.1 Прогнозные критерии перспектив нефтегазоносности локальной структуры Самал

Оценка перспектив нефтегазоносности локальной структуры Самал основана на комплексе геолого-геофизических данных, анализе стратиграфических, тектонических, литолого-фациальных, гидрогеологических и геохимических факторов. При прогнозе нефтегазоносности учитывается весь спектр факторов, определяющих возможность генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в пределах изучаемой территории. Основными критериями, определяющими перспективы нефтегазоносности исследуемой структуры, являются:

- Сравнительная характеристика тектонического строения надсолевого и подсолевого комплексов

Исследуемая площадь Самал расположена в пределах южного борта Прикаспийской синеклизы и характеризуется активным развитием соляной тектоники. Геологическое строение района определено наличием крупных соляных структур и сложной системой разломов, оказывающих влияние на формирование как подсолевых, так и надсолевых ловушек. Характерной особенностью соляной тектоники южного борта является наличие карнизов и козырьков на склонах соляных тел. Борты соляных мульд характеризуются крутыми углами падения и заливообразными формами, внутри которых при наличии пористых коллекторов и эффективных покрышек могли формироваться ловушки. Предполагается, что газовые залежи, локализованные в нижнетриасовых отложениях, имеют вторичное происхождение и связаны с миграцией углеводородов из подсолевых комплексов. Аналогичный характер распределения газа наблюдается и на близлежащих месторождениях, что подтверждает общность генезиса и миграционных путей. Об этом свидетельствует как геометрия залежей, так и изотопный состав углеродов, схожий с подсолевыми газами на соседних площадях Южного борта Прикаспийской впадины [4].

Согласно тектоническому районированию, площадь Самал входит в Астраханско-Актюбинскую зону поднятий. Региональная структура характеризуется моноклиальным погружением подсолевого комплекса в северном направлении с отметок -6000 до -6800 м. Данное погружение осложнено рядом антиклиналей и сводов, среди которых выделяются Астраханский свод, Северо-Каспийское и Приморское поднятия.



Рисунок 2.1.1 - Схема тектонического строения района работ с соляными куполами и линейными разломами

Для того, чтобы провести сравнительный анализ тектонического строения, нам следует разобраться в особенностях развития надсолевого и подсолевого комплексах и в их особенностях.

Надсолевой комплекс в районе Самал развит в пределах междупольных прогибов и зон, находящихся на склонах соляных структур. Он характеризуется большей тектонической нарушенностью, особенно вблизи карнизов соли. В толще надсолевых отложений фиксируются нарушения, вызванные вторичным поднятием соли и сдвиговыми деформациями. Структуры надсолевого комплекса преимущественно представлены локальными сводами, экранированными тектоническими нарушениями и выступами соли. Достоверная привязка горизонтов затруднена из-за фрагментарной корреляции, обусловленной высокими углами наклона. (Рисунок 2.1.1)

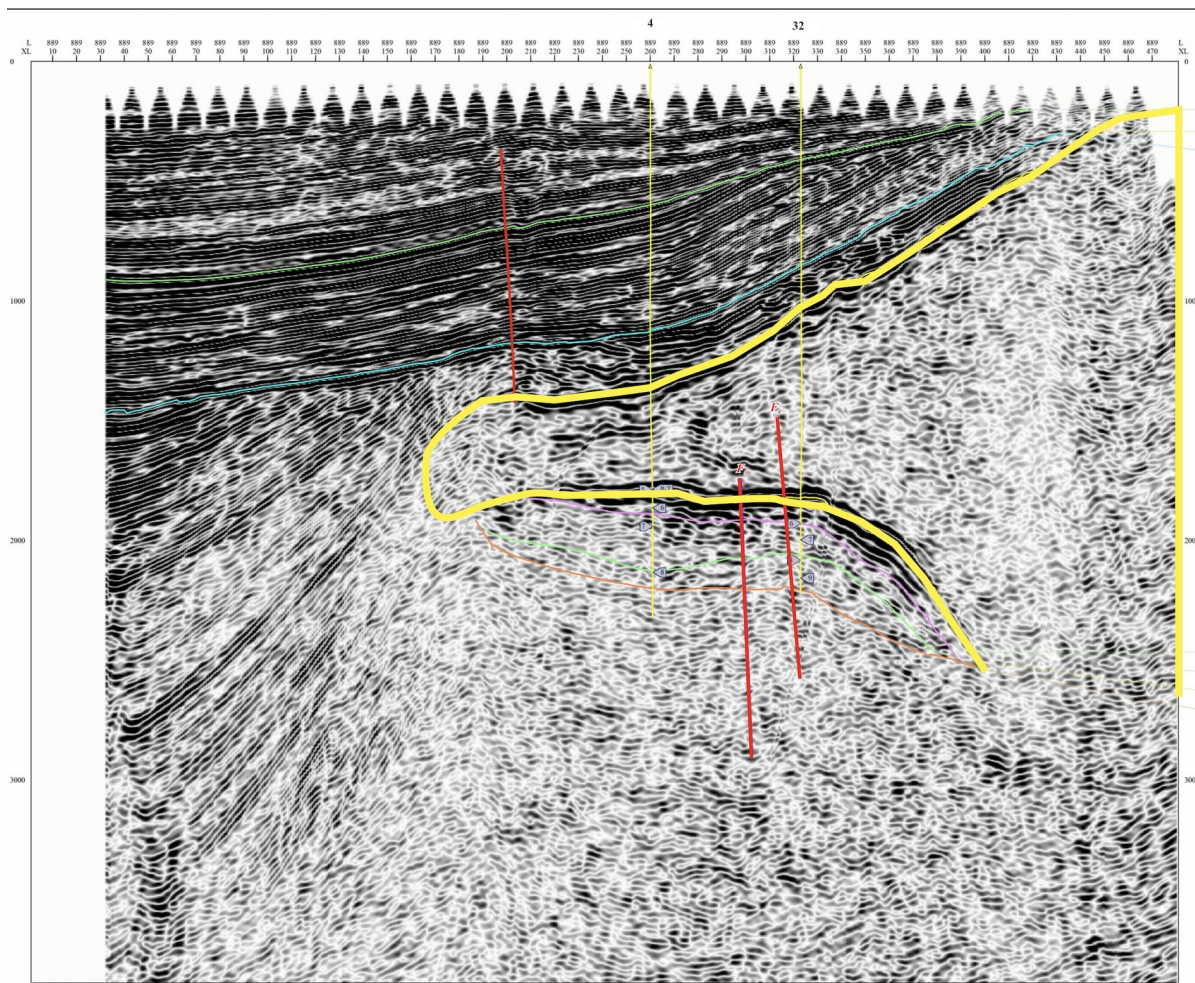


Рисунок 2.1.2 - Сейсмический разрез с выделением карниза для локальной структуры Самал

Подсолевой комплекс характеризуется более монолитной структурой, меньшей тектонической нарушенностью и относительно устойчивой стратиграфией. Залежи нефти приурочены к подкарнизным зонам, примыкающим к выступающим частям соляного тела. Продуктивные горизонты прослеживаются лучше, чем в надсолевом комплексе, что обусловлено меньшими углами наклона и однородностью пород. Основные ловушки формируются за счёт изгибов слоев вблизи подошвы соляного карниза.

Таблица 1 - Сравнительная характеристика тектонического строения надсолевого и подсолевого комплексов

Критерий	Подсолевой комплекс	Надсолевой комплекс
Тип структур	Своды, экранированные карнизом соли	Локальные своды, сдвиги и блоки
Тектонические нарушения	Умеренная	Высокая
Связь с соляными телами	Непосредственное примыкание	Перекрытие и фланговая экранировка
Геометрия ловушек	Сводовые и экранированные	Сводовые, экранированные и тектонические
Условия корреляции	Устойчивая корреляция по ГИС и сейсмике	Прерывистая корреляция, сложность трассировки
Устойчивость отражающих горизонтов	Высокая	Снижается вблизи куполов и карнизов
Потенциал локализации залежей	Высокий в подкарнизных зонах	Местный, зависит от экранирования

Таким образом, тектоническая обстановка определяет различия в структуре, типах ловушек и степени изученности подсолевого и надсолевого комплексов. Подсолевые ловушки имеют более стабильную геометрию и перспективны в подкарнизных участках. Надсолевые же, несмотря на сложные условия корреляции, также обладают потенциалом, особенно в зонах тектонических экранирований и локальных структур, контролируемых выступами соли.

Оба комплекса требуют комплексного подхода к разведке, учитывающего геофизические и тектонические данные.

- Литофациальная характеристика: наличие коллектора и надежной покрышки подкарнизной и надкарнизной толщи

Литологический состав коллекторов в подсолевом и надсолевом комплексах существенно различается. В подсолевом комплексе преобладают карбонатные породы — известняки и доломиты, часто трещиноватые и подвергшиеся различным диагенетическим процессам (доломитизация, стилолитизация), что обуславливает развитие как первичной, так и вторичной пористости. В надсолевом комплексе основными коллекторами являются терригенные отложения — песчаники и алевролиты, формировавшиеся в условиях дельтового, прибрежно-морского и лагунного осадконакопления. Их пористость в целом выше по значению, однако проницаемость часто ниже за счёт глинистой заполненности порового пространства [5].

Фациальный облик подсолевого комплекса представлен в основном рифовыми и шельфовыми карбонатными постройками, образовавшимися в мелководной морской обстановке. Здесь также присутствуют песчаники терригенной природы в пределах дельтовых и русловых фаций, однако они имеют локальное развитие. В отличие от них, в надсолевом комплексе преобладают терригенные фации с региональным распространением — русловые, дельтовые, прибрежно-морские. Это обеспечивает большую предсказуемость и распространённость коллекторов, но зачастую при меньшем качестве по сравнению с трещиноватыми карбонатами подсолевого [6].

Коллекторские свойства различаются не только по генезису, но и по числовым характеристикам. В подсолевом комплексе пористость варьирует в пределах 5–15 %, но может значительно возрастать за счёт вторичной пористости и трещиноватости; проницаемость может достигать высоких значений в зонах разломов. В надсолевом комплексе пористость достигает 20–25 %, однако проницаемость в большинстве случаев ограничена (до 0,05 мкм²), за исключением нижеаптских песчаников, где значения проницаемости достигают нескольких мкм².

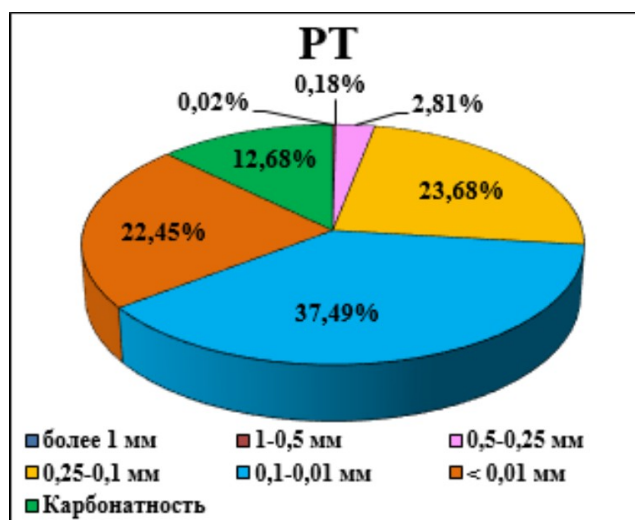


Диаграмма 2.1.1 - распределения гранулометрических фракций

Диаграмма распределения гранулометрических фракций (Диаграмма 2.1.1) показывает, что в пермтриасовых отложениях (стратиграфия) породы тонкозернистые (содержание меняется от 1,39 до 72,24%), мелкозернистые (содержание меняется от 0 до 65,7%) фракции.

Содержание глинистой фракции варьирует от 1,41 до 49,81%, карбонатность — 1,1 до 51,07%.

Сведения о фракционном составе пород использовались для изучения образования осадочных пород, для определения однородности или

неоднородности породы, сортировки обломочных зёрен, а также применялись при интерпретации материалов ГИС.

Покрышки также существенно различаются. В подсолевом комплексе они представлены мощной толщей кунгурских эвапоритов (гипсы, ангидриты, галит), формирующей высокоэффективный герметичный экран, предотвращающий вертикальную миграцию флюидов. В надсолевом комплексе покрышками служат глинистые отложения, локализованные в верхних частях продуктивных горизонтов. Хотя они обеспечивают необходимую герметичность, по эффективности уступают соляной покрышке.

Структурные условия формирования ловушек также различаются. Подсолевой комплекс характеризуется активным влиянием соляной тектоники — формированием карнизов, козырьков, куполов, которые создают условия для образования литолого-стратиграфических и структурных ловушек. В надсолевом комплексе ловушки часто приурочены к вершинам соляных куполов или погребённым межкупольным поднятиям, при этом сами межкупольные зоны остаются малоизученными.

На рисунке 2.1.3 литология представлена наглядно на планшете, где розовой заливкой окрашены зона коллекторов, светло-зеленым зона глин и синим цветом соль, голубым цветом ангидритовая толща.

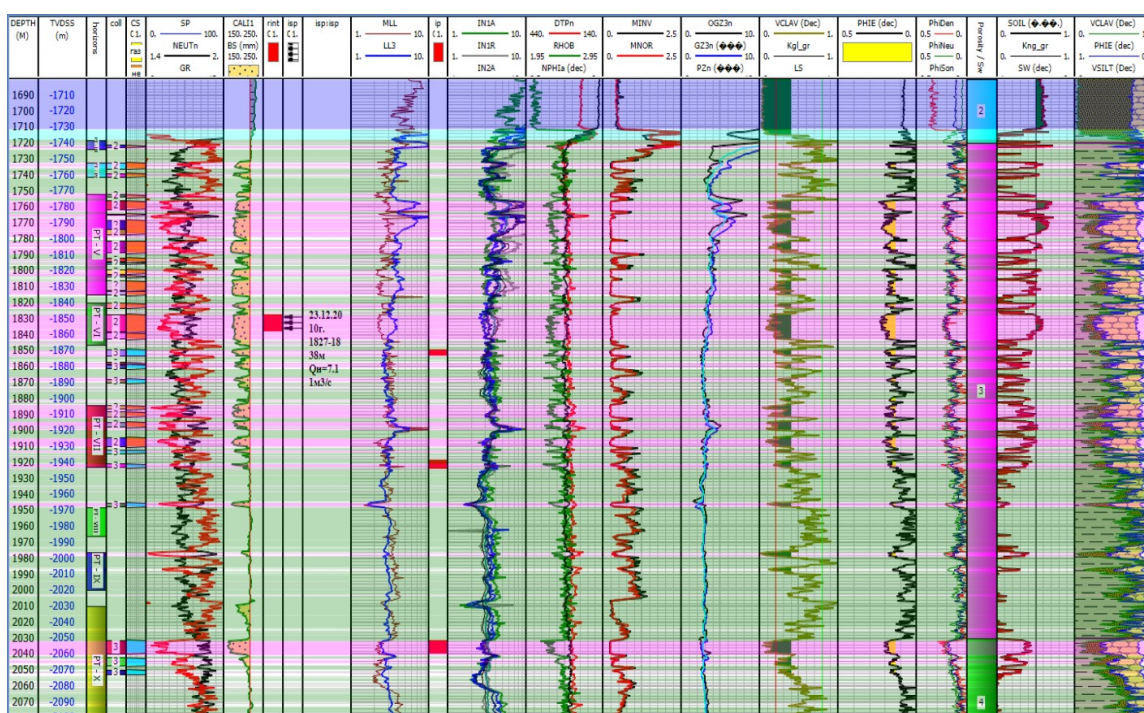


Рисунок 2.1.3 - Пример выделения коллекторов, глин и плотных участков с помощью кросс-плота.

Таблица 2 - Сравнительная характеристика литофациальной структуры надсолевого и подсолевого комплексов

Параметр	Подсолевой комплекс	Надсолевой комплекс
Тип коллекторов	Карбонатные породы (известняки, доломиты), местами трещиноватые; локально терригенные песчаники	Терригенные отложения (песчаники, алевролиты)
Пористость	5–15 %, увеличивается за счёт вторичной пористости и трещиноватости	20–25 %, выше, но часто снижена глинистым заполнением
Проницаемость	Высокая в зонах трещиноватости и разломов	До 0,05 мкм ² , в нижеаптских песчаниках — до нескольких мкм ²
Диагенетические процессы	Доломитизация, стилолитизация, растворение	Глинистое заполнение, цементация
Фациальный облик	Рифовые и шельфовые карбонатные постройки; локально — дельтовые и русловые терригенные фации	Региональные русловые, дельтовые, прибрежно-морские и лагунные фации
Гранулометрия и состав	Тонко- и мелкозернистые фракции (1,39–72,24 %); глинистость до 49,81 %; карбонатность до 51,07 %	Аналогичный диапазон гранулометрии; преобладание терригенных компонентов
Покрышка	Мощные кунгурские эвапориты (гипс, ангидрит, галит)	Глинистые отложения верхней части продуктивного разреза
Типы ловушек	Структурные и литолого-стратиграфические, сформированные в условиях соляной тектоники (купола, карнизы, козырьки)	Структурные ловушки, приуроченные к вершинам соляных куполов и межкупольным поднятиям
Пространственное распространение	Локальное, но коллекторы высококачественные	Региональное, более предсказуемое, но с менее благоприятными фильтрационно-ёмкостными свойствами

Таким образом, подсолевой комплекс отличается локализованными, но часто высококачественными карбонатными коллекторами, связанными с соляной тектоникой и трещиноватостью, а надсолевой комплекс — более широко распространёнными, но менее проницаемыми терригенными коллекторами с разнообразной фациальной принадлежностью. Герметичность в подсолевом комплексе обеспечивается мощными эвапоритами, в то время как в надсолевом — более тонкими и менее надёжными глинистыми отложениями.

- Гидрогеологические критерии. Сравнительный анализ водоносных горизонтов надсолевых, межкупольных и подсолевых комплексов

Гидрогеологическое строение исследуемого района характеризуется наличием различных водоносных комплексов, которые включают надсолевые, межкупольные и подсолевые горизонты. Гидрогеологическое строение исследуемого района представлено несколькими водоносными комплексами, включающими надсолевые, межкупольные и подсолевые горизонты. Эти комплексы различаются как по геологическому строению, так и по гидрогеохимическим характеристикам, что влияет на их водоносность и состав подземных вод.

Надсолевой комплекс, охватывающий неогеновые, нижнемеловые и юрские отложения, представлен слабо уплотненными песчано-алевролитовыми толщами, вмещающими высокоминерализованные подземные воды. Воды надсолевого комплекса в целом характеризуются более разнообразными гидрохимическими свойствами, однако при этом имеют также повышенную минерализацию, относясь, как правило, к хлоркальциевому типу с низкой степенью метаморфизации. Удельная плотность варьирует от 1,083 до 1,170 г/см³, а минерализация достигает значений до 263,6 г/дм³ (нижнемеловой горизонт). pH среда колеблется от кислой до щелочной, что указывает на значительные фациальные изменения среды. В целом, воды надсолевого комплекса демонстрируют слабую пригодность для хозяйственного или промышленного использования из-за высокой солёности и содержания микроэлементов, однако потенциально могут использоваться для обратной закачки [7,8].

Межкупольный комплекс пермтриасовых отложений, изучен менее детально, однако доступные данные указывают на его относительно слабую водообильность. Водовмещающими породами выступают мелкозернистые серые песчаники, проницаемость которых ограничена. Воды классифицируются как подошвенные и нижние краевые по отношению к залежам углеводородов. Химически они также относятся к хлоркальциевому типу, при этом обладают более высокой минерализацией (в среднем 245,1 г/дм³), высокой плотностью (до 1,197 г/см³) и значительно большей жесткостью (до 595 мг-экв/дм³). Значения pH варьируют в широком диапазоне от 4,3 до 8,3, что отражает сложность водообмена и процессы метаморфизации флюидов в глубинных условиях [9].

Подсолевой комплекс характеризуется определёнными геохимическими особенностями, которые обусловлены тектоническими и гидрогеохимическими

процессами, протекающими в недрах. В этом комплексе наблюдается опреснение рассолов в верхних горизонтах, а также повышенная концентрация йода в подсолевых водах, что может свидетельствовать о близости газоконденсатных залежей. Эти особенности подкрепляются гидрогеохимической аномальной зональностью, которая, вероятно, является результатом тектонических нарушений в разрезе карбонатных отложений. Высокие концентрации йода (15-49 мг/дм³) также подтверждают специфические условия формирования и миграции флюидов в подсолевых горизонтах.

Таблица 3 – Сравнительная гидрогеологических характеристик надсолевого, межкупольного и подсолевого комплексов

Параметр	Надсолевые комплексы	Межкупольные комплексы	Подсолевые комплексы
Стратиграфия	Неогеновые, нижнемеловые, юрские отложения	Пермотриасовые отложения	Палеозойские отложения
Тип вод	Хлоркальциевые воды с низкой метаморфизаций	Хлоркальциевые воды, более высокие минерализации	Рассолы с опреснением
Минерализация	До 263.6 г/дм ³	В среднем 245.1 г/дм ³	245-306 г/дм ³
Плотность воды	1.083–1.170 г/см ³	До 1.197 г/см ³	Не указано
Жесткость	Слабая	Высокая (до 595 мг-экв/дм ³)	Высокая йодная концентрация (15-49 мг/дм ³)
pH	От кислой до щелочной	От 4,3 до 8,3	Не указано
Водообмен и проницаемость	Разнообразные гидрохимические свойства, слабая водообменность	Ограниченная проницаемость, слабая водообильность	Высокая минерализация и плотность, слабая водоотдача
Возможности использования	Потенциально для обратной закачки	Необходимо дополнительное исследование	Потенциально полезны для изучения залежей углеводородов

Гидрогеологическое сравнение надсолевых, межкупольных и подсолевых комплексов показывает, что они существенно различаются по минерализации, водоотдаче и химическому составу. Надсолевой комплекс характеризуется высокой минерализацией и разнообразием гидрохимических свойств, но ограниченной пригодностью для использования. Межкупольный комплекс имеет высокую минерализацию и плотность вод, но слабую водоотдачу, что снижает его практическую ценность. Подсолевой комплекс, в свою очередь, демонстрирует высокие концентрации йода, что может свидетельствовать о газоконденсатных залежах, и требует дальнейшего изучения.

- Палеогеографические условия

Южный борт Прикаспийской синеклизы представляет собой зону промышленной нефтегазоносности, в пределах которой выделяются два геологически и генетически различающихся структурно-стратиграфических комплекса: надсолевой (мезозойско-кайнозойский) и подсолевой (палеозойский). По данным геофизических исследований, каждый из комплексов формировался в особых палеогеографических и тектонических условиях, что обусловило различия в литологии, строении, коллекторских свойствах и нефтегазоносности. Надсолевой комплекс, охватывающий отложения от триаса до кайнозоя, формировался в условиях активизации соляной тектоники в результате альпийского орогенеза. Эти процессы способствовали образованию куполов, мульд и экранированных структур, таких как Сарпинский прогиб и Каракульско-Смушковская зона. Глубины залегания надсолевых отложений варьируются от 800 до 2500 м.

Подсолевой комплекс охватывает отложения девона, карбона и перми и сформировался в условиях рифтогенеза позднепалеозойского этапа геодинамической эволюции региона. Его развитие сопровождалось формированием карбонатных платформ и локальных прогибов, в том числе Южно-Эмбинского поднятия и Прикаспийского рифта. Залегание подсолевых толщ фиксируется на глубинах до 7000 м. В палеогеографическом плане надсолевой комплекс формировался в условиях морских регрессий и трансгрессий, где преобладали мелководные обстановки: лагуны, дельты и эстуарии. Для этого комплекса характерны преимущественно терригенные отложения — глины, алевролиты, песчаники, с умеренным климатом и сезонными колебаниями солёности и уровня моря [10].

Подсолевой комплекс формировался в условиях активного вулканизма, шельфовых и платформенных осадконакоплений. В его составе преобладают карбонатные породы (известняки, доломиты), а также вулканогенно-осадочные формации. Климат в этот период был тёплым и влажным, что способствовало интенсивному выветриванию и переносу осадочного материала. Коллекторы надсолевого комплекса представлены пористыми песчаниками юры и мела с пористостью 12–20 %, перекрытыми эвапоритами и глинистыми покрывками. Ловушки преимущественно антиклинальные и солянокупольные. В подсолевом комплексе основными коллекторами являются трещиноватые и кавернозные

карбонатные породы, часто связанные с рифовыми постройками, перекрытыми эвапоритами и глинисто-карбонатными толщами [11]. (Рисунок 2.1.4)

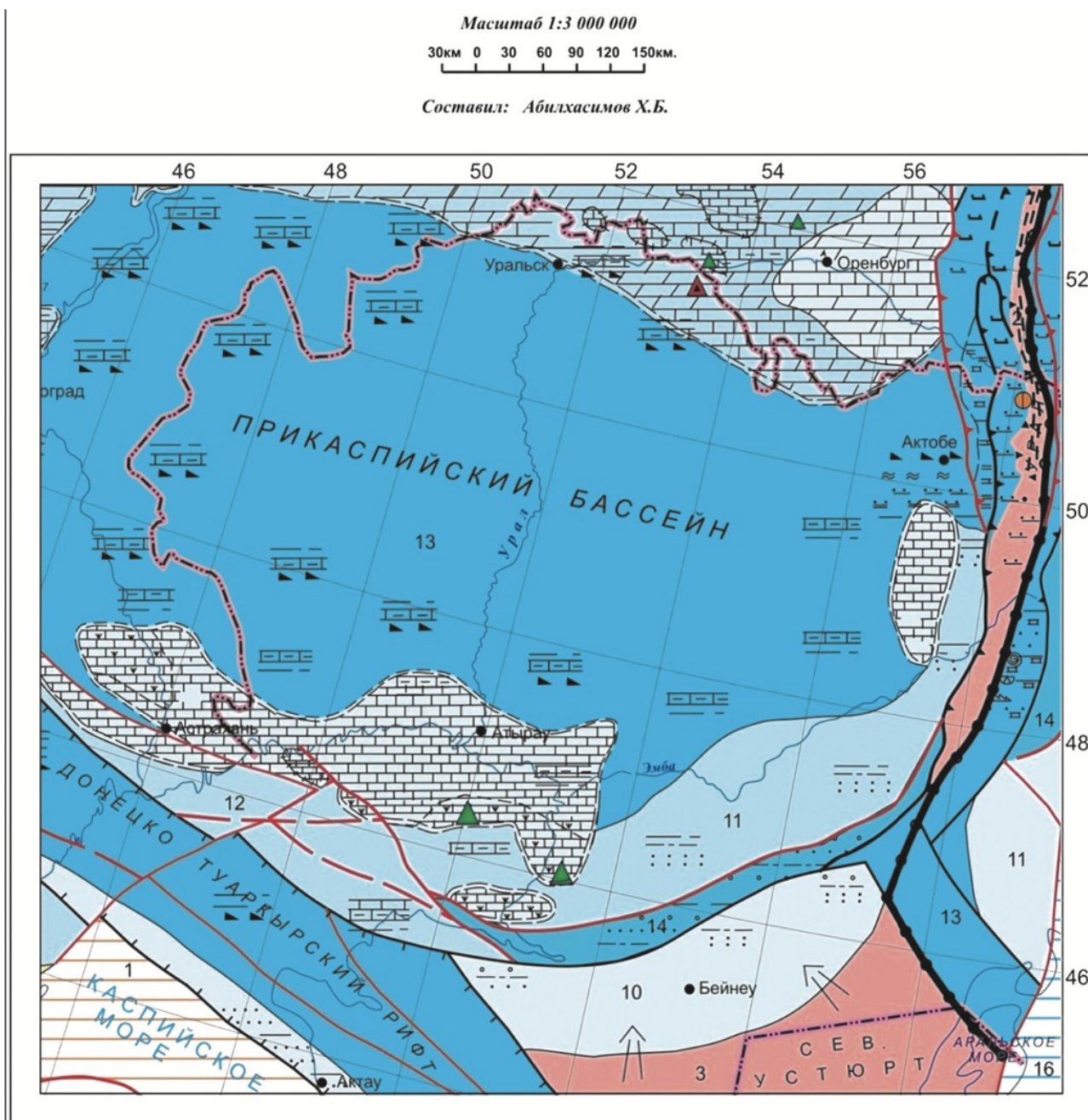


Рисунок 2.1.4 - Литолого-палеогеографическая карта позднедевонско-ранневизейского этапа (по Абилхасимову)

Нефтегазоносность надсолевого комплекса обусловлена наличием терригенных коллекторов, запечатанных надлежащими покрывками, а также благоприятными структурами, образованными в условиях соляной тектоники. В подсолевом комплексе залежи углеводородов приурочены к биогермным структурам, рифовым массивам и трещиноватым зонам в карбонатных платформах.

Таблица 4 – Сравнительная характеристика палеогеографических условий надсолевого и подсолевого комплексов

Параметр	Подсолевой комплекс	Надсолевой комплекс
Возраст	Палеозой (девон, карбон, пермь)	Мезозой – кайнозой (триас – кайнозой)
Глубина залегания	4000–7000 м	800–2500 м
Геодинамические условия	Рифтогенез позднепалеозойского этапа	Альпийский орогенез, активизация соляной тектоники
Палеогеографическая обстановка	Карбонатные платформы, прогибы, вулканизм	Мелководные условия: лагуны, дельты, эстуарии
Климат	Тёплый и влажный	Умеренный, сезонные колебания солёности
Типы отложений	Карбонаты (известняки, доломиты), вулканогенно-осадочные формации	Терригенные породы (глины, песчаники, алевролиты)
Тип коллекторов	Трещиновато-кавернозные карбонатные породы	Поровые песчаники юры и мела
Типы ловушек	Биогермные структуры, рифовые массивы, зоны трещиноватости	Антиклинальные и солянокупольные структуры
Покрышки	Эвапориты и глинисто-карбонатные породы	Эвапориты и глинистые покрышки
Механизмы генерации и миграции УВ	Локальная генерация в карбонатных платформах	Миграция через диапиры и экранирующие структуры
Нефтегазоносность	Связана с рифовыми структурами и трещиноватыми зонами	Связана с терригенными коллекторами и соляной тектоникой

Сравнительный анализ ключевых факторов демонстрирует, что формирование надсолевого комплекса контролировалось соляной тектоникой и обстановками мелководного осадконакопления, тогда как подсолевой комплекс развивался в условиях рифтогенеза и вулканизма. Надсолевые коллекторы преимущественно поровые, тогда как подсолевые — трещиновато-кавернозные. Условия генерации и миграции углеводородов также различаются: для надсолевого комплекса характерна миграция флюидов через диапиры, а для подсолевого — локальная генерация в пределах карбонатных платформ. Глубины залегания надсолевых объектов составляют от 500 до 3000 м, тогда как подсолевые находятся на глубинах 4000–7000 м. Эти различия обуславливают необходимость применения различных методов разведки и оценки ресурсов при разработке каждого из комплексов.

Таким образом, сравнительный анализ показывает, что надсолевой и подсолевой комплексы Южного борта Прикаспийской впадины сформированы в существенно различных геодинамических условиях, что определяет их литолого-фациальные особенности, структуру ловушек и потенциал нефтегазоносности.

- Геохимические критерии

Изучение геохимических свойств углеводородов является неотъемлемой частью комплексной оценки перспектив нефтегазоносности осадочного чехла и формирования представлений о типе, генезисе и зрелости флюидов. Комплексная геохимическая характеристика углеводородов способствует уточнению условий их формирования и накопления, а также позволяет проследить возможную связь между различными нефтегазоносными комплексами, особенно в условиях сложной тектоники и вертикального разреза, включающего как межкупольные, так и надсолевые отложения. При сравнении по геохимическим критериям были использованы данные по надсолевым отложениям, а также межкупольные горизонты, приуроченные к пермтриасу. Палеонтологические данные, полученные из разрезов исследуемой территории, не позволяют с достаточной точностью дифференцировать пермские отложения в соответствии с новой стратиграфической шкалой из-за слабой сохранности фаунистических остатков и их ограниченной распространённости. В связи с этим, с целью упрощения стратиграфической интерпретации, пермтриасовые толщи рассматриваются в настоящем исследовании как единый стратиграфический комплекс.

Межкупольные горизонты (РТ-IV–РТ-IX) представлены лёгкими нефтью с плотностью в пластовых условиях в пределах 0.678–0.687 г/см³ и поверхностной плотностью 0.786–0.833 г/см³. Эти значения свидетельствуют о высоком уровне зрелости органического вещества (ОВ), обусловленном термальными процессами в условиях глубокого катагенеза. Вязкость нефти в этих горизонтах низкая (0.6–0.63 мПа·с), что коррелирует с высоким газосодержанием (128.3–188.4 м³/т) и значительным объёмным коэффициентом (1.35–1.475), который указывает на насыщенность лёгкими углеводородными фракциями. Давление насыщения газа варьирует от 7.3 до 11.2 МПа при

пластовом давлении 14.1–22.9 МПа, что подтверждает устойчивость газожидкостной системы под солевым экраном [12].

В надсолевых комплексах, напротив, наблюдаются более тяжёлые нефти с поверхностной плотностью в пределах 0.80–0.95 г/см³. Это может свидетельствовать о меньшей зрелости ОВ, биodeградации или наличии терригенного органического материала. Вязкость таких нефтей находится в диапазоне от 1 до 10 мПа·с, а газосодержание редко превышает 100 м³/т, что связано с потерей части газа при миграции через соляные диапиры. Давление насыщения газа в этих комплексах, как правило, ниже, что обусловлено меньшими глубинами залегания и менее интенсивными термобарическими условиями.

Классификация нефтей

Нефти межкупольных горизонтов характеризуются низким содержанием серы, относясь к малосернистым (класс 1, 0.04–0.24 мас.%), что характерно для восстановительных морских условий формирования. В надсолевых комплексах содержание серы варьирует более широко (0.1–2%), однако чаще оно остаётся низким. По плотности межкупольные нефти классифицируются как особо лёгкие и лёгкие (поверхностная плотность 0.786–0.833 г/см³), в то время как в надсолевых отложениях преобладают нефти от лёгких до средних (0.83–0.92 г/см³).

Содержание смол в межкупольных нефтях минимально (0.86–2.17%), что подтверждает их высокую зрелость. Парафины в этих нефтях присутствуют в умеренных количествах (1.54–8.82%). В надсолевых комплексах содержание смол обычно выше (5–15%), что может свидетельствовать о меньшей степени преобразования органического вещества или окислительных процессах.

Углеводородный состав

Выход лёгких фракций, выкипающих до 300°C, в межкупольных нефтях достигает 42–71% объёма, что указывает на преобладание термально преобразованных углеводородов. Для надсолевых нефтей этот показатель находится в пределах 20–50% объёма, что может свидетельствовать о смешении с менее зрелыми флюидами или влиянии вторичных процессов, таких как биodeградация.

Предполагаемый тип органического вещества в межкупольных комплексах — кероген II типа (морской генезис), что соответствует высокому газосодержанию и выходу лёгких фракций. В надсолевых отложениях чаще встречается смешанный тип ОВ (II–III), который включает как морские, так и терригенные компоненты [13].

Таблица 5 – Сравнительная характеристика геохимических критерий межкупольного и надсолевого комплексов

Параметр	Межкупольный комплекс	Надсолевой комплекс
Плотность (поверхностная), г/см ³	0.786–0.833	0.80–0.95
Содержание серы, мас. %	0.04–0.24 (малосернистые нефти)	0.1–2 (широкий диапазон)
Содержание смол, %	0.86–2.17	5–15
Содержание парафинов, %	1.54–8.82	—
Выход лёгких фракций (< 300 °С), %	42–71	20–50
Тип органического вещества (ОВ)	Кероген II типа (морской)	Кероген II–III типа (смешанный)
Газосодержание, м ³ /т	128.3–188.4	До 100
Зрелость органического вещества	Высокая (глубокий катагенез)	Средняя, возможна биodeградация
Объёмный коэффициент	1.35–1.475	Ниже
Давление насыщения газа, МПа	7.3–11.2	Ниже

Изучение геохимических свойств углеводородов в Южном борту Прикаспийской синеклизы показало значительные различия между межкупольным и надсолевыми комплексами. Межкупольные комплексы характеризуются более высокими термальными процессами и зрелостью органического вещества, что проявляется в наличии лёгких углеводородов, низкой плотности, высоком газосодержании и значительном выходе лёгких фракций. Нефти межкупольных горизонтов имеют высокую зрелость, малое содержание серы и смол, а также высокую долю парафинов, что указывает на морской генезис органического вещества. В свою очередь, надсолевые комплексы характеризуются меньшей зрелостью углеводородов, более тяжёлыми нефтью, высоким содержанием смол и парафинов, что связано с биodeградацией и миграцией углеводородов через соляные диапиры.

3 Проект поисково-разведочных работ на площади Самал

В комплекс работ по изучению регионального геологического строения района, а также выявлению и подготовке локальных структур входили сейсмические исследования, гравиметрические исследования и геологическая съемка. Планируется постановка поисково-разведочного бурения для дальнейшего изучения региона и выявления продуктивных горизонтов. В пределах рассматриваемой территории выполнялся значительный объем разведочной геофизики, проведенной с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых отложениях и при выявлении и планируемых поисковых скважин данные были взяты с соседних месторождений, в которых были выявлены соляные купола Жанаталап, Камышитовый, Мартыши.

В целом, основные объемы сейсморазведочных работ были направлены на изучение строения надсолевого комплекса. Изучение строения подсолевого комплекса в связи с большой глубиной залегания (свыше 6000 м) проводилось попутно.

В результате сейсморазведочных работ на юго-западном склоне купола Новобогатинск, было сделано предположение о наличии соляного карниза. Также было выполнено дополнительное сейсмопрофилирование в районе предполагаемого карниза. Под соляным карнизом, осложняющим склон соляного перешейка, была предположена морфологически хорошо выраженная ловушка, благоприятная для аккумуляции углеводородов, названная Самал.

В результате переинтерпретации сейсмики была получена структурная модель подкарнизных залежей (РТ-IV-РТ-X), которая использована как основа для предположения пермотриасовых залежей. Следует отметить, что имеющиеся на сегодня сейсмические материалы не позволяют однозначно протрассировать тектонические нарушения в силу недостаточности разрешения сейсмики.

На представленной карте отображены элементы тектонического строения площади, которая выполнена по данным интерпретации геофизических исследований. (Рисунок 3.1) На данной площади поднятие представляет собой зону повышенного тектонического строения с выраженной сегментацией и потенциально благоприятными условиями для локализации залежей углеводородов.

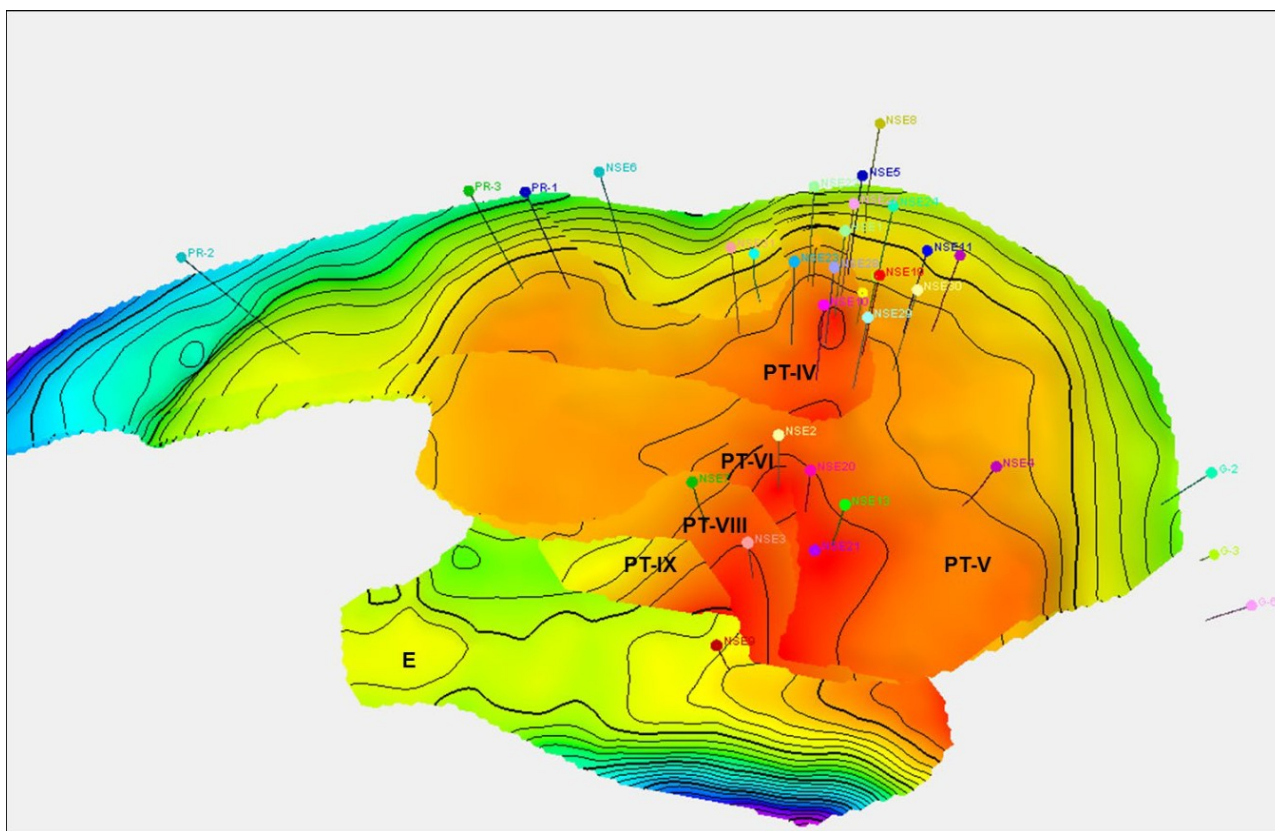


Рисунок 3.1 – Структурно-тектоническая модель юго-восточной части площади Самал

3.1 Поисково-разведочные работы на площади Самал

В рамках проектирования поисково-разведочных работ с целью выявления залежей углеводородов в подкарнизной части соляной купольной структуры Самал предусмотрено проведение поисково-разведочного бурения. Проект включает бурение с последующим выполнением комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), отбором керна, шлама и пластовых флюидов для дальнейшего лабораторного анализа, что позволит уточнить литолого-фациальные, коллекторские и флюидодинамические характеристики пород.

Проектом предусматривается бурение 3 поисково-разведочных скважин с целью изучения геологического строения структуры и выявления нефтегазоносности разреза.

Целью бурения скважин является изучение геологического строения, коллекторов и фильтрационных характеристик подземных отложений, а также главной задачей является определение продуктивного горизонта. Геолого-разведочные цели (поисково-разведочное бурение):

- Выявление нефтегазоносных горизонтов — бурение скважин для определения наличия залежей нефти и газа.

- Уточнение геологического строения — изучение разреза, фациальных условий, структуры и тектоники района.
- Оценка коллекторских свойств пород — определение пористости, проницаемости, насыщенности.
- Определение флюидов — установление фазового состава, плотности, состава нефти/газа/воды.
- Подтверждение ловушек и покрышек — проверка герметичности и наличия эффективных экранов.
- Контроль интерпретации геофизических данных — сопоставление результатов бурения с данными сейсмики и ГИС.

Для изучения проектом предусматривается заложение 3 независимых скважин для выявления территории распространения нефтяных и газовых залежей:

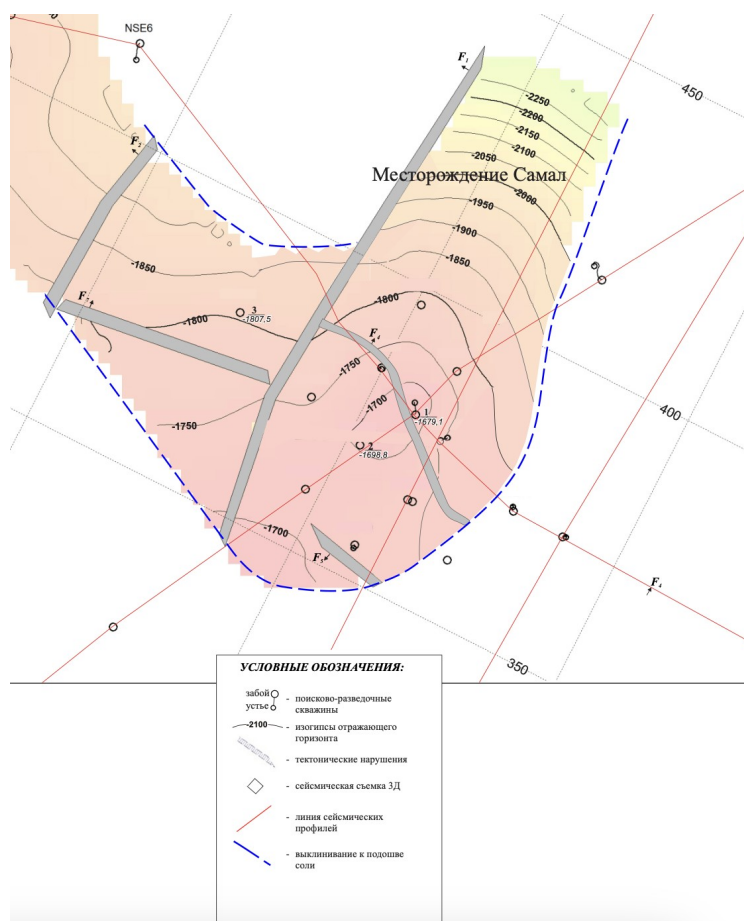


Рисунок 3.1.1 – Заложение 3 независимых скважин

Для дальнейшей работы проектом было запланировано бурение трёх поисково-разведочных скважин. (Рисунок 3.1.1) Продуктивная толща месторождения Самал связана с подкарнизными отложениями и приурочена к присводовой части отдельных пермотриасовых горизонтов, экранированных подошвой соляного карниза. Регион характеризуется тем, что в пермотриасовой

толще выделяются до 5–8 продуктивных горизонтов. По геофизическим данным в разрезе пермотриаса в подкарнизном комплексе района Самал прогнозируется восемь продуктивных горизонтов: РТ–IV, РТ–V, РТ–VI-A, РТ–VI-B, РТ–VII, РТ–VIII, РТ–IX, РТ–X. Продуктивная толща находится в интервале глубин 1600–2200 м. Исходя из этого, основной задачей является вскрытие всего интервала продуктивных горизонтов, их геологическое изучение и оценка коллекторских свойств.

Породы, слагающие продуктивные горизонты, представлены преимущественно алевролитами, реже — песчаниками, очень редко — алевроитами и песками. По данным ГИС и результатам бурения аналогичных объектов, предполагается наличие терригенных коллекторов с высокой неоднородностью по литологическому составу и пористости.

Подкарнизная толща на месторождении Самал, в отличие от типичного моноклиального залегания, представлена локальной антиклинальной структурой, приуроченной к бортовой части соляного купола. Формирование структуры происходило в условиях регионального тектонического напряжения, вызванного диапировым поднятием солей и последующим прогибом перекрывающих отложений. Антиклинальная ловушка осложнена системой разломов, что создаёт как благоприятные, так и сложные условия для формирования залежей.

Скважина №1 (центральная часть антиклинали)

Располагается в зоне свода антиклинали, в районе максимального поднятия (изогипса –1670 м). Наименее нарушена разломами, что способствует сохранению ловушки. Основная цель — вскрытие полного продуктивного интервала и изучение вертикальной зональности залежи.

Скважина №2 (западное крыло)

Размещается на пологом западном крыле антиклинали (–1725 м), вблизи тектонического экрана. Цель — изучение фациальных переходов, уточнение герметичности ловушки и оценка возможностей экранирования.

Скважина №3 (восточное крыло)

Находится на крутом восточном крыле, в зоне тектонической блокированности (–1700 м). Задача — проверка наличия ловушки, ограниченной сбросами, и оценка влияния тектоники на сохранность залежи.

Бурение трёх независимых скважин обеспечит комплексное геолого-геофизическое изучение месторождения и позволит принять решение о переходе к стадии детальной разведки и подсчёта запасов.

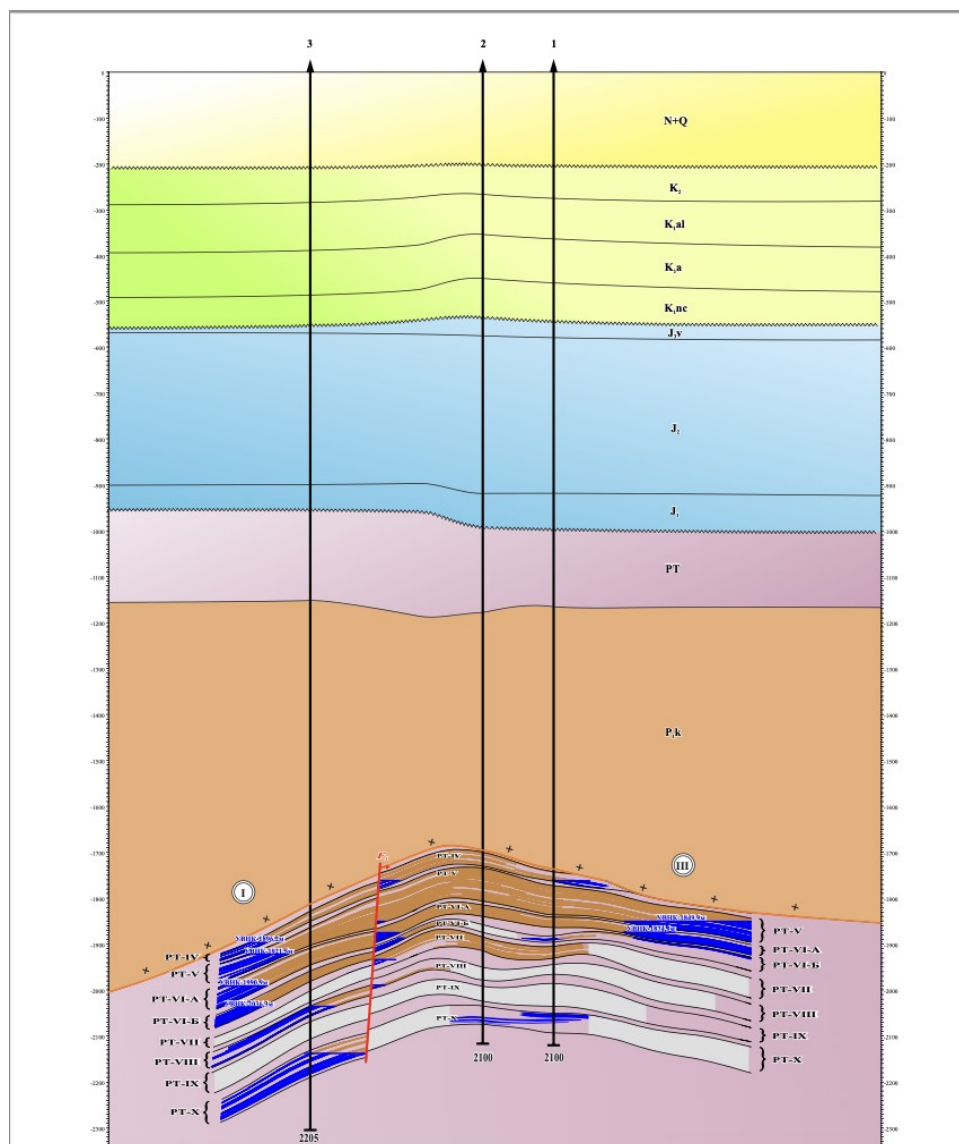


Рисунок 3.1.2 – Профиль построенный по проектным скважинам

По результатам интерпретации сейсмических данных и геофизических исследований в пределах площади Самал установлено, что подкарнизная толща имеет антиклинальное строение, что является аномальным для южного борта Прикаспийской синеклизы, где в большинстве случаев наблюдается моноклинальное залегание подсолевых отложений. Антиклиналь чётко прослеживается в интервале скважин 1, 2 и 3 и характеризуется поднятием палеозойских и нижнепермских толщ, формирующих свод структуры. В центральной части структуры залегают наиболее перспективные продуктивные горизонты, приуроченные к палеозойским породам (РТ–V — РТ–X).

Надсолевой комплекс представлен относительно спокойно залегающими отложениями неоген-четвертичного, мелового и юрского возраста. Стратиграфические границы выражены чётко, субгоризонтальное залегание пластов свидетельствует о слабой тектонической переработке. Карнизная гипсосолевая толща (РТ) служит тектоническим экраном между относительно

слабо деформированными надсолевыми и интенсивно дислоцированными подсолевыми отложениями.

Антиклинальная структура подкарнизной толщи, зафиксированная в пределах площади Самал, вероятнее всего сформировалась в результате компрессионных тектонических движений позднепалеозойского — раннемезозойского этапа. Воздействие регионального сжатия в сочетании с пластичным поведением солей привело к локальному поднятию блоков фундамента и надлежащих осадочных пород, формируя куполовидную антиклиналь с благоприятными условиями для аккумуляции углеводородов [14].

Осадконакопление на территории Самал проходило в условиях, характерных для южной части Прикаспийской синеклизы, и отражает чередование морских и континентальных режимов в палеозое и мезозое.

- Кембрий-девон: формирование глубоководных морских бассейнов с накоплением карбонатно-терригенной толщ, залегающей на кристаллическом фундаменте.
- Каменноугольный период: трансгрессивный режим с развитием обширных мелководных морей, обогащенных органическим материалом. Осадки представлены алевритами, алевролитами и терригенным материалом. Они и служат нефтематеринскими толщами.
- Пермь: переход к лагунно-морским условиям с накоплением сульфатных, соленосных и красноцветных толщ. Образование соляной толщи сопровождалось мобильностью соли и тектонической сегментацией основания бассейна.
- Мезозой (триас-мел): восстановление морского режима, чередование условий спокойного шельфового осадконакопления и тектонической активизации. На данном этапе формируются мощные слоистые терригенные и карбонатные толщи.
- Кайнозойская эра: доминирование континентальных условий с развитием аллювиальных, делювиальных и озерных фаций. Было сформировано осадочная толща, играющая роль в защите залежей от выветривания.

Таким образом, структура в пределах Самал, является результатом многостадийной тектонической и осадочной эволюции, включающей как глубоководные осадки палеозоя, так и интенсивную тектоническую активность в мезозое и стабильность в кайнозое.

Породы, слагающие продуктивные горизонты, представлены преимущественно алевролитами, реже — песчаниками, очень редко — алевритами и песками. Эти отложения характеризуются перемежающимися пластами с различными коллекторскими свойствами, создавая условия для формирования эффективных ловушек и накопления углеводородов.

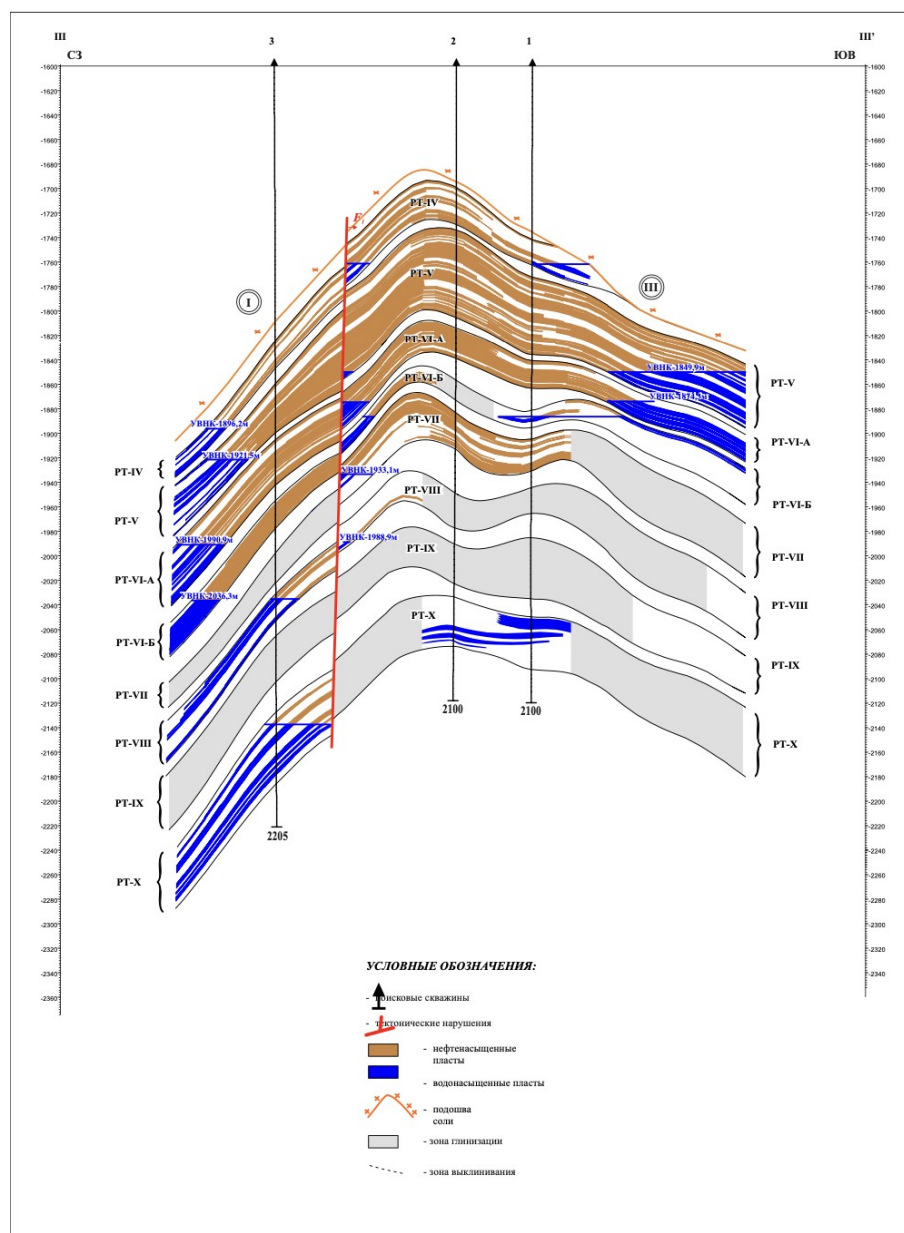


Рисунок 3.1.3 – Зона расположения ВНК

На втором разрезе детализировано строение подкарнизной толщи в тектоническом аспекте, с выделением нефтегазоносных объектов и тектонических нарушений. Отражены границы между стратиграфическими подразделениями от РТ-IV до РТ-X.

Структура представлена в форме асимметричной антиклинали, с наиболее поднятой частью вблизи скважины 2, где наблюдается максимальное выклинивание отдельных пластов. Вдоль оси антиклинали прослеживается серия продуктивных пластов, представленных насыщенными интервалами (отмечены синим цветом) в пределах нескольких стратиграфических подъярусов (особенно ярко выражены в РТ-VI, РТ-VII и РТ-VIII) [15].

В центральной части структуры выделено разломное нарушение (красная линия), осложняющее свод, что может играть важную роль как в формировании ловушки, так и в перераспределении флюидов. Разлом, судя по синему выделению в нижележащих пластах, может быть проводником флюидов и способствовать формированию залежей.

На разрезе представлены и флюидонасыщенные зоны (голубым цветом), что указывает на перспективность не только центральной части антиклинали, но и ее крыльев. Также прослеживается поэтапное выклинивание и замещение пластов, что свидетельствует о фациальной изменчивости отложений и возможности наличия стратиграфических ловушек.

Подкарнизная толща на месторождении Самал характеризуется антиклинальной структурой, в отличие от типичных моноклиналей в аналогичных геологических условиях. Антиклиналеподобное поднятие благоприятствует формированию ловушек уг леводородов, особенно при наличии экранирующих разломов и флюидопроводящих зон. Разрезы подтверждают наличие нефтегазоносных горизонтов в нескольких подъярусах пермотриаса, что делает подкарнизную часть перспективной для разведочного бурения.

3.2 Подсчет запасов

Обоснование категорий запасов нефти и газа производилось, исходя из обоснованности геологических моделей горизонтов, обоснованности положений ВНК и степени изученности, лабораторными исследованиями фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов и пластового флюида, геофизическими исследованиями.

Объёмный метод подсчёта запасов нефти представляет собой способ, основанный на геометрических параметрах залежи и физико-коллекторских свойствах нефтеносного пласта. Объём залежи определяется как произведение площади её распространения на эффективную нефтенасыщенную толщину.

При расчётах дополнительно учитываются коэффициенты пористости пород-коллекторов, насыщенности пласта нефтью, нефтеотдачи, усадки, а также удельный вес нефти. Определение численных значений указанных коэффициентов, особенно насыщенности и нефтеотдачи, связано с определёнными трудностями и требует детального лабораторного исследования керна материала.

Основными недостатками объёмного метода являются отсутствие информации о возможных темпах извлечения запасов во времени, а также невозможность оценки потенциальной дебитности отдельных скважин.

Геологические запасы нефти (Q_H , тыс. т) подсчитывались по формуле:

$$Q_H = S_H \times h \times K_p \times K_{нг} \times \rho_H \times \theta; \quad (1)$$

где:

S_n – площадь нефтеносности, тыс. м²;

h – средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

K_p – коэффициент пористости, доли ед.;

$K_{нг}$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях (величина обратная объемному коэффициенту пластовой нефти), доли ед.

В первую очередь необходимо обосновать каждый параметр, использованный для расчета запасов нефти и газа на площади Самал. Следует подчеркнуть, что данные, которые могут быть получены только после бурения, были заимствованы с соседних месторождений Южного борта Прикаспийской впадины.

- Площадь нефтеносности (S_n) определялась на основании структурной карты, составленной по результатам интерпретации сейсмических данных и данных ГИС.

- Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина (h) принята на основе аналогии с соседними месторождениями (Жанаталап, Камышитовый), где нефтенасыщенная толщина варьирует от 3,2 до 14,4 м. В качестве расчетного значения принято $h = 10$ м.

- Коэффициент пористости (K_p) был выбран по данным по аналогичным залежам, в частности по месторождению Жанаталап, где открытая пористость коллекторов составляет 22–32 %. Принято расчетное значение $K_p = 0,27$.

- Коэффициент нефтенасыщенности ($K_{нг}$) также основан на данных по аналогам, где значения находятся в пределах 0,53–0,86. Для расчетов принято среднее значение $K_{нг} = 0,70$.

- Плотность нефти в поверхностных условиях (ρ_n) по данным аналогичных месторождений варьируется от 814 до 892 кг/м³. Принято значение $\rho_n = 0,850$ т/м³.

- Пересчетный коэффициент (θ) при отсутствии конкретных данных по месторождению принят в размере $\theta = 0,86$, в соответствии с методическими рекомендациями (величина обратная среднему объемному коэффициенту пластовой нефти).

Теперь перейдем к подсчету:

$$Q_n = (1400 \times 1000) \times 10 \times 0,27 \times 0,70 \times 0,850 \times 0,86 = 1934226 \text{ т.} \quad (2)$$

По моему региону, по площади Самал, геологические запасы нефти составляют около 2 миллионов тонн. Согласно классификации запасов УВ сырья данное месторождение относится к мелким месторождениям. Подсчет запасов по степени изученности и наличию геолого-геофизического материала относится к категории С2.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного сравнительного анализа тектонического строения и нефтегазоносности надсолевого и подсолевого комплексов южного борта Прикаспийской синеклизы установлены существенные различия в геологическом строении, условиях формирования коллекторов, составе флюидов и гидрогеологических особенностях.

В ходе дипломной работы цели, поставленные перед началом работы, были достигнуты:

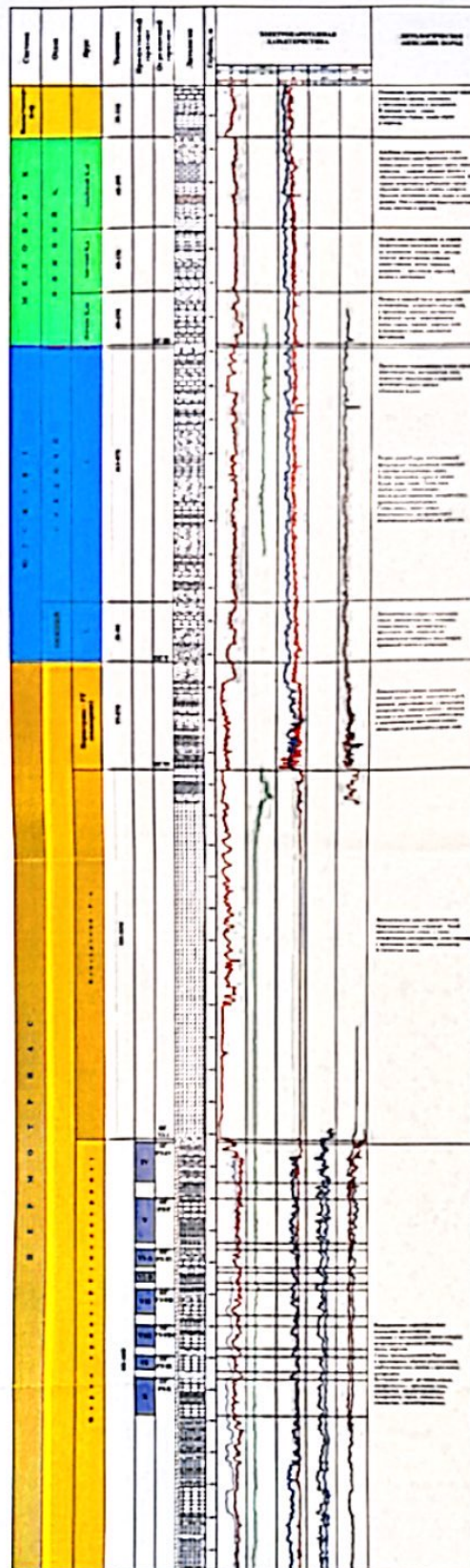
- были установлены особенности тектонического строения, нефтегазоносности, палеогеографические условия подсолевых и надсолевых комплексов Южного борта Прикаспийской синеклизы;
- были изучены геофизические данные на площади Самал для дальнейшего проектного бурения;
- была предложена методика поисково-разведочных работ на площади Самал;
- проведен предварительный подсчет запасов по категории C_2 .

Таким образом, анализ тектонических условий, литолого-фациального строения, гидрогеологических и геохимических критерий позволяет сделать вывод о перспективности рассматриваемого объекта в отношении нефтегазоносности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

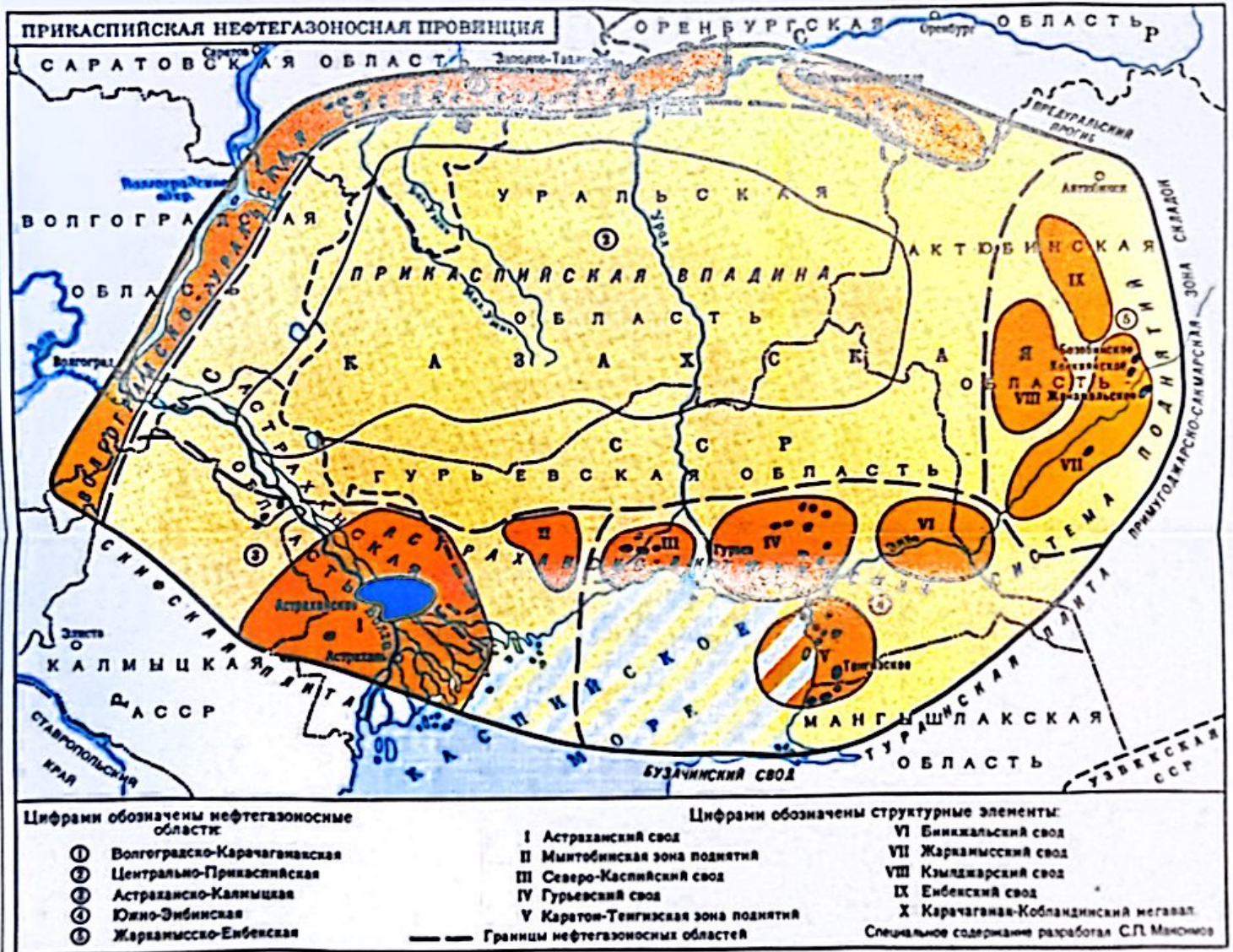
- 1 Kukhitov D.A., Crasquin-Soleau, S. Upper Permian and Triassic of the Precaspian Depression: stratigraphy and paleogeography, 1999. – С. 326-328.
- 2 Вендельштейн Б.Ю. Резванов Р.А. – Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. Москва. «Недра», 1978 г.
- 3 Г.В.Воронов, Н.Е.Куантаев, Б.А.Есхожа – Перспективы нефтегазоносности триасовых отложений Прикаспийской впадины, 2021г.
- 4 Brunet M.F., Yuri A., Volozh B., Mikhail P., Antipov b., Leopold I., Lobkovsky C – The geodynamic evolution of the Precaspian Basin(Kazakhstan) along a north-south section, 1999. – С. 15-22.
- 5 А. Н. Бармин, Н. Ф. Федорова, И. В. Быстрова – Надсолевой комплекс юго-западной части Прикаспийской впадины – перспективный объект поисков углеводородов, 2016г. – С. 19-22.
- 6 Абилхасимов Х.Б. – Тектоно-седиментационная модель строения и оценка нефтегазоносности палеозойского комплекса юго-востока Прикаспийской синеклизы, 2021г. – С. 18-20.
- 7 Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. – Гидрогеология Нефтегазоносных бассейнов, 1986.
- 8 Смоляр В.А., Абсаметов М.К., Муртазин Е.Ж. – Ресурсы пресных и слабосоленоватых п
- 9 Сыдыков Ж.С. – Подземные воды Каспийского нефтегазоносного региона, 2001г.
- 10 Абилхасимов Х.Б. – Седиментационное модели подсолевых комплексов Южного борта Прикаспийского осадочного бассейна в позднем палеозое, 2021г. – С. 15-17.
- 11 Урманова Д. – Оценка углеводородного потенциала осадочного комплекса юга Прикаспийской впадины (в том числе акватории Северного Каспия) на основе результатов бассейнового моделирования и определение перспектив поисковых работ, 2024г. – С. 37-39.
- 12 Yensepbayev T., Izart A., Joltaev G., Hauteville Y., Elie M., Suarez-Ruiz I. – Geochemical characterization of source rocks and oils from the eastern part of the Precaspian and Pre-Uralian Basins (Kazakhstan): paleoenvironmental and paleothermal interpretation, 2010.
- 13 Жансеркеева А.А. – Геологическая модель строения и оценка углеводородного потенциала палеозойского комплекса по результатам бассейнового моделирования восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна, 2024г. – С. 59-63.
- 14 Турков О.С. – Структура разведанного углеводородного потенциала Республики Казахстан, 2020г.
- 15 Durmagambetov B., Urmanova D., Temirkhasov A. – Geological and Geochemical Features of an oil and field of Precaspian Region, 2022. – С. 35-38.






Приложение А **Литолого-стратиграфическая колонка**



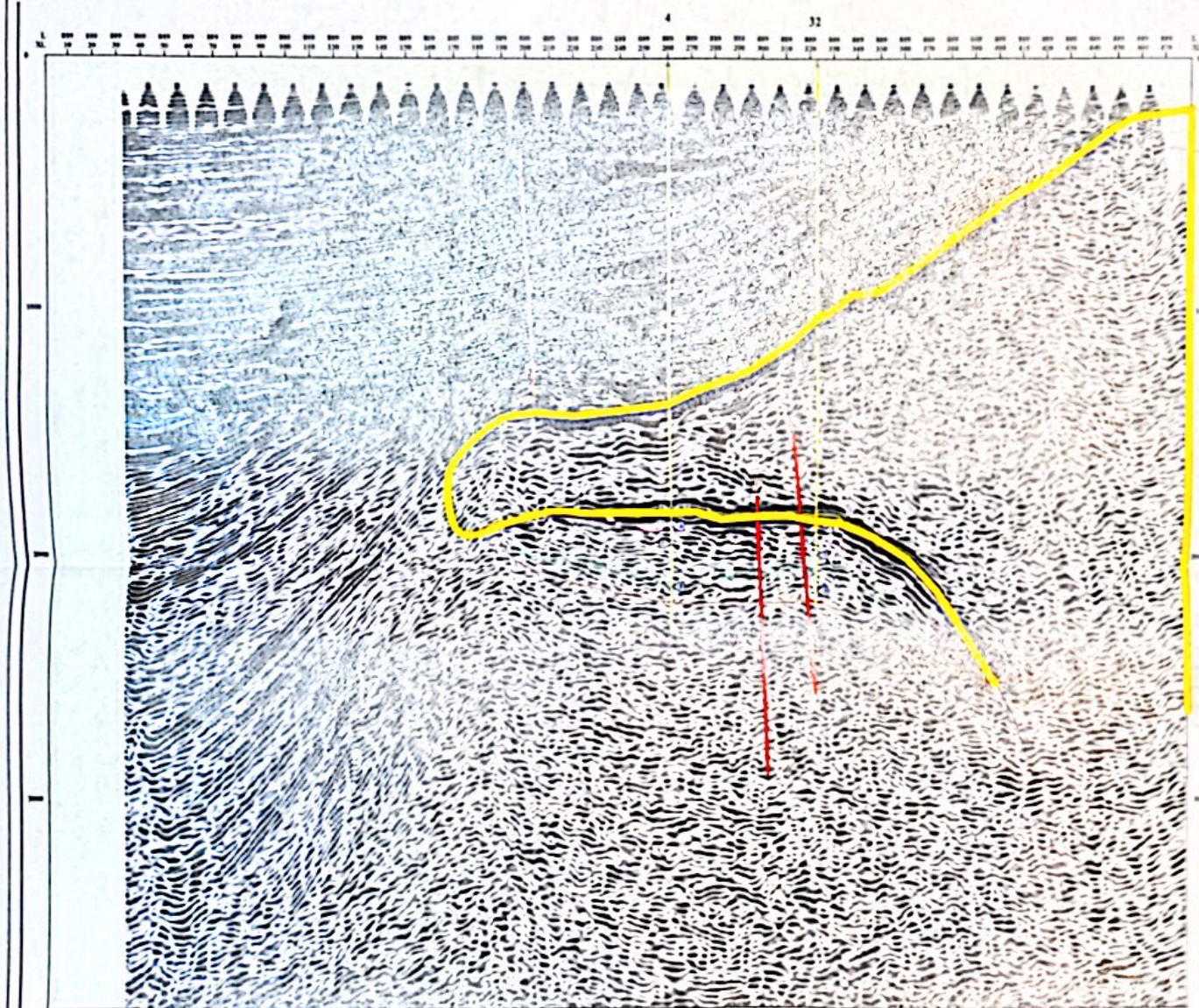
Условные обозначения <div> <div> песок, крупный песок гравий </div> <div> песок, мелкий глина глина </div> <div> гравий глина глина </div> <div> глина глина глина </div> <div> глина глина глина </div> <div> глина глина глина </div> </div>			ДР-6807202		
Должн Фамилия Подпись Дата Зав. каф. Асылжан Е.С. <i>[Signature]</i> 02.05 Нормокон. Сметчиков М.Е. <i>[Signature]</i> 02.05 Руководитель Убагалиев Р.Х. <i>[Signature]</i> 02.05 Рецензент <i>[Signature]</i> <i>[Signature]</i> 02.05 Дипломн. Тенисбай А.Т. <i>[Signature]</i> 02.05			Литолого-стратиграфическая колонка		
г.Алматы Ул. Сапиева 22			Стадия	Лист	Масштаб
Площадь Самал			ДР	1	1:2000
			КазИНТУ Кафедра ГИИГ ГИГ		

Приложение Б Тектоническая схема



				ДР-6807202			
				Тектоническая схема			
Должн	Фамилия	Подпись	Дата	г.Алмата Ул Сатпаева 22	Стадия	Лист	Масштаб
Зав. каф	Ауелхан Е.С.		2/00		ДР	2	1:2000
Нормовое	Аманбаев М.Е.		2/00				
Руководит	Аманбаев Р.Х.		26.05				
Рецензент			24.05				
Дипломн	Аманбаев А.Т.		01.06	Площадь Самал	КазИНТУ Кафедра ГИИГ ГНГ		

Приложение В Сейсмический разрез с выделением карниза для локальной структуры Самал



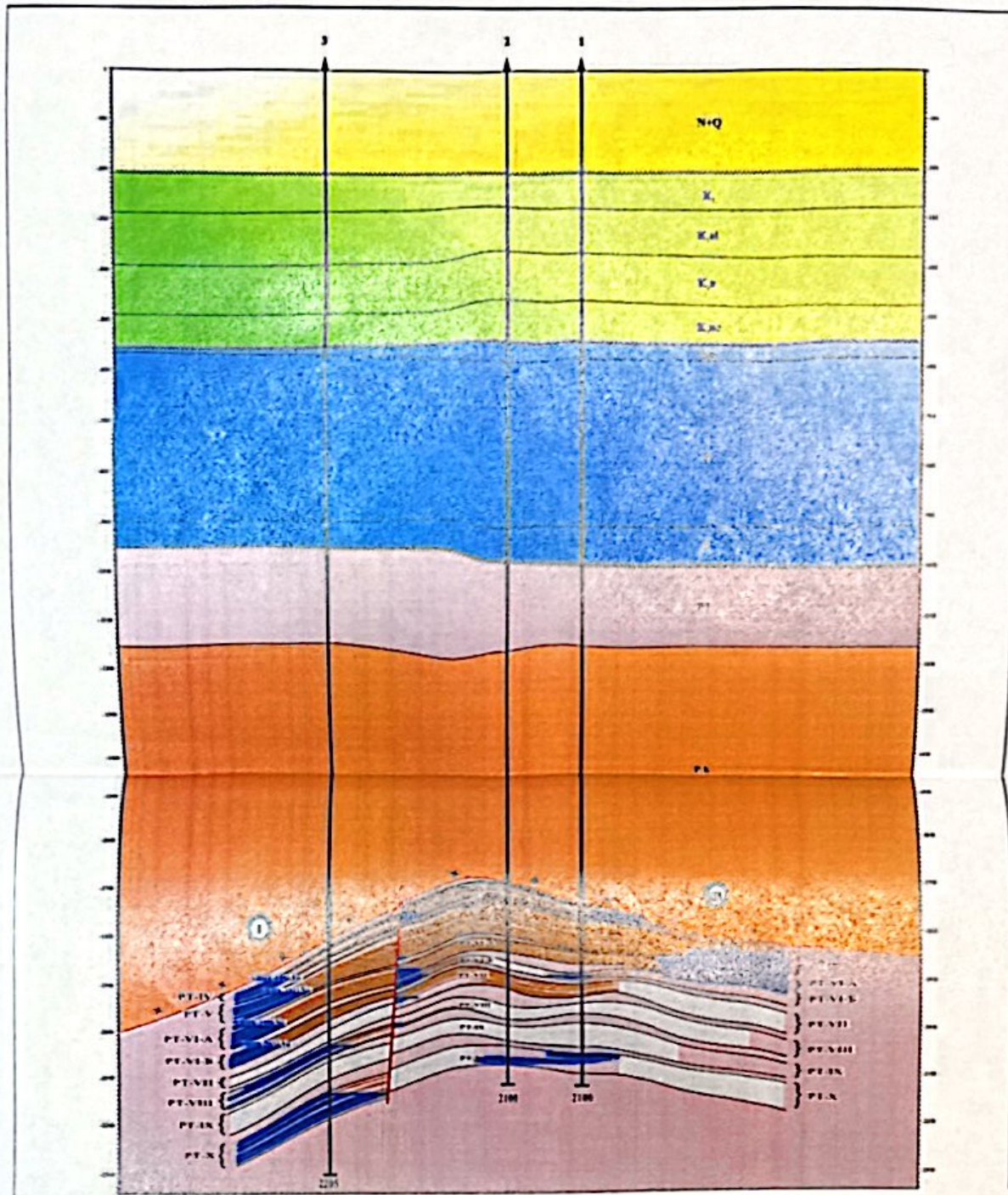
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- скважина
- тектонические нарушения
- VI - граница соли
- VI-1 - граница соли
- границы свавелов, выделенные в термических отложениях под карнизом
- границы продуктивной подкарнизной термической толщи (условие восстание)

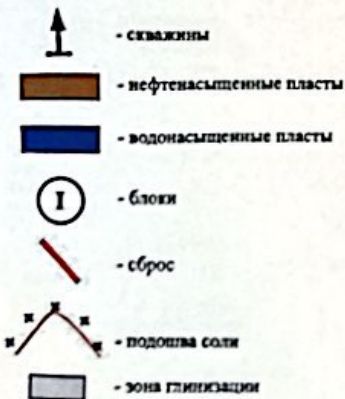
				ДР-6В07202				
				Сейсмический разрез с выделением карниза для локальной структуры Самал				
Должн	Фамилия	Подпись	Дата	г.Алматы Ул.Сатпаева 22	Стадия	Лист	Масштаб	
Зав.каф	Ауелхан Е.С.		11.05.15		ДР	3	1:10000	
Нормокон.	Санатбеков М.Е.		11.05.15					
Руководит.	Убагалиев Р.Х.		16.05.15					
Рецензент	Темисбай А.Т.		10.06.15	Площадь Самал	КазИНТУ Кафедра ГИИИГ ГНГ			
Дипломн.								

Приложение Г

Геологический профиль по линии I-I

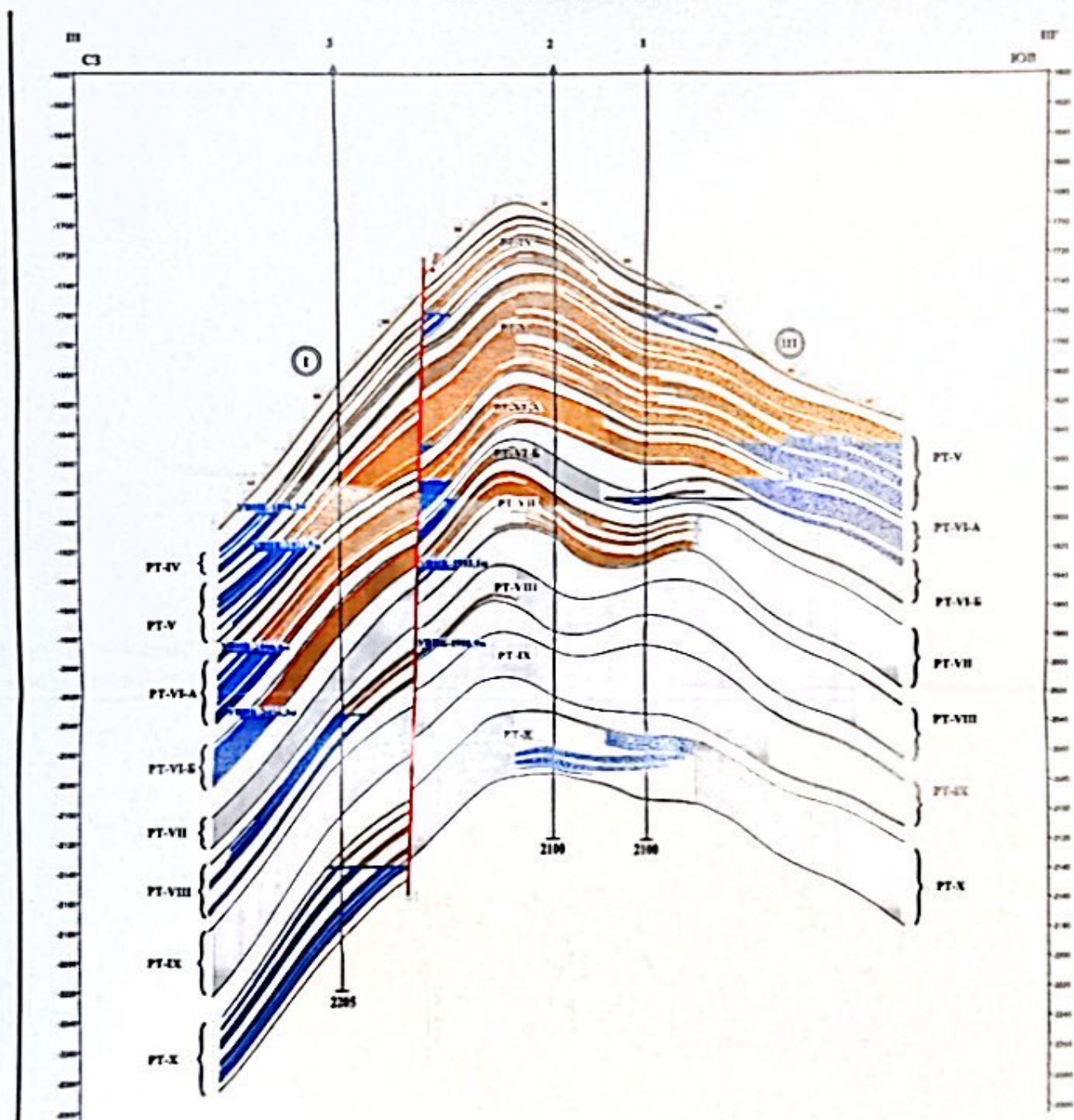


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:














				ДР-6В07202			
				Геологический профиль по линии I-I			
Должн.	Фамилия	Подпись	Дата	г.Алматы Ул.Сатпаева 22	Стадия	Лист	Масштаб
Зав.каф.	Ауелхан Е.С.	[подпись]	12.06		ДР	4	1:5000
Нормокон.	Санчубаев М.Е.	[подпись]	19.05				
Руководит.	Узбагалиев Р.Х.	[подпись]	26.05				
Рецензент	[подпись]	[подпись]	14.06				
Дипломн.	Генельбай А.Т.	[подпись]	01.06	Площадь Самал	КазИНТУ Кафедра ГИИиГ ГИГ		

Приложение Д Геологический-литологический профиль по линий III-III



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

-  - северным
-  - нефтенасыщенные пласты
-  - водонасыщенные пласты
-  - блоки
-  - сброс
-  - водонесущие соли
-  - зона глинизации

				ДР-6807202			
				Геолого-литологический профиль по линии III-III			
Должен	Фамилия	Подпись	Дата	г. Алматы Ул. Сатпаева 22	Стадия	Лист	Масштаб
Зав. каф.	Аманбаев Е. С.		2020		ДР	5	1:2000
Нормировщик	Аманбаев М. Е.		2020	Площадь Самал	КазинТУ Кафедра ГИИГ ГНГ		
Руководитель	Аманбаев Р. А.		2020				
Рецензент	Аманбаев А. Т.		2020				



Товарищество с ограниченной ответственностью
ГЕО-Мунай XXI

Республика Казахстан, г. Алматы ул. Панфилова 110, оф. 205
off. 205, 110 Panfilova Str., Almaty, Republic of Kazakhstan
Тел./Tel.: +7 (727) 2964094

ИСХ. № 21

«4» 06 2025 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

Теңелбай Арианы Төленбайқызы

Специальность 6B05202 – «Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых»

На тему: «Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности
подсолевого и надсолевого комплексов южного борта
Прикаспийской синеклизы и проект разведки надсолевых
отложений площади Самал».

Выполнено:

А) Графическая часть на 15 листах

Б) Пояснительная записка на 39 страниц

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Данная дипломная работа посвящена актуальному и практически значимому направлению в области нефтегазовой геологии - сравнительному анализу тектонического строения и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов Южного борта Прикаспийской синеклизы, а также проектированию разведочных работ на перспективной площади Самал. Тематика работы имеет важное прикладное значение и представляет интерес для производственных организаций, занятых в сфере геологоразведки и недропользования.

В работе чётко сформулирована цель - провести сравнительный анализ подсолевого и надсолевого комплексов с точки зрения их геологического строения, коллекторских характеристик, условий флюидонакопления, и на этой основе разработать проект разведки надсолевых отложений.

Рецензируемая работа имеет выраженную прикладную направленность. Автор грамотно использует материалы геолого-геофизических исследований, данные по тектонике, литологии, флюидной характеристике и гидрогеологии. Особо следует отметить системный подход к анализу структуры и нефтегазоносности комплексов, а также реалистичность предложенного проекта разведки.

Изложение материала последовательное, логичное, с достаточным количеством иллюстративного материала (карты, разрезы, графики). Язык изложения научный, выводы обоснованы. Уровень владения профессиональной терминологией и знание предмета вызывают положительную оценку.

Работа имеет практическую значимость и может быть полезна при планировании и уточнении направлений геологоразведочных работ в пределах Прикаспийской синеклизы.

Дипломная работа, выполненная студентом Теңелбай Арианой Төленбайқызы, является результатом самостоятельной работы и полностью соответствует требованиям предъявляемым к дипломным работам и может быть допущена к защите, с оценкой «95».

Студент, Теңелбай Ариана Төленбайқызы, заслуживает присвоения ей академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 6В05202 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых».

Рецензент:

Доктор геолого-минералогических наук,

Академик академии минеральных ресурсов РК,

Генеральный директор

ТОО «ГЕО МУНАЙ»



Абилхасимов К.Б.

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломную работу Тенелбай Ариана Төленбайқызы
Специальность 6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Тема: «Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов южного борта Прикаспийской синеклизы и проект разведки надсолевых отложений площади Самал».

Дипломная работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемой литературы из 18 наименований; всего 39 страницы, а также 2 приложений, 16 рисунков, 5 таблиц и 1 диаграммы.

Целью работы является проведение сравнительного анализа тектонического строения и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов Южного борта Прикаспийской синеклизы, а также обоснование направлений разведки надсолевых отложений на площади Самал.


В процессе подготовки диплома студентка проявила ответственность и аккуратность, внимательно подошла к работе с источниками и материалами. Она грамотно использовала материалы по результатам геофизических, геохимических и литологических исследований, провела сравнительный анализ геологического строения различных структурных этажей и сделала обоснованные выводы, имеющие прикладное значение для разведки и оценки перспектив нефтегазоносности площади Самал.

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

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

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

Научный руководитель:
Кандидат геолого-минералогических наук, старший преподаватель

 Узбекгалиев Р.Х.
«26» 05 2025г.

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

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

Автор: Теңелбай Ариана Төленбайқызы

Тақырыбы: Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов Южного борта Прикаспийской синеклизы и проект разведки надсолевых отложений площади Самал

Жетекшісі: Ризахан Узбекгалиев

1-ұқсастық коэффициенті (30): 0

2-ұқсастық коэффициенті (5): 0

Дәйексөз (35): 0.1

Әріптерді ауыстыру: 13

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 13

Ақ белгілер: 0

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

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

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

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

Негіздеме:

Күні



Кафедра меңгерушісі

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Тенелбай Ариана Төленбайқызы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов Южного борта Прикаспийской синеклизы и проект разведки надсолевых отложений площади Самал

Научный руководитель: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент Подобия 1: 0

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 13

Знаки из других алфавитов: 13

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☒ Заимствования, выявленные в работе, являются законным и не являются 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: Тенселбай Ариана Төленбайқызы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов Южного борта Прикаспийской синеклизы и проект разведки надсолевых отложений площади Самал

Научный руководитель: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент Подобия 1: 0

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 13

Знаки из других алфавитов: 13

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☒ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата

проверяющий эксперт

Отчет подобия

Метаданные

Название организации

Satbayev University

Название

Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности подсолевого и надсолевого комплексов Южного борта Прикаспийской синеклизы и проект разведки надсолевых отложений площади Самал

Автор

Научный руководитель / Эксперт

Теңелбай Ариана ТөленбайқызыРизахан Узбекғалиев

Подразделение

ИГИНГД

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

6381

Количество слов



КЦ

53414

Количество символов

Тревога

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

Замена букв	Б	13
Интервалы	A→	0
Микропробелы	·	13
Белые знаки	Б	0
Парафразы (SmartMarks)	a	0

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)
из базы данных RefBooks (0.00 %)		
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
из домашней базы данных (0.00 %)		
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)

из программы обмена базами данных (0.00 %)			■
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
из интернета (0.00 %)			■
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

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