

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

Бородин Кирилл Сергеевич

Особенности строения и формирования нефтегазносности месторождения Кондыбай

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой ГинНГ
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор

Желенов 06 2025 г.
«06» 2025 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Особенности строения и формирования нефтегазносности месторождения
Кондыбай»

6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Выполнил

Бородин К.С.

Рецензент
Главный геолог ТОО
“СМАРТ
ИНЖИНИРИНГ”
Кандидат геолого-
минералогических наук
Нурсултанова С.Г.
«06» 06 2025 г.

Научный руководитель
Кандидат технических
наук, старший
преподаватель
Омирзакова Э.Ж.
«06» 06 2025 г.

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеология, инженерная и нефтегазовая геология

6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ГИиНГ
кандидат технических наук,

ассоциированный профессор
Чечеков Өүсөлхан Е.С.
«10» 06 2025 г

ЗАДАНИЕ

Обучающемуся Бородин Кирилл Сергеевич

Тема: Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай

Утверждено приказом Член правления – проректора по академическим вопросам №26-П/Ө от «26» января 2025 г.

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

Исходные данные к дипломной работе: были получены от министерства геологии, кроме этого использовались материалы из интернет ресурсов

Краткое содержание дипломной работы:

а) Общие сведения о месторождении:

б) Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай:

в) Подсчёт прогнозных ресурсов нефти

Перечень графического материала: из 16 слайдов

Рекомендуемая основная литература: из 14

Рекомендуемая основная литература: из 14 наименований

1 Кондыбай и Уаз. Отчет Книга I.

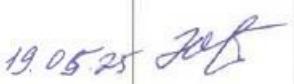
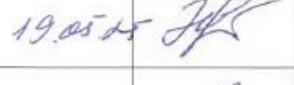
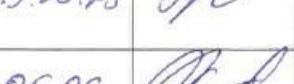
² Ескокса Б.А. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности триасового

комплекса юга Прикаспийской впадины. Нефть и газ. № 4, 2008.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

| Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов | Сроки представления руководителю и консультантам | Примечание |
|--|--|------------|
| Общие сведения о месторождении | 29.03.2025 - 15.04.2025 | |
| Особенности строения | 16.04.2025 - 22.04.2025 | |
| Характеристики продуктивных горизонтов | 29.04.2025 - 10.05.2025 | |
| Формирование нефтегазоносности | 10.05.2025 - 20.05.2025 | |
| Подсчет прогнозных ресурсов | 22.05.2025 - 29.05.2025 | |

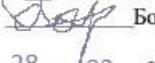
Подписи
консультантов и норм контролера на законченную дипломную работу с указанием
относящихся к ним разделов работы

| Наименования разделов | Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание) | Дата подписания | Подпись |
|---------------------------------|--|--------------------|---|
| Общие сведения о месторождении | Э.Ж. Омирзакова, кандидат технических наук, старший преподаватель | 19.05.25 |  |
| Обзор геологоразведочных работ | Э.Ж. Омирзакова, кандидат технических наук, старший преподаватель | 19.05.25 |  |
| Оценка лабораторных проб керна | Э.Ж. Омирзакова, кандидат технических наук, старший преподаватель | 19.05.25 |  |
| Анализ геологоразведочных работ | Э.Ж. Омирзакова, кандидат технических наук, старший преподаватель | 19.05.25 |  |
| Норм контролер | Э.М. Кульдеева старший преподаватель, PhD | 05.06 |  |

Научный руководитель

 Омирзакова Э.Ж.

Задание принял к исполнению обучающийся

 Бородин К. С.

Дата

«28» 02 2025г

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа посвящена комплексному изучению геологического строения и формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай, расположенного в пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины, в границах лицензионного блока Тайсойган. Основное внимание уделено анализу строения и состава коллекторов продуктивных горизонтов, определению зон их распространения, выявлению неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств и реконструкции геологической истории формирования природных резервуаров. В теоретической части рассмотрены общие сведения о месторождении, степень его геолого-геофизической изученности, выполнено литолого-стратиграфическое расчленение разреза, дана характеристика тектонического строения, условий осадконакопления, нефтегазоносности и гидрогеологии региона. Особое внимание уделено структурным ловушкам, механизмам аккумуляции углеводородов и экранирующим покрышкам. Специальная часть работы содержит подробный анализ фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, построение гистограмм по параметрам пористости и проницаемости, выделение фациальных зон, а также подсчёт геологических ресурсов нефти объёмным методом. Расчёты выполнены по пяти продуктивным ловушкам в пределах структур 1 и 2. Дипломная работа включает в себя аннотацию, введение, содержание, три главы, заключение, список использованной литературы и приложения. Объём работы — 51 страница, включая 10 рисунков, 3 таблицы и 4 приложений.

Ключевые слова: Кондыбай, Прикаспийская впадина, продуктивный горизонт, коллектор, пористость, ловушка, залежь, нефтенасыщенность, подсчёт запасов, литология, тектоника.

АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыс Тайсойған лицензиялық блогының шегінде, Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігінде орналасқан Қондыбай мұнай кен орнының геологиялық құрылымы мен мұнай-газдылығын кешенді зерттеуге арналған. Жұмыста өнімді горизонттардың коллекторларының құрылымы мен құрамын талдауға, олардың таралу аймақтарын анықтауға, сұзгілік-сиымдылық қасиеттерінің біртектілігін бағалауға және табиғи резервуарлардың геологиялық қалыптасу тарихын қайта құруға баса назар аударылды. Жұмыстың теориялық бөлімінде кен орны туралы жалпы мәліметтер, геологиялық-геофизикалық зерттелу дәрежесі, литологиялық-стратиграфиялық қиманың сипаттамасы, тектоникалық құрылымы, шөгінді түзілу жағдайлары, мұнай-газдылығы және аймақтың гидрогеологиясы қарастырылды. Сонымен қатар, құрылымдық тұзақтар, көмірсутектердің жиналу механизмдері және экрандаушы жамылғылар сипатталды. Арнайы бөлімде коллекторлардың сұзгілік-сиымдылық қасиеттеріне терең талдау жасалды, кеуектілік пен өткізгіштік параметрлері бойынша гистограммалар түрфызылды, фация аймақтары бөлініп көрсетілді және мұнайдың геологиялық қорлары көлемдік әдіс бойынша есептелді. Есептер Қондыбай құрылымының 1 және 2 участкерінде орналасқан бес өнімді тұзақтар бойынша жүргізілді. Дипломдық жұмыс аннотациядан, кіріспеден, мазмұннан, үш бөлімнен, қорытындыдан, пайдаланылған әдебиеттер тізімінен және қосымшалардан тұрады. Жалпы көлемі — 51 бет, оның ішінде 10 сурет, 3 кесте және 4 қосымша бар.

Түйінді сөздер: Қондыбай, Каспий маңы ойпаты, өнімді горизонт, коллектор, кеуектілік, тұзақ, кен, мұнайға қаныққандық, қорларды есептеу, литология, тектоника.

ANNOTATION

This graduation thesis is dedicated to the comprehensive study of the geological structure and hydrocarbon potential formation of the Kondybai oil field, located in the southeastern part of the Pre-Caspian Basin, within the boundaries of the Taisoigan license block. Particular attention is paid to the analysis of the structure and composition of productive reservoir horizons, the identification of their distribution zones, the heterogeneity of reservoir properties, and the reconstruction of the geological history of natural reservoir formation. The theoretical part of the work presents general information about the field, the degree of its geological and geophysical exploration, a lithological and stratigraphic subdivision of the section, and provides characteristics of the tectonic structure, sedimentation conditions, petroleum potential, and hydrogeology of the region. Special emphasis is placed on structural traps, mechanisms of hydrocarbon accumulation, and sealing cap rocks. The special section includes a detailed analysis of reservoir properties, construction of histograms of porosity and permeability parameters, delineation of facies zones, and the calculation of geological oil resources using the volumetric method. The calculations were carried out for five productive traps within structures 1 and 2. The thesis consists of an abstract, introduction, table of contents, three chapters, conclusion, references, and appendices. The total volume of the work is 51 pages, including 10 figures, 3 tables, and 4 appendices.

Keywords: Kondybai, Pre-Caspian Basin, productive horizon, reservoir, porosity, trap, accumulation, oil saturation, reserves estimation, lithology, tectonics.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 9 |
| 1 Общие сведения о месторождении Кондыбай | 10 |
| 2 Геологическая часть | 12 |
| 2.1 Геологическая изученность месторождения | 12 |
| 2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика | 13 |
| 2.3 Тектоническое строение | 16 |
| 2.4 Нефтегазоносность | 19 |
| 2.5 Гидрогеология | 21 |
| 3 Специальная часть. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай | 22 |
| 3.1 Строение и состав природного резервуара | 22 |
| 3.2 Характеристика продуктивных горизонтов | 24 |
| 3.3 История формирования нефтегазоносности | 28 |
| 3.3.1 Поздний палеозой | 28 |
| 3.3.2 Кунгурский ярус | 31 |
| 3.3.3 Средний и поздний триасс | 32 |
| 3.3.4 Юрский период | 33 |
| 3.3.5 Меловой период | 35 |
| 3.3.6 Палеоген – Неоген – Четвертичный этап | 37 |
| 3.4 Формирование нефтегазоносности и структурных ловушек | 38 |
| 3.5 Подсчёт прогнозных ресурсов нефти | 41 |
| 3.6 Вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда на нефтегазовых месторождениях | 42 |
| Заключение | 45 |
| Перечень сокращений | 46 |
| Список использованной литературы | 47 |
| Приложения А Литолого-стратиграфическая колонка | 48 |
| Приложение Б Структурная карта и геологический профиль по отражающему горизонту Ю-III | 49 |
| Приложение В Структурная карта по горизонту Ю-III | 50 |
| Приложение Г Структурная карта по горизонту Ю-IV | 51 |

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире, где нефтегазовая отрасль продолжает оставаться одной из основ экономики Казахстана и Мира, а также везде говорят что запасы закончатся в течении пару десятков лет, всё большее значение приобретает качественное и глубокое изучение перспективных месторождений. Одним из таких является Кондыбай — месторождение, в недрах которого кроется не только энергия, но и вопросы, на которые геология пытается дать ответы.

Этот диплом посвящён подробному изучению геологического строения и условий, при которых формировалась нефтегазоносность месторождения Кондыбай. Основной упор делается на анализ данных трёхмерной сейморазведки (МОГТ ЗД), интерпретацию полученных моделей, изучение особенностей стратиграфии, тектоники и структуры осадочного чехла. Я не просто перечислю слои и горизонты, а попытаться понять, почему именно в этих местах сформировались залежи углеводородов, какие процессы к этому привели и что это даёт нам сегодня, с точки зрения разведки и разработки.

Мы рассматриваем, как менялась геологическая картина в районе Кондыбая, какие типы пород формируют продуктивные горизонты, как тектонические движения влияли на формирование ловушек. На основе сейсмических данных и геофизических моделей проводится подсчёт запасов, что позволяет дать более точные прогнозы относительно дальнейших работ. Месторождение Кондыбай это не просто объект на карте. Это пример сложного взаимодействия тектоники, осадконакопления и флюидодинамики, который заслуживает внимательного и вдумчивого анализа. И именно это задача данной работы.

Практическая значимость заключается в том, что понимание глубинных процессов позволяет минимизировать риски при бурении, рационально подходить к разработке и не тратить время и ресурсы впустую.

Работа состоит из двух глав, общей геологической и затем основной, а именно - ключевые особенности структуры и нефтегазоносности Кондыбая. Использованные в работе графики, карты и сейсмические разрезы помогают не только проиллюстрировать сказанное, но и наглядно представить сложную подземную картину, с которой мы работаем. Перед нами стоит задача — не просто описать, а понять. И сделать это так, чтобы это имело практическую пользу. Вот с таким подходом и написана эта работа. Материалы для написания данной дипломной работы в основном были предоставлены Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Казахстана.

1 Общие сведения о месторождении Кондыбай

Месторождение Кондыбай расположено в Кызылкогинском районе Атырауской области, в юго-восточной части Прикаспийской впадины, на территории блока Тайсойган. Геологически оно приурочено к Уил-Сагизской зоне поднятий и Южно-Эмбинской моноклинали - местам, где земля когда-то буквально кипела от тектонической активности. Климат тут сложный: жара летом доходит до +40°C, зимой - морозы до -35°C. Осадков почти нет - 150-200 мм в год. Вода в регионе редкость, грунтовые горизонты залегают глубоко. По сути, вся эта территория - пустынная равнина, изрезанная соляными поднятиями и древними геологическими историями. Работать здесь непросто, но именно в таких условиях рождались открытия, и Кондыбай - не исключение.

Первые сейсморазведочные исследования велись ещё в XX веке, но настоящий интерес к структуре Кондыбай начался с развитием методов МОГТ ЗД. Современные съёмки позволили по-новому взглянуть на геологическое строение месторождения, уточнить форму и положение купола, а также выделить перспективные ловушки. Купол Кондыбай - это вытянутая антиклиналь размерами $4,5 \times 3,2$ км, с выраженным соляным ядром. Свод структуры смещён в северо-восточном направлении, а наиболее продуктивные зоны сосредоточены на юго-восточном и восточном крыле. Эти особенности позволили накопиться нефти и газу в благоприятных условиях и с хорошей герметичностью покрышек. Продуктивные отложения залегают на глубинах от 600 до 1500 метров. Основной интерес представляют триасовые, юрские и меловые горизонты. С 1997 года здесь было пробурено девять скважин, из которых как минимум четыре дали стабильный промышленный приток. Скважина номер 3 показала дебит 9,6 м³/сут с глубины 476 - 480 м, скв. номер 4 - до 10,2 м³/сут с глубин 513 - 521 метров, а скв. номер 5 - 4,8 м³/сут из интервала 620 - 624 метра. Нефть лёгкая, малосернистая, с высоким выходом светлых фракций. Это делает Кондыбай не просто потенциальным источником углеводородов, а серьёзным объектом для дальнейшего изучения и разработки.



Рисунок 1.1 – Схема географического расположения месторождения Кондыбай и прилегающих структур.

Ближайшим населенным пунктом является п.г.т. Макат - центр Макатского района, находящийся на расстоянии 45 км на юг-юго-запад от площади. Центр Кызылкогинского района п.г.т. Миялы расположен на расстоянии около 115 км на северо-запад, а областной центр – г. Атырау находится на расстоянии 160 км на юго-запад. Дорожная сеть развита слабо. Через район исследований проходит проселочная дорога, связывающая районные центры Макат и Миялы. Населенные пункты отсутствуют. Железная дорога Атырау-Актобе проходит в 30 км юго-восточнее рассматриваемых структур (рис.1.1).

2 Геологическая часть

2.1 Геологическая изученность месторождения

Изучение района месторождения Кондыбай имеет длительную и многослойную историю, охватывающую почти столетие. Первые упоминания о геологических работах в районе Кондыбая относятся к началу XX века. В 1932–1933 годах здесь проводилась маршрутная гравиметрическая съёмка, выявившая гравиметрические минимумы, соответствующие соляным структурам. В 1941–1942 гг. была выполнена топогеодезическая съёмка масштаба 1 к 100 000, что стало основой для планшетного геологического картирования территории.

В послевоенные годы начались полномасштабные сейсмические и гравиметрические работы. В 1960-х годах были получены данные о тектонике поверхности соляных куполов, а к 1970-м годам активно внедряются методы МОГТ (многоотражательной глубинной телесейзмики) в формате 2D. Эти исследования легли в основу построения первых структурных карт по отражающим горизонтам VI (кровля соли), V (триас) и III (юрский комплекс). С 1990-х годов начался новый виток геологоразведочных работ. В 1993 году АО «ЭНГФ» провело исследования методом МОГТ на юго-восточном крыле купола Кондыбай. Были построены структурные карты по горизонтам III, V, VI и РТ в масштабе 1:50 000. В 1995 году аналогичные исследования были проведены на структурах Кондыбай, Уаз и Кожа. Полученные материалы позволили уточнить строение межкупольных зон и рекомендовать глубокое поисковое бурение. К 1997 году сейсморазведочные профили охватили большую часть купола Кондыбай. Профиль 099811 (1998 год) стал основой для подготовки паспорта структуры. Далее, начиная с 1999 года, начались буровые работы. Были пробурены поисковые скважины номер 1, 3, 4, 5, а также разведочная скважина номер 7. Результаты бурения позволили подтвердить нефтегазоносность юрских отложений на юго-восточном и северо-восточном блоках структуры. Особенно значимым этапом стало проведение 3D-сейсмики. В 2011–2012 годах в рамках проекта ТОО «Гео Энерджи Групп» и компании «Геостан» были выполнены полевые работы МОГТ 3Д на площади 150 км², охватывающей Кондыбай и Уаз. Обработка данных велась в кластере из 336 процессоров на платформе ОМЕГА. Итогом стала высокоточная сейсмогеологическая модель осадочной толщи с картами отражающих горизонтов III, IV, V, T1-T3 и VI, а также построение карт изохрон и изопахит.

В целом, к текущему моменту месторождение Кондыбай можно считать геолого-геофизически хорошо изученным. Оно обеспечено комплексом сейсмических данных высокого разрешения, рядом разведочных и поисковых скважин, а также современными цифровыми моделями. Это позволяет уверенно планировать дальнейшее бурение и оценку ресурсной базы месторождения.

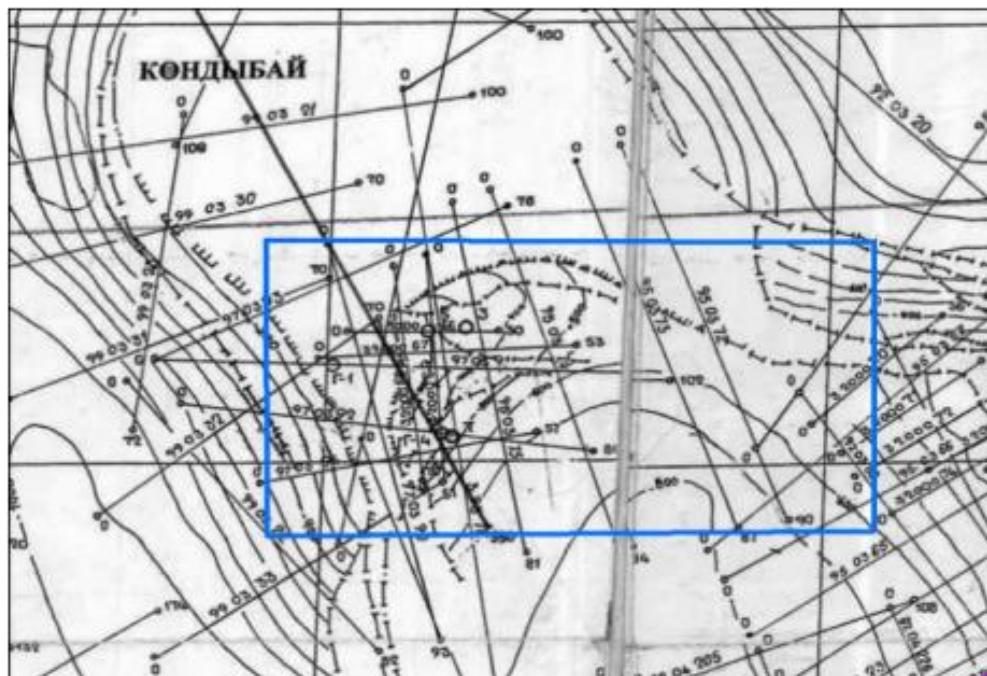


Рисунок 2.1 - Схема изученности сейсморазведкой 2Д и 3Д МОГТ площади Кондыбай.

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Обобщённая литолого-стратиграфическая колонка по южной части блока Тайсойган представлена на рисунке 2.2.

Литолого-стратиграфическая колонка месторождения Кондыбай охватывает широкий стратиграфический диапазон, включающий отложения пермского, триасового, юрского и мелового возрастов. Наиболее изученными и нефтеперспективными являются отложения нижнего триаса, средней юры и неокома.

Пермская система - Р, нижний отдел - Р1, Кунгурский ярус - Р1к

В основании разреза залегают породы пермской системы (Р), представленные нижним отделом — кунгурским ярусом (Р1к). Он включает две толщи: нижнюю галогенную, сложенную серовато-белой каменной солью кристаллической структуры, и верхнюю — сульфатно-терригенную (кепрок), представленную темно-серыми ангидритами. Мощность вскрытой галогенной толщи на структуре Кондыбай достигает 58 м.

Пермотриас - РТ

Следом залегают пермотриасовые отложения (РТ), мощностью от 100 до 172 м. Они представлены плотными, местами аргиллитоподобными тёмно-зелёными и красновато-коричневыми глинами с прослойями песков и песчаников. Песчаники

имеют зеленовато-серую окраску, слюдистые, уплотнённые, с включением растительных остатков и раковин.

| Система | Отдел | Ярус | Подярус | Индекс | Литология | Мощность | Характеристика пород |
|-----------|----------------|------------------|---------------------|--------|-----------|----------|---|
| Четв. | | | | Q | | 11 | Суглиники, пески |
| НЕОГЕН | | | | N | | 84 | Глины светло-серые, зеленовато-серые, с прослойками песка |
| ПАЛЕО-ГЕН | | | | P | | 30 | Глины зелёные с прослойками песка |
| МЕЛОВАЯ | верхний | Датский | K _{2d} | | | 18 | Мергели и мел |
| | | Маастрихт | K _{2m} | | | 100 | Светло-серые мергели и мел |
| | | Кампан | K _{2sp1} | | | 116 | Мергели, белые, мелоподобные |
| | | Сантон | K _{2st2} | | | 51 | Мергели с прослойками глин и мела |
| | | нижний | K _{2st1} | | | 40 | Мергели белые |
| | | Коньяк | K _{2k2} | | | 16 | Мергели, глины |
| | | нижний | K _{2k1} | | | 10-14 | Мергели белые глинистые |
| | нижний | Турон | K _{2t2} | | | 26 | Мергели светло-серые, песчаники светло-серые, известковистые |
| | | Сеноман | K _{2s1} | | | 56 | Глины, алевриты, пески |
| | | Альб | K _{1al2-3} | | | 243 | Глины, алевриты, пески, угли бурые |
| | | нижний | K _{1al1} | | | 12-89 | Глины с прослойками алевритов и песчаников |
| | | Апт | K _{1a} | | | 94 | Глины, песчаники, реже пески |
| | | Баррем | K _{1b} | | | 170 | Глины, песчаники, пески |
| | | Валанжин-Готерив | K _{1v-h} | | | 11-111 | Глины зеленовато и голубовато-серые, плотные |
| ЮРСКАЯ | верхний | Волжский | J _{3v2} | | | 3-36 | Глины зеленовато-серые, алевритистые |
| | | нижний | J _{3v1} | | | 15-29 | Глины зеленовато-серые, плотные |
| | | Кимеридж | J _{3km} | | | 5 | Известняки светло-серые, глинистые |
| | Нижний+средний | Келловей-Оксфорд | J _{3k-o} | | | 6-7 | Плотные зелёные глины с прослойками аргиллитов |
| | | Бат | J _{2bt} | | | 85 | Чередование глин, песков и песчаников |
| | | Байос | J _{2bs} | | | 14-107 | Глины и пески с прослойками песчаников, алевролитов и бурых углей |
| | | Аален | J _{2a} | | | 26-108 | Глины и пески с прослойками песчаников, алевролитов и бурых углей |
| ТРИАСОВАЯ | нижний | | J ₁ | | | 20-82 | Песчаники и алевролиты |
| | верхний | | T ₃ | | | 107 | Глины, алевритистые |
| ПЕРМСКАЯ | средний+ | | T ₁₋₂ | | | 9-234 | Пестро-цветные серовато-зелёные глины и светло-серые песчаники |
| | нижний | Кунгур | P _{1k} | | | 60 | Кристаллическая соль, ангидриты |

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 2.2 – Обобщённая литолого-стратиграфическая колонка.

Юрская система - J, нижний отдел - J1

Отложения нижней юры представлены чередованием глин, песчаников и песков. Глины темно-серые, плотные, алевролитистые, тонкослоистые, слюдистые с включением обуглившихся растительных остатков. Пески серые, со слабым

зеленоватым оттенком, мелкозернистые, слюдистые, уплотненные, с редкими прослойми бурого угля. Вскрытая толща на структуре Кондыбай составляет 68 м.

Средний отдел - J2

Представлен чередованием глин, песчаников и песков. Глины буровато-серые и темно-серые с буроватыми и зеленоватыми оттенками, плотные, песчанисто-алевритистые, с включением обуглившихся растительных остатков и тонкими прослойми бурого угля. Пески голубовато-зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, глинистые, слабоуплотненные, с включением мелких обуглившихся растительных остатков. Песчаники темно-серые, зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, крепкие, слюдистые, с включением обуглившихся растительных остатков. Вскрытая толща среднеюрских отложений на структуре Кондыбай составляет от 283 до 342 м.

Верхний отдел - J3

Верхнеюрский разрез представлен глинами, известняками и мергелями. Глины темно-серые, плотные, неизвестковистые. Известняки серые, крепкие, скрытокристаллические, с отпечатками раковин. Мергели зеленовато-серые, крепкие, слюдистые, с включениями обломков раковин. Вскрытая толща верхнеюрских отложений на структуре Кондыбай составляет 55 м.

Меловая система - K

Неокомский подъярус – K1ne. Отложения неокома представлены переслаиванием глин, песчаников и песков. Глины зеленовато-серые, пестроцветные, плотные, с прослойми аргиллита и мергеля. Песчаники зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, крепкие, известковистые. Пески тёмно-зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, плотные, алевритистые. Вскрытая толщина составляет около 130 м.

Аптский ярус - K1a. Отложения апского яруса представлены глинами, песчаниками и песками. Глины темно-серые до чёрных, плотные. Песчаники серые и тёмно-серые, тонко- и мелкозернистые, крепкие, известковистые, с включениями обломков раковин. Мощность отложений достигает 120 м.

Альбский ярус - K1al. Альбские отложения представлены чередованием глин, песков и песчаников. Глины тёмно-серые, плотные, неизвестковистые, алевритистые, с включениями органических остатков и обломков раковин. Пески и песчаники зеленовато-серые, мелко- и тонкозернистые, глинистые, известковистые. Мощность — около 190 м.

Верхний мел - K2. Верхнемеловые отложения включают глины, пески и мергели. Глины тёмно-серые и зеленовато-серые, плотные, с песчанистыми примесями. Мергели светло-зеленовато-серые, плотные, местами мелоподобные. Пески зеленовато-серые. Вскрытая толщина — до 75 м.

Неоген-четвертичная система - N+Q

Верхняя часть разреза занята отложениями неогена и четвертичного времени (N+Q). Они сложены из суглинков, глин и песков, с преобладанием известковистых и пылеватых фракций. Мощность 20 - 40 м.

2.3 Тектоническое строение

Территория месторождения Кондыбай, входящая в состав лицензионного блока Тайсойган, располагается в тектонически активной юго-восточной части Прикаспийской впадины. Эта область граничит с Северо-Атырауской системой моноклиналей на севере и Актюбинско-Астраханским поднятием на юге, представляя собой одно из наиболее структурно насыщенных зон впадины. Такие геологические условия определяют сложность, но в то же время и высокую перспективность её нефтегазоносности.

Фундамент региона сформирован из докембрийских пород, обладающих плавным рельефом. Он погружается от периферийных участков к центру впадины, где достигает глубин до 23 км. Конкретно в пределах структуры Кондыбай глубина залегания фундамента, по данным сейсморазведки, колеблется в интервале 8–9,5 км. Над ним формируется мощный осадочный чехол, стратиграфически подразделяемый на три ключевых комплекса: подсолевой, солевой и надсолевой.

Подсолевой комплекс представлен терригенно-карбонатными образованиями девона, карбона и нижней перми. Хотя они вскрыты только на отдельных участках глубоким бурением, их нефтематеринский потенциал не вызывает сомнений. Именно из этих толщ, как предполагается, происходила генерация углеводородов, мигрировавших вверх через зоны тектонических нарушений и контактные участки с солевыми телами.

Солевой комплекс сложен толщей каменной соли кунгурского возраста, мощность которой в центральной части впадины достигает 6-7 км, а в пределах Кондыбая составляет в среднем 58 м. Под действием тектонических напряжений и собственной пластичности соль начала перемещаться вверх, прорывая вышележащие породы и формируя соляные купола, валы, гряды и перешейки. Эти элементы стали своеобразными тектоническими «якорями», вокруг которых развивались структуры надсолевого комплекса.

Надсолевой комплекс включает осадки верхней перми, триаса, мезозоя и кайнозоя. Его мощность варьирует от 200 - 300 м на купольных возвышениях до 3,5 - 4 тыс. м в межкупольных мульдах. Именно в пределах этой толщи формируются ловушки углеводородов, приуроченные к надсводовым зонам, склонам куполов, флексурным линиям, сбросам и зонам примыкания к соляным перешейкам.

Соляной купол Кондыбай вытянут по субмеридионали и структурно соединён с куполами Кныш на севере и Матин на юге, образуя соляную гряду. Вершина

купола имеет столообразную форму и осложнена серией субширотных и субмеридиональных ступеней. Эти ступени формируют три основные крыла: западное, северо-восточное и юго-восточное. Последнее является наиболее выраженным структурно и содержит основные залежи нефти.

Юго-восточное крыло купола расчленено системой сбросов, формирующих блоковую архитектуру. По отражающим горизонтам III и V здесь выделяются отдельные блоки с амплитудами до 250 м. Размеры структурных ловушек достигают $2,5 \times 2,25$ км, что подтверждается картами изогипс. В пределах блока прослеживаются признаки активного солетектонического роста: ступенчатые сбросы, флексуры, грабенообразные понижения и зоны экранирования залежей.

Кроме надсводовых структур, в пределах Кондыбая развиты и прикупольные ловушки. Эти структуры формируются вдоль склонов куполов, в зонах преломления пластов и на краях соляных тел. Их размеры варьируются от 1,5 до 2,5 км по длинной оси и до 1 км по короткой, амплитуды составляют от 50 до 150 м. Такие ловушки часто являются ограниченными сбросами или врезками соляных языков и особенно перспективны при наличии экранирующей покрышки.

Особое внимание заслуживает взаимосвязь соляной тектоники и структуры отражающих горизонтов. Например, горизонт V, приуроченный к подошве пермотриаса, наглядно демонстрирует структурные формы, связанные с границами соли. Горизонт III, соответствующий подошве нижнемеловых отложений, характеризуется высокой изогипсальностью, отражающей влияние купола на осадконакопление.

По результатам сейсмических исследований установлено, что тектонические нарушения имеют радиальное и кольцевое простиранье, характерное для зон вокруг соляных тел. В пределах юго-восточного крыла фиксируются блоки, отделённые сбросами с амплитудами до 100 м. Эти элементы формируют сложные грабенообразные понижения и ступени, в пределах которых могут локализоваться залежи УВ.

Таким образом, тектоническое строение месторождения Кондыбай представляет собой совокупность геологических процессов: от глубинных платформенных движений до локального солетектонического тектогенеза. Эта структура сочетает признаки пликативной, дизъюнктивной и диапировой тектоники. Комплексность и многоуровневость структуры определяют высокую перспективность месторождения и необходимость его дальнейшего детального изучения.

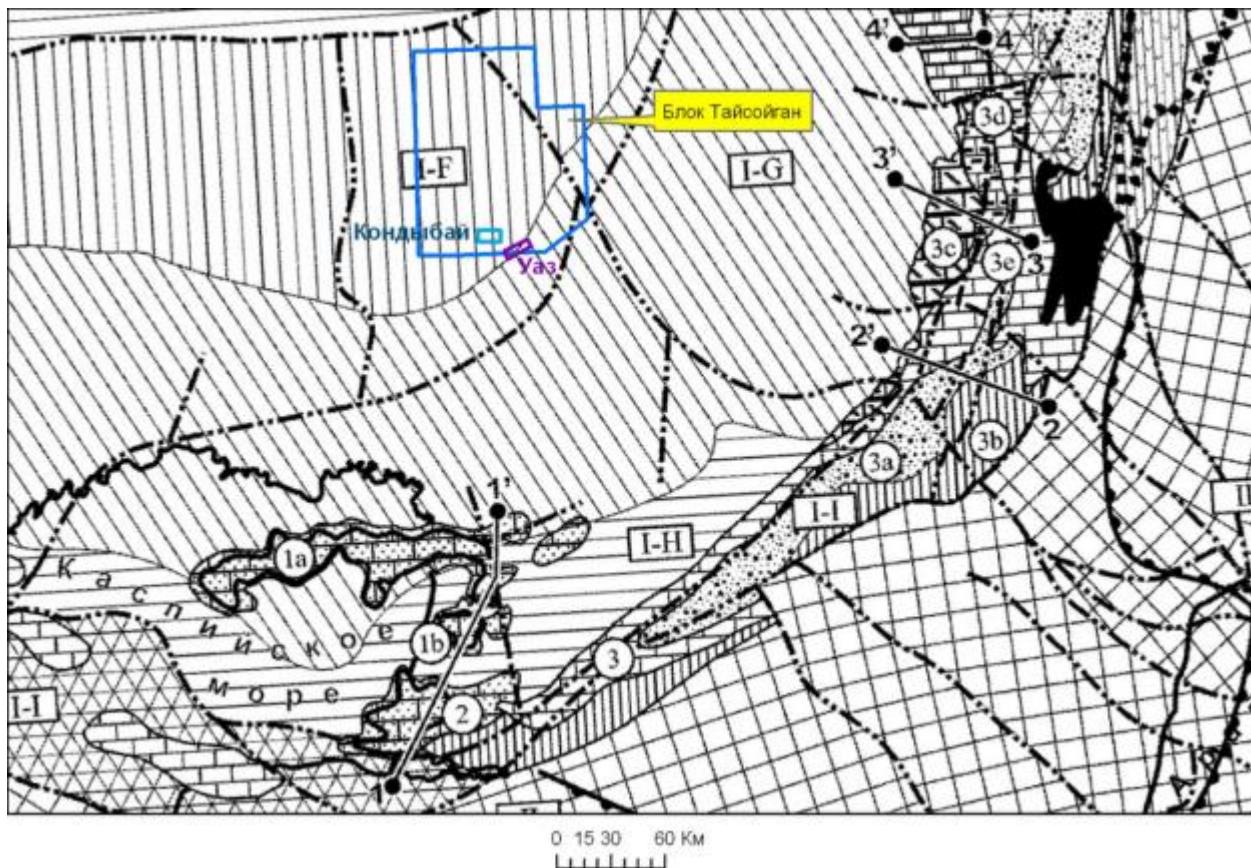


Рисунок 2.3 - Тектоническая схема юго-восточной части Прикаспийской впадины с нанесёнными контурами территории блока Тайсойган и площади Кондыбай.

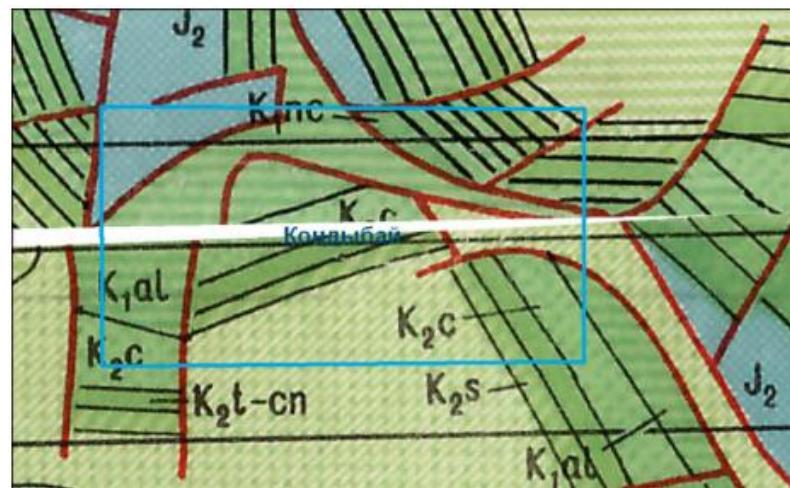


Рисунок 2.4 - Геологическая карта района исследований с контурами сейсморазведочных площадей Кондыбай.

2.4 Нефтегазоносность

Территория лицензионного блока Тайсойган расположена в пределах Южно-Эмбинского нефтегазоносного района, где в надсолевых отложениях открыты нефтяные месторождения Кожа Южный, Матин, Кемерколь, Орысказган, Кенбай, Жыланкабак, в пределах блока, в его южной части, открыты месторождение Кондыбай.

Месторождение Кемерколь открыто 1991 году. Промышленная нефтеносность связана с пластами Т-1 и Т-3, залегающими в интервалах глубин 1060-1380 м (западное крыло купола, район скважин номер 4 и номер 9) и 1179-1271 м (южная оконечность грабена, район скважины номер 20). Залежи нефти приурочены к полусводам, примыкающим к тектоническим нарушениям и к склону соляного массива кунгурского возраста.

Месторождение Кожа Южный установлена продуктивность четырех горизонтов: 2 нефтяных (М-І, М-ІІ) в отложениях апта и 2 нефтегазовых (Т-І, Т-ІІ) в нижнем триасе на глубинах 364 м; 394; 1021; 1050, соответственно. Высота нефтяной части залежей 11-17,5 м, газовой 21-33 м. По типу природного резервуара все залежи пластовые, тектонически экранированные, с элементами литологического ограничения в залежи Т-ІІ.

Нефтегазопроявления в надсолевой толще отмечены во многих картировочных и некоторых глубоких скважинах нефтегазоносного района. Проявления УВ отмечены на площади Аиртау II в скважинах 55 и 37 в отложениях баррема, на структуре Каракудук признаки нефти установлены в скважине 14, в готеривских отложениях, на структуре Байзак признаки нефти зафиксированы в кунгурской каменной соли, нижнетриасовых, нижнеюрских и готеривских отложениях. На структуре Аиртау I нефтепроявления сконцентрированы в ее приподнятых северо-западном и юго-восточном крыльях.

На структуре Кондыбай бурение начато в 1999 году и в пределах юго-восточного крыла пробурены 4 поисковые скважины 1,4,5,3 и одна разведочная (номер 7).

Поисковая скважина Г-1 была пробурена на северо-восточном поле западного блока юго-восточного крыла проектной глубиной 575 м, вскрыв кунгурский ярус нижней перми на профиле 039791 пк 36+50. В разрезе скважины продуктивные горизонты не выявлены, характер насыщения пород водонасыщенный. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина Г-3 пробурена в пределах восточного поля северо-восточного блока юго-восточного крыла купола Кондыбай до глубины 850м, вскрыв при этом проектный горизонт кунгурский ярус нижней перми, на профиле 03.2000.66 пк 24. Эксплуатационная колонна спущена на глубину 664 м. Геофизиками были выделены два объекта в интервалах: 516,4-518,6 м, 623-624 м.

При испытании интервала 620-624 м (J2) получена пластовая вода, в интервале 516-519 м получена нефть. Скважина переливает нефтью со средним дебитом 2,8 м³/с.

Поисковая скважина Г-4 пробурена на юго-восточном блоке юго-восточного крыла купола Кондыбай на профиле 03.97.92 пк 53+20 до глубины 1000м, при проектной глубине 900м, вскрыв проектный горизонт- кунгурский ярус нижней перми. Испытан один объект в интервале 476-480м, где получен приток нефти через 5мм штуцер дебитом 18 м³/с.

Поисковая скважина Г-5 была пробурена на западном поле северо-восточного блока юго-восточного крыла купола Кондыбай на профиле 03.2000.66 пк 16+50 до глубины 750 м, вскрыв проектный горизонт кунгурский ярус нижней перми. Из-за отсутствия в разрезе нефтегазоносных горизонтов скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Разведочная скважина Г-7 пробурена на юго-восточном блоке юго-восточного крыла купола Кондыбай на профиле 03.97.92 пк 55 до глубины 750 м, вскрыв среднеюрские отложения, в которых нефтегазоносных пластов не обнаружено. Аналог нефтенасыщенного пласта в скважине 4 (интервал 476,2-480,5 м) в скважине 7 водонасыщен (интервал 527,5-530,5 м). Тем не менее, было принято решение спустить эксплуатационную колонну на глубину 520 м и испытать интервал 468-475 м для определения характера насыщения пласта, интервал оказался «сухой». В связи с этим скважина ликвидирована по геологическим причинам.

По результатам бурения этих скважин установлена нефтегазоносность среднеюрских отложений на юго-восточном (скв.4) и северо-восточном блоках (скв.3) крыла.

Таблица 1.1 – Принятые в подсчет по горизонтам средневзвешенные величины Кп и Кнг

| Горизонт | Кп ГИС, д. ед | Кнг, д. ед |
|----------|---------------|------------|
| Ю-III | 0,302 | 0,651 |
| Ю-IV | 0,275 | 0,570 |

Объем запасов месторождения Кондыбай составил 82,6 тыс.т. геологические и 28,2 тыс.т извлекаемые по категории С1.

2.5 Гидрогеология

Район месторождения Кондыбай, как и вся юго-восточная часть Прикаспийской впадины, отличается достаточно сложной и неоднородной гидрогеологической обстановкой. Основные водоносные горизонты здесь приурочены к осадочным отложениям различного возраста, начиная от неогена и заканчивая триасом.

Самый верхний водоносный горизонт расположен в пределах неоген-четвертичной толщи. Эти воды залегают сравнительно неглубоко от 20 до 40 метров от дневной поверхности. Водоносные породы здесь представлены рыхлыми песками, супесями и суглинками. Воды преимущественно пресные или слабоминерализованные, с содержанием растворённых веществ не более 1 г/л. Они используются для хозяйствственно-бытовых нужд и технического водоснабжения, особенно в полевых условиях.

Ниже по разрезу располагаются более глубокие водоносные горизонты, связанные с юрскими, меловыми и триасовыми отложениями. Минерализация пластовых вод здесь варьируется в широких пределах от 5 до 150 г/л. В юрских песчаниках и алевролитах воды, как правило, гидрокарбонатно-натриевого и хлоридного типа. В триасовых и пермских отложениях преобладают рассолы, содержащие бор, бром, йод и другие микроэлементы.

Температура пластовых вод на глубинах от 500 до 700 м находится в пределах 30 - 36 °С. Пластовое давление варьируется от 6 до 9 МПа, что типично для зон с артинезианскими условиями. Насыщенность пород водой в пределах 35 – 65 процентов, в зависимости от типа коллекторов и гранулометрического состава.

Между водоносными комплексами развиты мощные водоупорные толщи, представленные глинами, ангидритами и аргиллитами. Эти породы выполняют роль экранирующих слоёв, надёжно изолируя продуктивные горизонты и препятствуя вертикальной миграции флюидов. В условиях Кондыбая это особенно важно, поскольку именно такая изоляция обеспечивает устойчивость залежей углеводородов.

Разные водоносные горизонты отличаются и по гидродинамическому режиму. В верхних слоях часто фиксируются свободные напорные условия, а вот на глубине нередко встречаются зоны с высоким гидродинамическим давлением, что создаёт эффект артинезианских вод.

Проницаемость водоносных пород неодинакова. В песчаниках юры она может достигать 250 - 300 мД, а в меловых алевролитах не превышать 70 - 80 мД. Это влияет на интенсивность водопритока при бурении и общую фильтрационную ёмкость пласта.

Таким образом, гидрогеологическая обстановка в районе месторождения Кондыбай оценивается как благоприятная для сохранности и накопления

углеводородов. Наличие изолирующих слоёв, устойчивые пластовые давления и минерализация пластовых вод обеспечивают хорошие условия для длительного существования нефтяных и газовых залежей.

3 Специальная часть. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай

3.1 Строение и состав природного резервуара

Природный резервуар месторождения Кондыбай представляет собой сложное сочетание различных литологических, структурных и фильтрационно-емкостных характеристик, обусловленных геологической историей региона. В пределах площади выявлено несколько коллекторских комплексов, каждый из которых обладает своими особенностями строения, типами пористости и изоляционными свойствами. Наиболее глубоким в разрезе является гранитный массив верхнепалеозойского возраста, вскрытый в виде выветрелых интрузий. Эти породы характеризуются трещинной пористостью, сформированной в результате процессов выветривания и тектонической активности. Коллекторские свойства здесь крайне ограничены и зависят от развития трещин. В окружающих граниты породах кварцево-слюдистых сланцах и метапесчаниках коллекторские свойства практически не прослеживаются. В триасовой части разреза выделяются две пачки: нижняя, представлена терригенно-карbonатными отложениями оленекского возраста, и верхняя преимущественно терригенная, карнийского возраста. Нижняя пачка сложена песчаниками и алевролитами полимиктового состава, с карбонатным цементом, содержание которого достигает 30 процент. В верхней части цемент преимущественно глинистый, карбонатность редко превышает 2-3 процент. Тип пористости здесь гранулярный, трещиноватость практически не наблюдается. Пористость составляет в среднем 12-18 процент, проницаемость - до 90 мД. Юрский коллекторский комплекс - ключевой в структуре природного резервуара Кондыбая. Нижнеюрские песчаные пласти варьируют по мощности от 2 до 7 м и в ряде случаев сливаются между собой, формируя единые резервуарные тела с общей мощностью до 40 м. В аален-келловейских отложениях выделяется 12 продуктивных горизонтов (Ю-I – Ю-XII), с глинистыми межпластовыми прослойями. Коллекторы здесь гранулярные, сложены чередующимися песками, алевролитами и глинами. Пористость варьирует от 16 до 22 процентов, проницаемость от 120 до 280 мД. Песчаники нижнего келловея (Ю-I) наиболее глинистые до 30 процентов, при карбонатности 2,5-8 процентов, в байосских горизонтах (Ю-VI – Ю-XI) глинистость 20-26 процентов, в ааленских (Ю-XII) — до 10-14 процентов.

Коллекторы верхнеюрского комплекса, в частности в кимеридж-титонской карбонатной толще, изучены слабо. Однако случаи поглощения бурового раствора и неустойчивого циркуляционного режима при проходке подтверждают наличие пористых и кавернозных интервалов. Эти участки требуют дальнейшего детального изучения с применением методов ГДИС, керн-анализа и гидродинамических

испытаний. Нижнемеловая толща (неоком) представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Коллекторы — преимущественно песчаники средней сортировки, пористость 15-20 процентов, проницаемость до 150 мД. Аптские и альбские пласти характеризуются пониженной проницаемостью, значительным количеством глинистых частиц и наличием слоистой структуры. По результатам ГИС наиболее перспективными являются пласти, приуроченные к нижнеаптским и среднеальбским подъярусам.

Важнейшую роль в функционировании резервуарной системы играют покрышки. Региональными флюидоупорами выступают две толщи: среднетриасовая вулканогенно-аргиллитовая и верхнекелловейско-оксфордская глинисто-мергелистая. Первая сложена тёмными аргиллитами с включениями туфопесчаников, мощностью до 80-100 м. Она разорвана тектоническими нарушениями, что снижает её экранирующие свойства в межкупольных зонах. Вторая покрышка состоит из гидрослюдисто-монтморилонитовых глин, микрозернистых мергелей и редких прослоев известняков. Её толщина от 40 до 60 м. Эта толща контролирует нефтегазоносность всей юрской продуктивной зоны и выполняет ключевую роль в изоляции залежей. Зональные покрышки приурочены к глинистым пачкам байоса и нижнего бата, в том числе и на границе между ними. Они локализуют залежи, особенно в пределах фланговых и блоковых структур, выделенных на юго-восточном и северо-восточном крыльях купола Кондыбай. Их роль особенно велика при формировании небольших изолированных залежей, связанных с тектоническими ловушками.

Таким образом, природный резервуар месторождения Кондыбай формируется за счёт сложного сочетания гранулярных коллекторов средней юры, неокомских песчаников, а также слабоизученных карбонатных толщ, в которых возможно развитие порово-кавернозной пористости. Наличие надёжных региональных и локальных покрышек обеспечивает герметичность залежей, а дифференциация емкостных и фильтрационных параметров делает структуру разнотипной и геологически интересной для дальнейшей разведки и разработки.

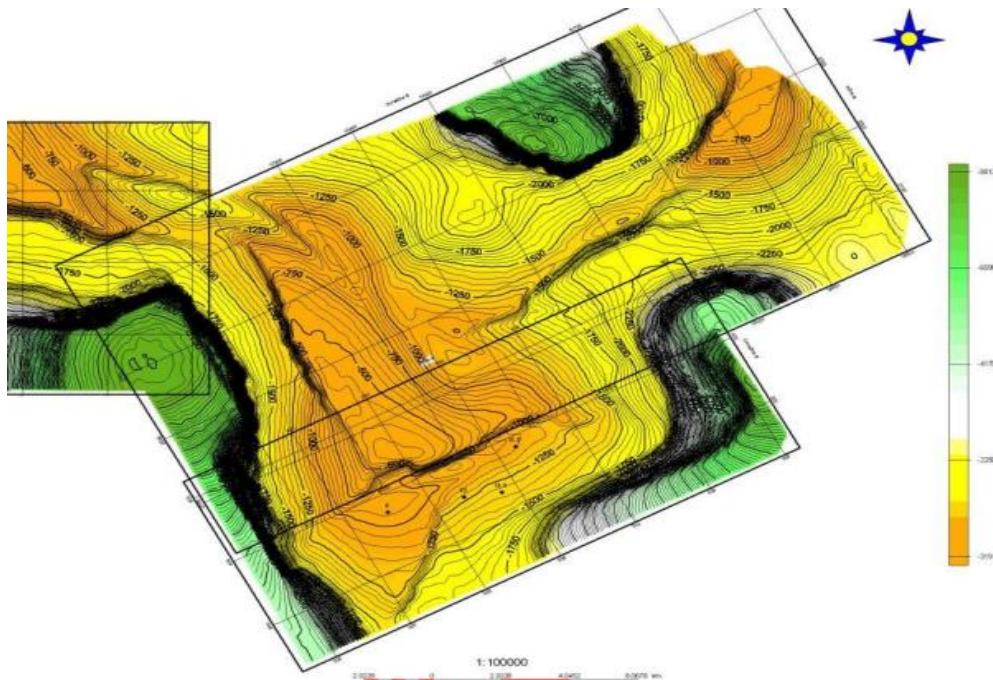


Рисунок 3.1 – Структурная карта по отражающему горизонту VI.

3.2 Характеристика продуктивных горизонтов (Ю-I – Ю-XII)

Горизонт Ю-I

Приурочен к нижней части келловейского яруса. Отличается высокой глинистостью — в среднем более 30 процентов, при карбонатности 2,5–8 процентов. Песчаники мелко- и среднезернистые, в разрезе часто сливаются в сплошные пласти. Коллекторы характеризуются значительной изменчивостью по площади. Проницаемость — 80–180 мД, пористость — 16–20 процентов.

Горизонты Ю-II - Ю-V

Соответствуют батскому ярусу. Эти горизонты содержат устойчиво развитые песчаные и алевролитовые прослои, чередующиеся с глинистыми пачками. Пески слоистые, хорошо отсортированы. Глинистость варьируется от 20 до 26 процентов. Пористость — до 21 процентов, проницаемость — 100–220 мД. Отложения достаточно выдержаны по площади, что делает эти горизонты основными промышленными резервуарами в пределах площади.

Горизонты

Ю-VI

Ю-XI

Относятся к байосскому ярусу. Представлены преимущественно мелко- и среднезернистыми песками с прослойями алевролитов. Глинистость постепенно снижается до 15–20 процентов. Цемент — глинисто-хлоритовый, с включениями карбонатов. Проницаемость — 150–250 мД, пористость — 18–23 процентов.

Коллекторы гранулярного типа, характерна хорошая фильтрационная однородность.

Горизонт Ю-XII

Соответствует ааленскому ярусу. Здесь преобладают тонкозернистые песчаники и алевролиты с глинистыми прослойками. Глинистость — 10-14 процентов, что делает этот горизонт одним из наиболее проницаемых в пределах всей юрской секции. Пористость достигает 22-24 процентов, проницаемость - до 300 мД. Толщи местами сливаются, образуя единые песчаные резервуары мощностью до 40 м. Имеются участки с высоким коллекторским потенциалом, особенно в центральной и восточной частях юго-восточного крыла структуры Кондыбай.

Также, в разрезе выделяются покрышки, изолирующие эти горизонты:

Между Ю-I и Ю-II залегает мощная глинистая пачка, выполняющая роль экрана.

В интервалах между Ю-V и Ю-VI, а также Ю-X и Ю-XI устойчивые прослои аргиллитов.

Над Ю-XII располагается региональная покрышка келловейско-оксфордского возраста, представленная мергелями и глинами мощностью 40–60 м

Таблица 3.3 – Параметры продуктивных горизонтов (Ю-I - Ю-XII) по месторождению Кондыбай

| Горизонт | Яярус | Пористость (%) | Проницаемость (мД) | Глинистость (%) | Характеристика |
|----------|----------|----------------|--------------------|-----------------|---|
| Ю-I | Келловей | 20 | 180 | 30 | Высокая глинистость, местами сливаются пласти |
| Ю-II | Бат | 21 | 200 | 26 | Выдержаные пески, хорошие коллекторы |
| Ю-III | Бат | 21 | 210 | 25 | Хорошие коллекторы, устойчивая литология |
| Ю-IV | Бат | 21 | 200 | 24 | Сходные условия с Ю-III |
| Ю-V | Бат | 21 | 220 | 22 | Переход к более песчанным пластам |
| Ю-VI | Байос | 22 | 230 | 20 | Устойчивые песчаники, высокие Кп и Кпр |
| Ю-VII | Байос | 22 | 240 | 19 | Хорошая фильтрация, умеренная глинистость |
| Ю-VIII | Байос | 22 | 220 | 18 | Оптимальные свойства для залежей |
| Ю-IX | Байос | 22 | 200 | 17 | Снижение глинистости, хорошие пласти |
| Ю-X | Байос | 22 | 190 | 16 | Устойчивые условия, мягкая литология |
| Ю-XI | Байос | 23 | 180 | 15 | Снижение глинистости, стабильный пласт |



Рисунок 3.2 - Гистограмма средней пористости по продуктивным горизонтам (Ю-I – Ю-XII).

Анализ значений средней пористости по продуктивным горизонтам (Ю-I – Ю-XII) месторождения Кондыбай наглядно отражён на гистограмме (рис. 3.2). На основании представленных данных можно выделить несколько ключевых тенденций, характерных для разреза.

Наименьшие значения пористости зафиксированы в горизонте Ю-I келловейского яруса — порядка 20 процентов, что обусловлено высокой глинистостью и частичным уплотнением пород. По мере перехода к более молодым пластам батского возраста (Ю-II - Ю-V) наблюдается плавное повышение пористости до 21 процентов, что связано с улучшением условий седиментации и большей долей песчаного материала.

Горизонты байосского возраста (Ю-VI - Ю-XI) демонстрируют ещё более высокие значения — 22–23 процентов, с наибольшей стабильностью пористости в пределах этих горизонтов. Это подтверждает их высокое коллекторское качество и сравнительно однородные условия формирования осадков.

Максимальные значения пористости отмечены в горизонте Ю-XII, приуроченном к ааленскому ярусу до 24 процентов. Это может быть связано как с повышенным содержанием крупнозернистых фракций, так и с меньшей степенью диагенетических изменений. Указанный горизонт формирует наиболее ёмкие и перспективные коллектора среди юрского комплекса.

Таким образом, наиболее благоприятные по емкостным характеристикам горизонты — Ю-VI - Ю-XII, в то время как Ю-I требует более осторожной оценки в связи с повышенной глинистостью и сниженной эффективной пористостью. Полученные данные позволяют детально ранжировать продуктивные горизонты и сформировать приоритеты дальнейших геологоразведочных мероприятий.

3.3 История формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай

3.3.1 Поздний палеозой: становление фундамента и подсолевого комплекса

Формирование фундамента

В основании геологического разреза Кондыбая залегают породы кристаллического фундамента, относящиеся к протерозою и нижнему палеозою. Эти образования представлены гранитами, гнейсами, метаморфизованными кварц-слюдистыми и карбонатно-кварцевыми сланцами. Они являются основой всей платформы и играют роль геомеханического стабилизатора, на который с позднего девона начинают накапливаться осадки.

В условиях длительного выравнивания и эрозии по поверхности фундамента сформировалась кора выветривания, представленная трещиноватыми гранитами и слабоцементированными обломочными породами. Эта зона локально может обладать коллекторскими свойствами, что подтверждается результатами бурения на близлежащих структурах региона. В пределах структуры Кондыбай глубина залегания фундамента варьирует от 8 до 9,5 км.

Позднепалеозойская эра (девон, карбон, пермь) ознаменовала собой формирование ключевых геологических элементов, заложивших фундамент нефтегазовой системы юго-восточной части Прикаспийской впадины, в том числе и месторождения Кондыбай. Именно в этот период происходит становление устойчивой платформенной структуры, накопление первых мощных осадочных толщ и начало процессов, предопределивших размещение будущих коллекторов.

Развитие подсолевого комплекса: карбонатно-терригенная фаза

Начиная с девона, платформа постепенно погружается. В этот период в условиях тёплого шельфового моря начинают формироваться мощные толщи карбонатных отложений — известняков, доломитов, реже рифогенных образований. Эти породы являются важнейшими элементами ранней генерации и миграции флюидов, а также потенциальными коллекторами при наличии вторичной кавернозной или трещинной пористости.

Во второй половине карбона возрастает доля терригенного материала. Отложения становятся более разнозернистыми: появляются песчаники, алевролиты, глинистые прослои. На смену спокойному карбонатному осадконакоплению приходят условия, близкие к дельтовым и лагунным. В литологическом строении подсолевого комплекса формируется стратиграфическая пестрота, благоприятствующая локальной фильтрационной дифференциации. Формирующиеся песчаные и алевролитовые толщи могут содержать коллекторы

порового типа, с пористостью 8–12 процентов и проницаемостью до 10 мД в зонах слабого цементирования.

Особое значение имеет наличие тёмных алевролитов и аргиллитов в пределах карбона и перми — потенциальных субстратов для генерации углеводородов в будущих нефтематеринских комплексах. Тепловой режим бассейна на тот момент соответствовал катагенетическим стадиям А–Б, что обеспечивало термогенное преобразование органики.

Переход к платформенной стадии и подготовка условий нефтегазонакопления

К началу пермского периода регион вступает в устойчивую платформенную стадию развития. В условиях спокойного тектонического режима, ограниченной циркуляции морских вод и активного испарения происходит накопление мощной эвапоритовой толщи соленосной формации кунгурского возраста. Этот этап завершает формирование подсолевого комплекса и предопределяет будущую архитектуру надсолевой части, в том числе развитие солянокупольных структур.

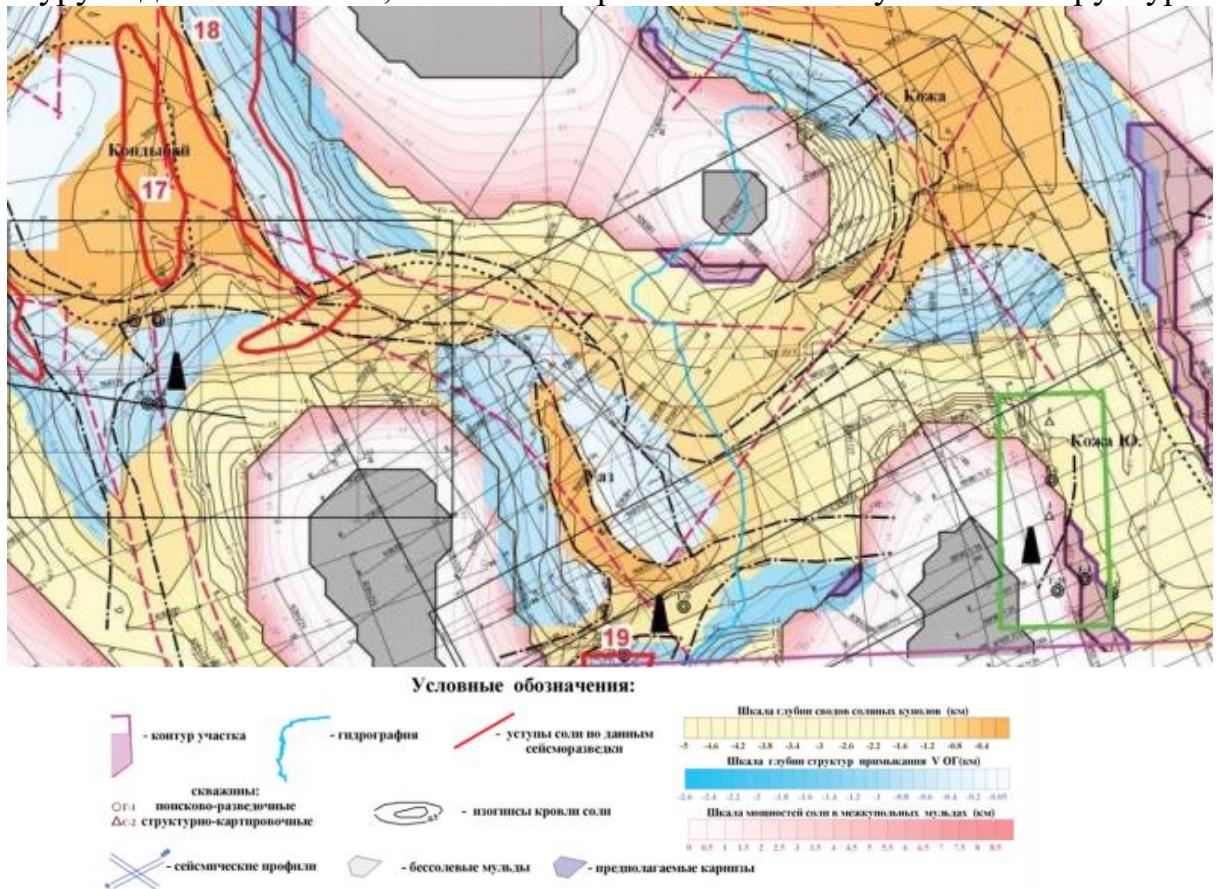


Рисунок 3.2 – Структурная карта лицензионного блока Тайсойган с выделением купола Кондыбай.

Структурная схема юго-восточной части Прикаспийской впадины. На карте отображены соляные купола, включая структуру Кондыбай (участок 17), расположенную в пределах южного фланга блока Тайсойган. Глубина залегания отражающих горизонтов, элементы тектонической рассечённости и форма куполов позволяют проследить зарождение структурных ловушек с позднего палеозоя до мела. Солянокупольная тектоника начинает своё формирование именно в пермском периоде, но её активная фаза приходится уже на мезозой. Однако ещё в позднем палеозое, за счёт разной пластичности пород, наблюдаются первые вертикальные перемещения соли, закладываются начальные куполообразные формы.

Поздний палеозой - фундаментальный этап, в ходе которого: Сформировался геологический фундамент - как физическая основа всего платформенного разреза; Сложился подсолевой комплекс, включающий чередование карбонатных и терригенных пород с локальными зонами коллекторов; Начались условия для соленосного цикла, завершившегося формированием соляной покрышки, определившей траппинг флюидов в последующие эпохи. Именно этот период создал условия, без которых последующее формирование продуктивных резервуаров в юре и меле было бы невозможно.

3.3.2 Кунгурский ярус: формирование соленосного комплекса и начало соляной тектоники

Кунгурский ярус, относящийся к нижнепермскому отделу, стал ключевым этапом в формировании геологического каркаса месторождения Кондыбай. Именно в это время в пределах Прикаспийской впадины происходило формирование мощной соленосной толщи, которая в дальнейшем обеспечила структурные предпосылки для накопления и изоляции углеводородов.

Палеогеографическая обстановка кунгурского времени характеризовалась замкнутостью бассейна, высокой испаряемостью и дефицитом пресной воды. Эти условия способствовали выпадению последовательных слоёв осадков: от карбонатов до гипсов и, наконец, каменной соли. Так сформировалась **эвапоритовая толща** — одна из самых мощных в осадочном чехле Прикаспийской впадины. В районе Кондыбая её мощность оценивается в пределах **1500-2500 м**, с доминированием каменной соли и ангидритов.

Благодаря высокой пластичности соли уже в этот период начинают формироваться зачатки **солянокупольных структур**. Под давлением вышележащих отложений и собственным весом, соль начинает перемещаться вверх, создавая локальные поднятия. Эти движения были ещё не выражены в виде чётко

сформированных куполов, однако они задали начало тем процессам, которые в итоге меле завершатся образованием полноценного купола Кондыбай.

Наряду с солью в разрезе присутствует и **сульфатно-терригенная покрышка**, представленная ангидритами, туфоглинистыми породами и плотными аргиллитами. Эти породы обладают низкой проницаемостью и высокой пластичностью, что делает их надёжным флюидоупором. Именно они позже обеспечат герметичность залежей в надсолевом комплексе, ограничив вертикальную миграцию флюидов. С накоплением кунгурской соли завершилось формирование механически контрастной платформенной системы, в которой началась тектоническая сегментация. Создавшийся **контраст между жёсткими и подвижными слоями** заложил будущую тектоническую архитектуру региона от структурных уступов до прикупольных сбросов. Эти элементы сыграли важную роль в последующей локализации ловушек углеводородов.

3.3.3 Ранний, средний и поздний триас: развитие надсолевых резервуаров и архитектура разреза

Ранний, средний и поздний триас - важный отрезок геологической истории месторождения Кондыбай. В этот период окончательно завершился соленосный этап, уступив место осадконакоплению преимущественно терригенного характера. Впадина постепенно заполнялась алевролитами, песчаниками и глинистыми отложениями. Именно в триас начали формироваться первые надсолевые коллекторы, а вместе с ними - и экранирующие толщи, сыгравшие в будущем ключевую роль в локализации углеводородов.

Нижний триас представлен преимущественно песчано-глинистыми разностями. Среди них встречаются пласти полимиктовых песчаников и алевролитов, местами с известковыми примесями. Породы здесь разноплотные, местами рыхлые, но с повышенным содержанием цемента — до 25-30 процентов. Это заметно влияет на проницаемость: даже при пористости в 12-14 процентов фильтрационные свойства сдерживаются. В пределах Кондыбая скважинами выявлялись такие участки, но промышленной нефтеносности в пределах нижнетриасовых пластов пока не установлено. Впрочем, аналогичные толщи в соседних блоках демонстрируют признаки флюидонасыщения, а значит — полностью сбрасывать их со счетов было бы преждевременно.

Средний триас. Аргиллиты, тёмные, плотные, почти без карбонатов, порой прерываемые тонкими прослойками туфов и туфогенных песчаников. Именно эта толща стала первым полноценным флюидоупором в надсолевом разрезе. Она обладает низкой проницаемостью и высокой глинистостью (часто выше 40 процентов), и благодаря этим свойствам эффективно изолирует нижние горизонты

от более молодых накоплений. Для всей структуры Кондыбай это своеобразный «геологический замок», от которого зависит сохранность потенциальных залежей ниже по разрезу.

Верхний триас. Мощности увеличиваются, меняется обстановка появляется больше морских признаков, условия становятся стабильнее. Алевролиты, песчаники с глинистым цементом, карбонатность снижается (не выше 3 процентов), пористость местами доходит до 16 процентов, а проницаемость — до 10 мД. Эти пласти выглядят куда более перспективными: по результатам геофизических исследований в ряде скважин наблюдаются признаки насыщения. Но, как это часто бывает в триасе, пласти не всегда выдержаны, линзообразны, нередко выклиниваются или блокируются локальными сбросами.

Соляная тектоника. Соляной купол Кондыбай, начав формироваться ещё в перми, в триасе продолжает своё движение вверх. Это влияет на конфигурацию отложений: пласти начинают изгибаться, наклоняться, формируются антиклинали, флексуры, ступени. Это движение создаёт не просто рельеф — оно закладывает структурные ловушки. Те самые, которые впоследствии будут удерживать нефть и газ в пределах надсводовых и периферийных блоков.

Ранний, средний и поздний триас это не просто переход от соли к юре. Это этап, когда осадочная машина впадины начала настраиваться на будущую продуктивность. Здесь зародились первые надсолевые коллекторы, сформировалась серьёзная экранирующая система, а тектоника начала собирать нужные формы. Всё, что будет происходить в юре и меле — уже заложено именно здесь.

3.3.4 Юрский период: формирование продуктивных коллекторов и условий аккумуляции углеводородов

Юрский период занимает особое место в геологической истории месторождения Кондыбай. Именно в это время сформировались основные продуктивные горизонты, обеспечившие накопление и сохранность залежей нефти. Осадочные, литологические и тектонические процессы этого времени происходили в условиях, максимально благоприятных для создания высокоэффективной коллекторской среды и устойчивых экранирующих систем.

Осадочная обстановка и условия формирования пластов

В начале юры, в условиях морских мелководий и лагунных впадин, началось накопление песчано-глинистых и алевритовых отложений. Осадконакопление происходило в спокойной платформенной обстановке, что обеспечило относительно равномерную литологическую зональность и горизонтальную выдержанность пластов.

По результатам комплексного анализа разреза в пределах структуры Кондыбай выделяются 12 основных горизонтов (Ю-I – Ю-XII), входящих в состав аален-келловейской толщи. Они охватывают нижнюю, среднюю и верхнюю юру и разделены по стратиграфии следующим образом:

- Ю-I – нижнекелловейская часть;
- Ю-II – Ю-V – батский ярус;
- Ю-VI – Ю-XI – байосский ярус;
- Ю-XII – ааленский ярус.

Коллекторы формировались за счёт чередования песчаных, алевролитовых и глинистых пластов различной мощности. При этом песчаники средней и тонкой зернистости, с глинистым цементом, обладают высокой пористостью — от 20 до 24 процентов, проницаемостью до 300 мД, в зависимости от структурного положения и степени уплотнения.

Типы коллекторов и фациальные особенности

Основной тип коллектора гранулярный поровый, сформированный за счёт седиментационного накопления и последующей слабой цементации. В пределах некоторых горизонтов наблюдаются признаки вторичной пористости, а также локальной микротрециноватости.

Литологическая неоднородность наиболее выражена в горизонтах Ю-I и Ю-IX - Ю-XI, где песчаные прослои сливаются или выклиниваются, образуя как единые пластовые тела, так и изолированные линзы. Эти особенности прямо влияют на характер залежей: от пластовых до линзовидных, с элементами литологического экранирования.

Формирование флюидоупоров

На протяжении юры формируются и экранирующие толщи глинистые и мергелистые пачки, перекрывающие продуктивные горизонты. Особую роль играет верхнекелловейско-оксфордская глинисто-мергелистая покрышка, обладающая высокой пластичностью, низкой проницаемостью и достаточной мощностью до 60 м. Эта покрышка эффективно изолирует горизонты Ю-I – Ю-XI от выше- и ниже- расположенных коллекторов, обеспечивая надёжность ловушек.

Структурные особенности и типы ловушек

Развитие соляной тектоники, начавшееся в перми, в юрский период достигло активной стадии. Рост купола Кондыбай сопровождался формированием антиклинальных складок, сбросов и ступеней. Наиболее устойчивыми стали надсводовые ловушки, приуроченные к вершине купола и его склонам. Также активно формировались прикупольные и периферийные структуры, где песчаные пластины надвигались на карнизы и соляные валы.

Разрез юры на восточном и юго-восточном крыле купола отличается максимальной мощностью и хорошей сохранностью структурного плана. Здесь получены промышленные притоки нефти (до 18–30 м³/сут) в интервалах Ю-III и Ю-

IV. Участки с повышенной коллекторской ёмкостью хорошо коррелируются с зонами аномалий параметра Vp/Vs и подтверждены данными сейсморазведки. Структура Кондыбай в полной мере отражает тектоно-осадочные процессы, происходившие в юре, и является модельным примером купольно-надсводовой системы с развитым надсолевым резервуаром.

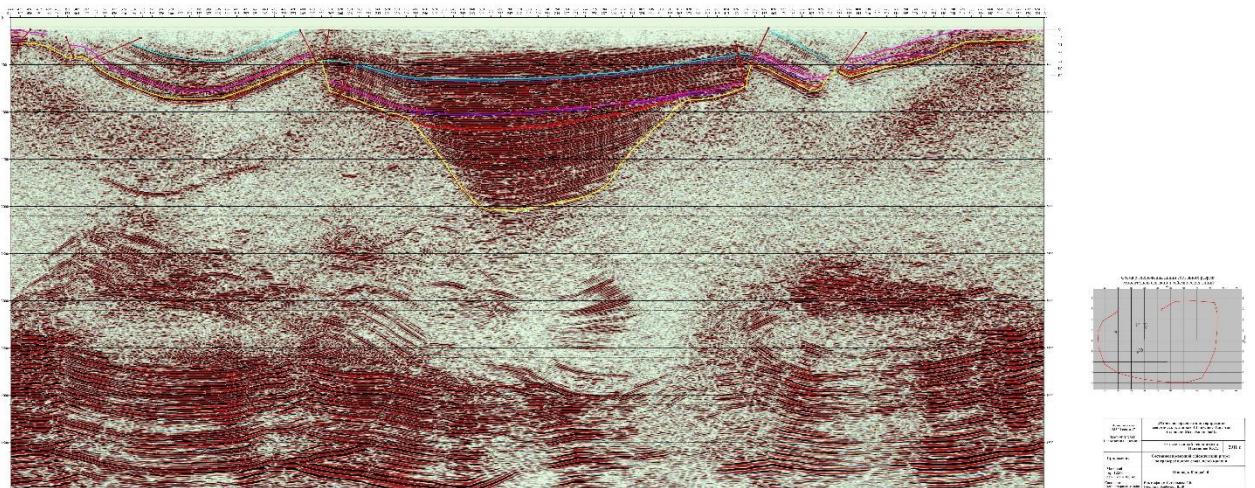


Рисунок 3.3.4 – Составной временной сейсмический разрез.

3.3.5 Меловой период: этап осадконакопления и формирование резервуаров в морских условиях

Меловой период в пределах месторождения Кондыбай стал логическим продолжением тектоно-осадочной эволюции, начавшейся в триасе и активно развивавшейся в юре. В это время территория исследуемого участка находилась под воздействием преимущественно морских трансгрессий, что определило облик осадочных толщ, содержащих перспективные резервуары и экранирующие комплексы.

Ранний меловой период.

Осадочная обстановка и тектонический фон

На протяжении нижнего мела в районе Кондыбай развивалась широкая, умеренно прогибающаяся морская впадина, в которую поступал преимущественно терригенный материал. Активное осадконакопление происходило за счёт сноса из прилегающих областей и переработки береговой линии. Смена трансгрессий и регрессий приводила к ритмичному чередованию фаций от алевритов и песчаников до глин и мергелей.

Соли кунгурского возраста, сформированные значительно ранее, продолжали выполнять тектоническую функцию: в этот период купол Кондыбай испытывал медленное, но стабильное поднятие, обеспечивая пространственные условия для

формирования надсводовых ловушек, усиление флексур и наклонов пластов в периферийных зонах. Все это напрямую влияло на морфологию резервуаров и условия дальнейшей аккумуляции углеводородов.

Формирование неокомской толщи (K₁ne)

Неоком формировался преимущественно в условиях открытого мелководного моря. Накопление происходило в условиях умеренной энергии среды, что привело к образованию переслаивания песков, алевролитов и глин. Глинистые осадки накапливались в спокойных условиях лагун и внутренних заливов, тогда как песчаники в устьевых каналах и мелководьях. Именно эта фациальная изменчивость определила лензообразный характер коллекторов, которые в дальнейшем обеспечили локализацию залежей.

Хорошие коллекторские свойства проявляют песчаники с известковистым цементом. Средняя пористость пород составляет 18–20 процентов, проницаемость – 50–130 мД.

Апт-альбский цикл (K_{1a}–K_{1al}): расширение условий аккумуляции

Во второй половине нижнего мела усилилась трансгрессия, и морская акватория значительно расширилась. Это привело к формированию широких зон слагаемых слабоцементированными песками и глинистыми пачками, которые формировались в условиях равнинных мелководий, лагун и эстуариев. Наличие умеренного волнового режима и периодических регрессий обеспечивало формирование параллельных пластов, с устойчивыми прослойями глин — будущими внутриинформационными экранами.

Пористость апских песчаников в пределах Кондыбая достигает 20–22 процентов, проницаемость до 150 мД, при нефтенасыщенности 55–60 процентов. Альбский ярус, несмотря на меньшую степень изученности, сформирован в сходных условиях, с хорошим фациальным развитием и емкостными параметрами (пористость 17–18 процентов, проницаемость 60–100 мД).

Поздний меловой период.

Верхнемеловая часть (K₂): экранирующий комплекс

С окончанием нижнемелового осадконакопления наступает этап стабилизации, сопровождаемый регрессией и накоплением более тонкодисперсных осадков. В этих условиях накапливаются мергели, глинистые и алевролитовые толщи, выступающие как плотные флюидоупоры, перекрывающие нижележащие коллекторы. В разрезе купола Кондыбай мощность этой покрышки составляет до 75 м, а её развитие особенно выражено на восточном и юго-восточном склоне структуры.

Связь геологического развития с размещением залежей

Всё структурное и литогенетическое развитие мелового периода формировалось на фоне продолжающегося поднятия соляного купола. Эти движения способствовали выгибанию меловых пластов, формированию

антиклиналей и флексур. Аккумуляция углеводородов происходила в пределах надсводовых зон, ограниченных глинистыми и мергелистыми экранами. Именно такая тектоно-стратиграфическая конфигурация и стала основой для формирования продуктивных ловушек в интервалах апт–неоком.

Скважины, пробуренные на восточном крыле структуры Кондыбай, вскрыли продуктивные интервалы в меловой толще. В частности, при испытании интервала 476–480 м (условно между горизонтом J2 и K1), был получен стабильный приток нефти 18 м³/сут, что подтверждает эффективность сформированных в этот период коллекторов.

Этот период завершил многомиллионолетний цикл подготовки геологического каркаса, сделав структуру Кондыбай перспективным объектом для разведки и разработки углеводородов.

3.3.6 Палеоген - Неоген - Четвертичный этап: завершение геологической эволюции и стабилизация структур

С окончанием мелового периода территория месторождения Кондыбай вступила в завершающий этап геологической истории эпохи, ознаменованную изменением динамики осадконакопления, переходом к платформенному спокойствию и формированием поверхностной покровной толщи. Отложения палеогена, неогена и четвертичного времени, несмотря на скромную литологическую представленность, играют значимую роль в сохранении резервуарных систем, а также в поддержании целостности надсолевого комплекса.

Осадконакопление и фациальные условия

Отложения палеогена слагают верхнюю часть среднего структурного этажа, охватывающего юру, мел и палеоген. Их осадконакопление происходило в условиях перехода от морской трансгрессии к лагунно-континентальному режиму. В пределах площади Кондыбай они представлены преимущественно глинистыми и алевролитовыми отложениями мощностью до 60–80 м, обладающими низкой проницаемостью и высокой глинистостью, что обеспечивает дополнительную экранирующую способность вышележащих пород.

Переход к неогену сопровождается тектоническим затишьем, что дало начало формированию верхнего структурного этажа. Он сложен слаборазличающимися по составу, но довольно контрастными по плотности осадками: суглинками, глинами, супесями и рыхлыми песками. Эти осадки накапливались в условиях незначительной денудационной переработки и слабой энергии среды, преимущественно в аллювиальных, эоловых и дельтовых фациях.

Мощности и стратиграфическая привязка

По данным таблицы стратиграфических отбивок, в скважинах Кондыбай-1, -4, -5 и -8 кровля неогена фиксируется в пределах от 18 до 52 м от поверхности. Общая мощность неоген-четвертичной толщи варьирует от 20 до 40 м, в отдельных зонах до 45 м.

Она залегает с угловым несогласием на различных по возрасту породах — от кунгурской соли до палеогена. Строение толщи прослеживается по отражающему горизонту «А», который, согласно данным сейсморазведки, фиксируется в западной части впадины, а также в северо-западной зоне купола.

Тектонические особенности

Палеоген-неогеновый этап связан не столько с активным тектоническим ростом, сколько с фиксацией ранее сформированных структур. Однако развитие соляной тектоники не прекращается полностью — нарастает постепенное выравнивание купольных форм. В результате происходит дополнительное выгибание отражающих горизонтов III и V, в том числе в зоне восточного и северо-восточного блока Кондыбайской структуры. Это фиксируется в виде плавных поднятий и флексур, залегающих параллельно поверхности соли.

Такая морфология создаёт условия для сохранения пластов-коллекторов в надсолевом комплексе и обеспечивает изоляцию залежей, сформированных в аптских, неокомских и альбских отложениях.

Инженерно-геологические аспекты

Покровные отложения играют важную роль в практической разработке структуры. Из-за их слабой цементации, высокой пластичности и насыщенности капиллярной влагой они требуют корректной буровой программы. В верхних 40 м часто фиксируются чередования влажных супесей с песками, что создаёт риск обвалов и осложняет первичную цементацию. Особое внимание уделяется выбору глубины заложения и спуска кондуктора в скважинах, проектируемых в восточном и южном крыле купола.

Несмотря на отсутствие промышленных резервуаров, именно эта покровная система сохраняет структуру в её современном состоянии, обеспечивает гидродинамическое равновесие и играет критически важную роль в разработке залежей Кондыбайского месторождения.

3.4 Формирование нефтегазоносности и структурных ловушек на месторождении Кондыбай

Формирование нефтегазоносности месторождения Кондыбай обусловлено комплексом факторов, включающих генерацию углеводородов, направленную миграцию, наличие эффективных коллекторов и развитие структурных и литологических экранов. Все ключевые элементы нефтегазовой системы

проявлены в пределах данной структуры, что делает её геологически завершённой и потенциально продуктивной.

Генерация и миграция углеводородов

Потенциальные нефтематеринские породы развиты в юрской и пермотриасовой толще. Это глинистые и алевролитовые породы тёмно-серого и чёрного цвета, насыщенные органическим веществом преимущественно сапропелевого типа. По данным геохимических исследований, содержание общего органического углерода в подобных породах может превышать 1,5–2,0 процентов, что при наличии катагенетического преобразования создаёт условия для генерации жидких углеводородов.

Миграция флюидов происходила в условиях активной соляной тектоники. Подъём соли формировал наклон слоёв в сторону купола, что обеспечивало латеральную и восходящую миграцию по пористо-проницаемым пластам, преимущественно в пределах аптских, неокомских и юрских горизонтов. В качестве каналов также выступали зоны тектонических нарушений — сбросы и флексуры, выявленные по отражающим горизонтам III и V. Нефть перемещалась в сторону антиклинальных изгибов и участков с эффективным экранированием, где формировались ловушки.

Типы ловушек и условия их формирования

По результатам комплексной интерпретации сейсмических данных и буровых исследований, в пределах структуры Кондыбай установлены несколько типов ловушек.

Надводовые ловушки — наиболее надёжные по геологическому строению. Они сформированы в зоне вершины соляного купола, где песчаные и алевролитовые пласти подняты антиклинально и перекрыты региональной покрышкой. Площадь таких структур достигает 2,0–2,5 км², амплитуда по отражающему горизонту V составляет 175–300 м. Именно в этих ловушках пробурены продуктивные скважины Г-4 и Г-7.

Сбросовые и флексурные ловушки формировались в зонах тектонического разгрузки купола. Здесь нефть накапливается у тектонических контактов или в флексурных изгиба слоёв. Такие ловушки ограничены по размерам, но могут обладать высокой насыщенностью из-за плотного экранирования.

Прикупольные ловушки встречаются на периферии купола, где продуктивные горизонты погружаются под карнизы соли. В этих зонах ловушки ограничены сбоку и снизу соляным телом, а сверху перекрыты глинисто-мергелистыми покрышками.

Роль покрышек и экранов

Ключевую роль в сохранении залежей углеводородов играют экранирующие толщи. Основные из них:

Глинисто-мергелистая покрышка верхнекелловейско-оксфордского возраста перекрывает продуктивные юрские горизонты. Мощность до 60 м, низкая проницаемость и высокая пластичность.

Аргиллитовая толща среднего триаса — изолирует нижнеюрские и триасовые коллекторы. Характеризуется проницаемостью менее 0,01 мД и глинистостью более 40 процентов.

Мергели и глины верхнего мела и палеогена — перекрывают меловые продуктивные горизонты, формируя региональный флюидоупор в верхней части разреза.

Неоген-четвертическая толща — дополнительный поверхностный экран мощностью 20–40 м, ограничивает фильтрацию из внешней среды.

Подтверждение залежей и геологическая завершённость

Испытания скважин Г-3, Г-4 и Г-7 подтверждают наличие залежей в пределах апт-неокомских и среднеюрских пластов. В интервалах 476–480 м (Ю-III) и 620–624 м (Ю-IV) были получены притоки нефти с дебитами от 2,8 до 4,6 м³/сут при 5 мм штуцере. Это указывает на наличие устойчивых залежей в пределах надсводовой и сбросовой зон, хорошо изолированных и насыщенных.

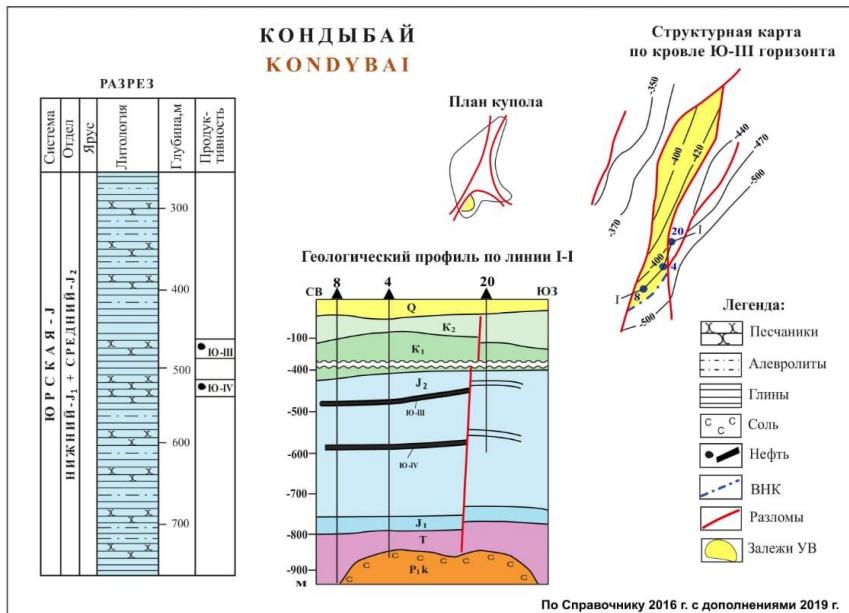


Рисунок 3.4 – Структурная карта и геологический профиль по горизонту Ю-III.

3.5 Подсчёт прогнозных ресурсов нефти на месторождении Кондыбай

Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности структуры Кондыбай был выполнен расчёт прогнозных геологических ресурсов нефти

категории С1. Расчёты производились с использованием классической объёмной методики, основанной на анализе геолого-геофизических материалов, результатов бурения скважин (Г-3, Г-4, Г-7), а также интерпретации сейсмических данных МОГТ 3D, выполненной по отражающим горизонтам Ю-III, Ю-IV.

Прогнозируемые ресурсы были рассчитаны по формуле:

$$Q = S \cdot h \cdot K_p \cdot K_n \cdot \sigma \cdot K_z \quad (1)$$

где Q – геологические ресурсы нефти, тыс. т;

S – площадь структуры в кв.км;

h – эффективная нефтенасыщенная мощность в метрах;

K_p – коэффициент открытой пористости;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности;

σ – плотность нефти в поверхностных условиях;

K_z – коэффициент заполнения ловушки.

Все параметры для расчёта были подобраны на основании фактических данных по продуктивным горизонтам, выявленным в процессе бурения, и обобщённых характеристик коллекторов Кондыбайской зоны. Площади ловушек определялись по изогипсам, построенным по сейсмическим данным. Значения коэффициентов K_p и K_n принимались на основе лабораторных анализов керна и ГИС, а K_z с учётом степени фациальной изменчивости и тектонической расчленённости ловушек.

Таблица 3.5 – Таблица подсчета запасов.

| № структур уры | Продуктивный горизонт | Площадь структурь, тыс. м ² | Эфф. мощност ь, м | K_p | K_n | σ , т/м ³ | K_z | Геол. ресурсы, тыс. т |
|----------------------|--------------------------|--|-------------------------|-------|-------|--------------------------------|-------|-----------------------------|
| 1 | Ю-III | 1065 | 5.7 | 0.25 | 0.7 | 0.85 | 0.5 | 51.2 |
| 1 | Ю-IV | 1190 | 2.9 | 0.25 | 0.7 | 0.85 | 0.5 | 59.6 |
| | Итого по структуре | | | | | | | 110.8 |

Обоснование параметров расчёта

Площадь ловушек (S) определялась по изолиниям -250, -500 и -800 м по отражающим горизонтам III и V, построенным в зоне восточного, юго-восточного и северо-восточного блоков Кондыбая.

Эффективная мощность (h) по результатам бурения и испытаний скважин (интервалы 476–480 м, 620–624 м, и др.). Значения колеблются от 9 до 10 м.

Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности (K_p и K_n) усреднённые по результатам лабораторных анализов, варьируют в пределах 22-27 процентов и 65-75 процентов соответственно.

Плотность нефти (σ) по данным испытаний скважин составляет 0.879–0.89 т/м³, принято 0.885.

Коэффициент заполнения ловушки (K_z) условно принят как 0.5 с учётом степени тектонической нарушенности и вероятности неполного заполнения залежей.

Вывод

Суммарный объём геологических ресурсов нефти по структуре Кондыбая составляет 110.8 тыс. т, что подтверждает значительный потенциал месторождения. Наиболее перспективные ловушки расположены в пределах северо-восточного и юго-восточного блоков соляного купола Кондыбай и приурочены к триасовым и юрским отложениям. Эти результаты обосновывают необходимость постановки буровых точек и проведения дальнейших геологоразведочных работ.

3.6 Вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда на нефтегазовых месторождениях

Общие положения

Обеспечение безопасности жизнедеятельности и охраны труда в процессе геологоразведочных и добывающих работ на нефтегазовых месторождениях является приоритетной задачей как на стадии проектирования, так и при непосредственном выполнении работ в полевых условиях. В условиях месторождения Кондыбай, расположенного в сложной природно-климатической и геодинамической зоне юго-восточной части Прикаспийской впадины, эти вопросы приобретают особую актуальность.

Основу обеспечения безопасности на подобных объектах составляют требования Трудового кодекса Республики Казахстан, Закон «О гражданской защите», а также нормативы и стандарты, такие как СНИПы, ГОСТы и отраслевые регламенты по безопасности труда в нефтегазовой отрасли.

Производственные риски и опасности на месторождении

В процессе проведения буровых, геофизических, сейсморазведочных и добывающих работ персонал сталкивается с рядом потенциальных опасностей:

Физические факторы: повышенная загазованность (в т.ч. H₂S), шум, вибрации от буровых установок, высокая температура оборудования.

Химические факторы: контакт с нефтью, нефтепродуктами, промывочными и цементными растворами, реагентами.

Геологические риски: выбросы газа, обвалы в скважинах, прорывы пластовой жидкости, оседание или подвижки грунта.

Механические повреждения: из-за работы с тяжелыми механизмами, трубами, лебёдками и вращающимися частями.

Пожарно-взрывоопасная обстановка: наличие ЛВЖ и ГЖ, высоких температур, искрообразующих инструментов.

Для условий месторождения Кондыбай дополнительную угрозу могут представлять природно-климатические факторы - высокая летняя температура (до +40 °C), пыльные бури, отсутствие постоянных источников пресной воды и удалённость от населённых пунктов.

Мероприятия по охране труда

Система охраны труда на нефтегазовом объекте базируется на следующих принципах:

Организация безопасного рабочего места: чёткое зонирование территории, надёжное освещение, защитные ограждения.

Контроль и мониторинг условий труда: регулярные замеры загазованности воздуха, температуры, шумового фона.

Обучение и инструктаж персонала: перед допуском к работам проводится вводный и повторный инструктаж, экзамен по технике безопасности.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ): обязательное использование касок, перчаток, спецобуви, очков, противогазов и спецодежды с огнезащитной пропиткой.

Медицинский контроль: обязательные медосмотры и санитарный контроль, особенно вахтового персонала.

Противоаварийная подготовка: разработка и регулярное тестирование планов эвакуации, противовыбросовой защиты и локализации возгораний.

Экологическая и промышленная безопасность

Наряду с охраной труда, большое внимание уделяется вопросам экологической безопасности и недопущению загрязнения окружающей среды. В этом направлении реализуются следующие меры:

Использование герметичных ёмкостей и трубопроводов при транспортировке нефти и воды.

Утилизация буревого шлама и отходов бурения с применением экологически безопасных технологий.

Рекультивация нарушенных земель по завершении работ.

Постоянный контроль качества подземных и поверхностных вод в зоне влияния бурения и добычи.

Система промышленной безопасности также включает в себя сертификацию оборудования, проверку систем автоматического отключения и предохранительных клапанов, а также контроль давления в скважинах и трубопроводах.

Организация работы вахтового персонала

Поскольку месторождение Кондыбай удалено от населённых пунктов, работы выполняются вахтовым методом. В этой связи организуются:

Вахтовые посёлки с необходимыми условиями проживания (отопление, вентиляция, питьевая вода, медпункт, питание).

График труда и отдыха, соответствующий нормативам РК (обычно 14 на 14 или 28 на 28).

Психологическая поддержка и санитарно-гигиеническое сопровождение работников.

Противопожарные меры

На всех этапах присутствует потенциальная опасность возникновения пожаров. В этой связи на объекте должны быть предусмотрены:

Системы пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения.

Огнетушители, ППУ, рукава и гидранты на всех ключевых точках (буровая, склад ГСМ, дизельная и пр.).

Обучение персонала мерам ПБ и проведение тренировок по тушению пожаров.

Заключение по разделу

Таким образом, вопросы охраны труда и безопасности жизнедеятельности в условиях нефтегазового месторождения являются неотъемлемой частью производственного процесса. Их реализация требует системного подхода, строгого соблюдения нормативных документов, постоянного обучения персонала и применения современных технических решений. Только при этом условии возможно минимизировать риски для здоровья и жизни работников, а также обеспечить устойчивое и безопасное развитие объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения дипломной работы была достигнута основная цель комплексное изучение геологического строения месторождения Кондыбай и особенностей формирования его нефтегазоносности. Работы проводились на основании геолого-геофизических данных, включая результаты бурения, сейсморазведки и геофизических исследований, а также обобщённых материалов по району Тайсойган.

В ходе работы:

Проведена детальная литолого-стратиграфическая характеристика разреза, охватывающего отложения от перми до кайнозоя. Выявлены продуктивные горизонты, приуроченные к юрским и триасовым отложениям, а также уточнено распределение коллекторов по структурным блокам.

Проанализированы особенности строения и состава природных резервуаров. По результатам изучения были выделены продуктивные интервалы с эффективной пористостью 18-25 процентов, подтверждённые данными ГИС и лабораторных исследований. Построены гистограммы фильтрационно-ёмкостных свойств, выявлена закономерность снижения пористости с глубиной.

Выполнен структурный и тектонический анализ. Определены основные формы ловушек: надсводовые, сбросовые и прикупольные, зафиксированы тектонические ступени и зоны экранирования, обеспечивающие герметичность залежей.

Изучена литогенетическая и палеогеографическая история формирования месторождения. Построены схемы осадконакопления триас-юрского времени, установлена связь фациальной изменчивости с зональностью коллекторов.

Рассмотрены гидрогеологические и экранирующие комплексы, в том числе верхнекелловейская и палеогеновая покрышки, обеспечивающие сохранность залежей.

Проведён подсчёт геологических ресурсов нефти объёмным методом. По структурам 1 и 2, входящим в состав купола Кондыбай, суммарный прогнозный объём ресурсов категории С1 составил 110,8 тыс. тонн. Расчёты выполнены с использованием стандартной формулы, с учётом уточнённых параметров площади, пористости, насыщенности и плотности нефти.

Таким образом, выполненное исследование подтвердило высокую перспективность структуры Кондыбай. Полученные результаты позволяют рекомендовать месторождение к дальнейшему изучению, постановке запасов на баланс и включению в план первоочерёдных объектов геологоразведочных работ.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

| Сокращение | Расшифровка |
|---------------------------------|--|
| ГИС | Геофизические исследования скважин |
| МОГТ | Метод общей глубинной точки (сейсморазведка) |
| С _з | Категория прогнозных ресурсов нефти по классификации |
| Кп | Коэффициент открытой пористости |
| Кн | Коэффициент нефтенасыщенности |
| Кз | Коэффициент заполнения ловушки |
| σ | Плотность нефти в поверхностных условиях |
| h | Эффективная нефтенасыщенная мощность |
| S | Площадь нефтеносной структуры |
| T ₂ , T ₃ | Стратиграфические индексы триасовых горизонтов |
| Ю-III, Ю-IV | Стратиграфические индексы юрских горизонтов |
| НГВ | Нефтегазоводораздел |
| ПГ | Продуктивный горизонт |
| НЭ | Нефтенасыщенный элемент |
| ПЗ | Плотность запасов (в т/м ³) |
| Q | Геологический объём ресурсов нефти |
| м | Метр |
| км ² | Квадратный километр |
| т | Тонна |
| тыс. т | Тысяча тонн |
| м ³ | Кубический метр |
| мД | Миллидарси (единица проницаемости) |

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Воцалевский Э. С., Булекбаев З. Е., Искужиев Б. А. и др. Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». Алматы, 1999, 326 с.
- 2 Глумов И. Ф., Маловицкий Я. П., Новиков А. А., Сенин Б. В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. Недра-Бизнесцентр, 2004, 342 с.
- 3 Пилифосов В. М. Сейсмостратиграфические модели подсолевых отложений Прикаспийской впадины. Алма-Ата, 1986
- 4 Бакиров К.Х. Вертикальная миграция углеводородов и прогноз крупных перспектив промышленной нефтегазоносности пермотриасового комплекса отложений Прикаспийской впадины, 1992
- 5 Уразаев Б.М. Физические свойства горных пород и геофизические поля. Алма-Ата, Наука, 1971
- 6 Бакиров Э.А. Геологические основы создания Прикаспийского нефтегазодобывающего комплекса. Сборник научных трудов
- 7 Ескожа Б.А. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса юга Прикаспийской впадины. Нефть и газ, № 4, 2008.
- 8 Асылбаева А.О. Оценка потенциала нефтеносности на краевых частях месторождений Южного Мангышлака. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2024.
- 9 Брод И.О. Основы геологии нефти и газа, 1953
- 10 Крылов Н. Д., Авров В. П., Голубева З. В. Геологическая модель подсолевого комплекса Прикаспийской впадины и нефтегазоносность. Геология нефти и газа, № 6, 1994.
- 11 Бурштар М.С. Основы теории формирования залежей нефти и газа, 1973
- 12 Марковский Н.И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа
- 13 Альбом скважин с данными ВСП, СК северного и Юго-Восточных бортов Прикаспийской впадины. Алма-Ата, 1986
- 14 Кондыбай и Уаз. Отчет Книга 1.

Приложение А
Литолого-стратиграфическая колонка

| Система | Отдел | Ярус | Подярус | Индекс | Литология | Мощность | Характеристика пород |
|-----------|----------------|-------------------|-----------------|----------------------------------|-----------|----------|---|
| Четв. | | | | Q | | 11 | Суглинки, пески |
| НЕОГЕН | | | | N | | 84 | Глины светло-серые, зеленовато-серые с прослойками песка |
| ПАЛЕО-ГЕН | | | | P | | 30 | Глины зелёные с прослойками песка |
| МЕДОВАЯ | верхний | Датский | | K ₃ d | | 18 | Мергели и мел |
| | | Маастрихт | | K ₃ m | | 100 | Светло-серые мергели и мел |
| | | Кампан | нижний | K ₃ sp ₁ | | 116 | Мергели, белые, мелоподобные |
| | | Сантон | верхний | K ₃ s ₂ | | 51 | Мергели с прослойками глины и мела |
| | | Коньяк | нижний | K ₃ st ₁ | | 40 | Мергели, белые |
| | | Коньяк | верхний | K ₃ k ₃ | | 16 | Мергели, глины |
| | | Турон | верхний | K ₂ t ₂ | | 10-14 | Мергели белые глинистые |
| | нижний | Сеноман | нижний | K ₂ s ₁ | | 26 | Мергели светло-серые, песчаники светло-серые, известковистые |
| | | Альб | средний+верхний | K ₂ al _{3,2} | | 56 | Глины, алевриты, пески |
| | | | нижний | K ₂ al ₁ | | 243 | Глины, алевриты, пески, угли бурые |
| | | Апт | | K ₁ a | | 12-89 | Глины с прослойками алевритов и песчаников |
| | | Баррем | | K ₁ b | | 94 | Глины, песчаники, реже пески |
| | | Валанженн-Готерив | | K ₁ v-h | | 170 | Глины, песчаники, пески |
| | | Волжский | средний | J ₃ v ₁ | | 11-111 | Глины зеленовато- и голубовато-серые, плотные |
| ЮРСКАЯ | верхний | Киммеридж | нижний | J ₃ v ₁ | | 3-36 | Глины зеленовато-серые, алевритистые |
| | | Келловей-Окофорд | | J ₃ km | | 15-29 | Глины зеленовато-серые, плотные |
| | | Бат | | J ₃ k-o | | 5 | Известники светло-серые, глинистые |
| | | Байос | | J ₂ bs | | 6-7 | Плотные зелёные глины с прослойками аргиллитов |
| | | Аален | | J ₂ a | | 85 | Чередование глины, песков и песчаников |
| | | | нижний | J ₁ | | 14-107 | Глины и пески с прослойками песчаников, алевролитов и бурых углей |
| | | ТРИАСОВАЯ | верхний | T ₃ | | 26-108 | Глины и пески с прослойками песчаников, алевролитов и бурых углей |
| ПЕРМСКАЯ | средний+нижний | | средний+нижний | T ₁₋₂ | | 20-82 | Песчаники и алевролиты |
| | | Кунгур | | P ₁ k | | 107 | Глины, алевритистые |
| | | | | | | 9-234 | Пестро-цветные коричнево-зелёные глины и светло-серые песчаники |
| | | | | | | 60 | Кристаллическая соль, ангидриты |

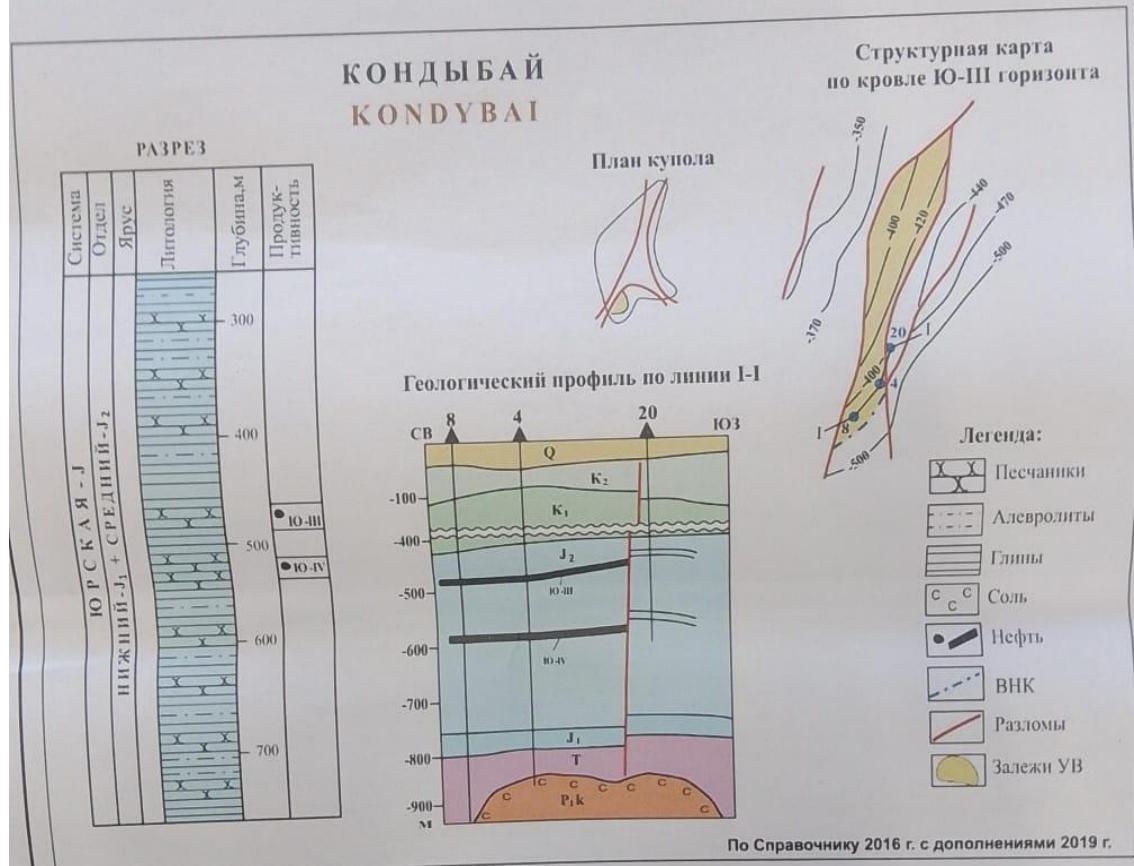
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



ДР-6В05202

| | | | | | | |
|------------|------------------|---------|------------|--|--------|---------------------------------|
| Должн. | Фамилия | Подпись | Дата | Литолого-стратиграфическая колонка по месторождению Кондыбай | | |
| Зав. х/ф | Фусатка Е.С. | D.5.01 | 14.01.2020 | | | |
| Нормантр | Кульдасен Э.М. | D.5.01 | 14.01.2020 | | | |
| Руководитр | Омынбаева Э.Ж. | D.5.01 | 14.01.2020 | | | |
| Рецензент | Нурматанова С.Г. | D.5.01 | 14.01.2020 | | | |
| Дипломы | Барыкин К.С. | R.5.01 | 14.01.2020 | | | |
| | | | | г. Алматы | Стадия | Лист |
| | | | | Ул. Сапиева 22 | ДР | 1 |
| | | | | Площадь Кондыбай | | Масштаб |
| | | | | | | КазНИГУ Кафедра ГИиНГ ТНГ |

Приложение Б
Структурная карта по отражающему
горизонту Ю-III горизонта



ДР-6В05202

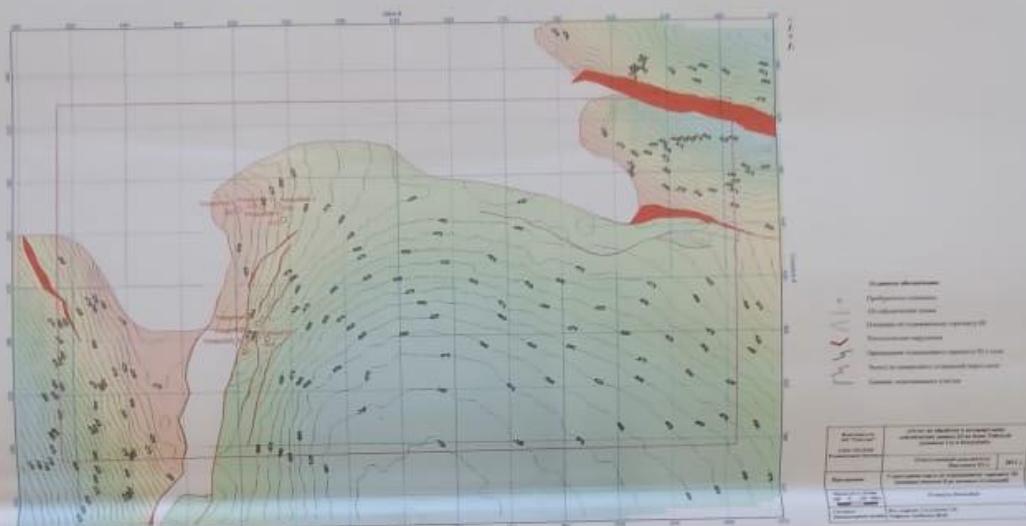
Структурная карта по отражающему горизонту Ю-III горизонта

| Должн. | Фамилия | Подпись | Дата | Стадия | Лист | Масштаб |
|-----------|-----------------|---------|------------|------------------------------|------|---------|
| Зав. каф | Әүелхан Е.С. | | 05.05.2020 | г. Алматы Ул. Сатпаева 22 | ДР | 2 |
| Нормконтр | Кульдесова Э.М. | | 05.05.2020 | | | |
| Руководит | Омурзакова Э.Ж. | | 10.05.2020 | | | |
| Рецензент | Нұруғланов С.Т. | | 05.05.2020 | | | |
| Дипломант | Бородин К.С. | | 10.05.2020 | | | |

Площадь Кондыбай

КазНИТУ
Кафедра ГИиНГ
ГНГ

Приложение В
Структурная карта по отражающему
горизонту Ю-III горизонта



ДР-6В05202

Структурная карта по отражающему горизонту Ю-III горизонта

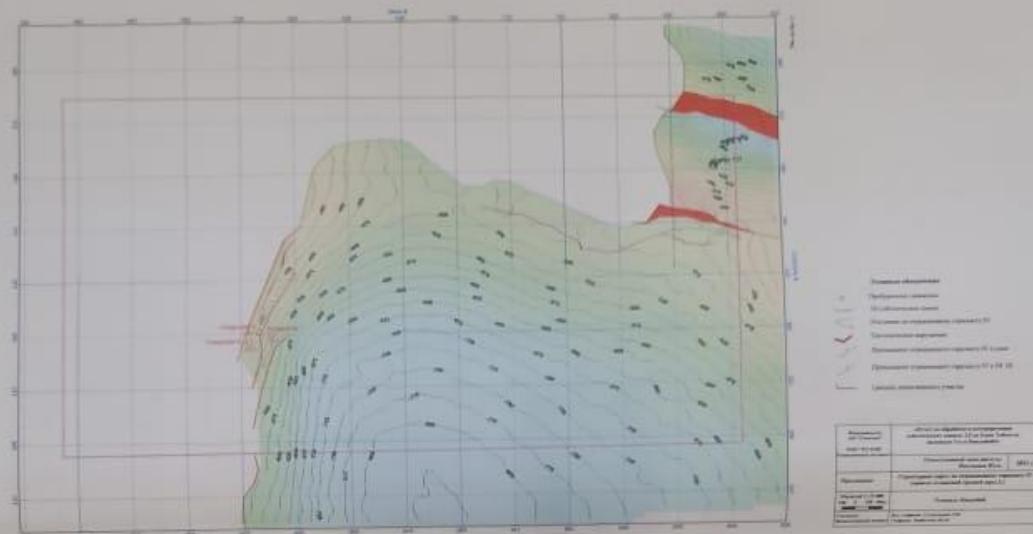
Стадия Лист Масштаб

г. Алматы
Ул. Сатпаева 22

КазНИИ
Кафедра ГИиН
ГНГ

Площадь Кондыбай

Приложение Г
Структурная карта по отражающему
горизонту IV горизонта



| Приложение Г | |
|---|--|
| Структурная карта по отражающему горизонту IV горизонта | |
| Горизонт IV | |
| Масштаб 1:100000 | |
| Даты съемки 07 и 08.08 | |

| ДР-6В05202 | | | |
|---|-------------------|--------------------------|--------------------------------|
| Структурная карта по отражающему горизонту IV горизонта | | | |
| Должн. | Фамилия | Подпись | Дата |
| Зав. каф | Оуеджан Е.С. | <i>Е.С. Оуеджан</i> | 08.08 |
| Нормантр | Кульдисема Э.М. | <i>Э.М. Кульдисема</i> | 08.08 |
| Руководит | Омаргалиев Э.Ж. | <i>Э.Ж. Омаргалиев</i> | 08.08 |
| Редактор | Нурсултанова С.Г. | <i>С.Г. Нурсултанова</i> | 08.08 |
| Дипломант | Борзакиев К.С. | <i>К.С. Борзакиев</i> | 07.08 |
| г. Алматы | Стадия | Лист | Масштаб |
| Ул. Сатпаева 22 | ДР | 4 | |
| Площадь Кондыбай | | | |
| | | | КазНИТУ Кафедра ГИИТ ГИИ |

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

РЕЦЕНЗИЯ
на дипломную работу

Бородин Кирилл Сергеевич
Специальность 6В05202 – «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

На тему: «Особенности геологического строения и формирования
нефтегазоносности месторождения Кондыбай».

Выполнено:

- А) Графическая часть на 4 листах
- Б) Пояснительная записка на 50 страниц

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Данная дипломная работа посвящена актуальному и практически значимому направлению в области нефтегазовой геологии – условиям формирования нефтегазоносных комплексов в пределах структуры Кондыбай. Тематика работы имеет важное прикладное значение и представляет интерес для недропользователей.

В работе чётко сформулирована цель - проанализировать строение и состав коллекторов продуктивных горизонтов, определить зоны их распространения, выявить неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств и реконструировать геологическую историю формирования природных резервуаров, что позволит минимизировать риски при бурении и рационально подходить к разработке месторождения.

Рецензируемая работа имеет выраженную прикладную направленность. Автор грамотно использует материалы геолого-геофизических исследований, данные по тектонике, литологии, осадконакоплению, флюидодинамике и гидрогеологии. Особо следует отметить системный подход к анализу нефтегазоносных комплексов, а также практическую значимость определения потенциала месторождения Кондыбай.

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 разведки и разработки залежей углеводородов пределах Прикаспийского бассейна.

Дипломанту были высказаны замечания по работе, которые были устранены.

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ имени К.И.САППАЕВА»

Дипломная работа, выполненная студентом Бородиным Кириллом Сергеевичем, является результатом самостоятельной работы и полностью соответствует требованиям, предъявляемым к дипломным работам и может быть допущена к защите, с оценкой «отлично».

Студент, Бородин Кирилл Сергеевич, заслуживает присвоения ему академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 6B05202 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых».

Рецензент:

Нурсултанова Саида Галиаскеровна

Главный геолог ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

кандидат геолого-минералогических наук, доктор PhD,
ассоциированный профессор, независимый эксперт ЦКРР МЭ РК

«6» 06 2025г.



**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу
(наименование вида работы)

Бородин Кирилл Сергеевич.
(Ф.И.О. обучающегося)

6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых
(шифр и наименование ОП)

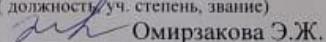
Данная дипломная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, списка литературы из 14 наименований; всего 50 страниц текста, а также 4 графических приложений.

Цель данной работы заключается в изучению геологического строения и формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай, расположенного в пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины, в границах лицензионного блока Тайсойган. Автором данной работы были рассмотрены общие сведения о месторождении, степень его геолого-геофизической изученности, выполнено литолого-стратиграфическое расчленение разреза, дана характеристика тектонического строения, условий осадконакопления, нефтегазоносности и гидрогеологии региона. Особое внимание удалено структурным ловушкам, механизмам аккумуляции углеводородов и экранирующим покрышкам.

А также сделано подробный анализ фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, построение гистограмм по параметрам пористости и проницаемости, выделение фациальных зон, а также подсчёт геологических ресурсов нефти объёмным методом.

В процессе выполнения данной работы студент Бородин Кирилл показал успешное применение теоретических знаний на практике.

Дипломная работа выполнена полностью корректно и тема работы раскрыта в соответствии со всеми стандартами на высоком уровне. Дипломный проект Бородина Кирилла может быть рекомендован к защите с присвоением ему академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 6B05202 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Научный руководитель
Ст. преподаватель, к.т.н.
(должность, уч. степень, звание)

Омирзакова Э.Ж.
(подпись) «11» 06 2025 г.

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

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

Автор: Бородин Кирилл Сергеевич

Тақырыбы: Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай

Жетекшісі: Райкуль Смабаева

1-ұқсастық коэффициенті (30): 5.7

2-ұқсастық коэффициенті (5): 4.2

Дәйексоз (35): 0.1

Әріптерді аудитыру: 7

Аралықтар: 0

Шагын кеңістіктер: 0

Ақ белгілер: 0

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

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

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

Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бүрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауга жіберілмейді.

Негіздеме:

2025-05-19

Kүні

Кафедра менгерушісі

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Бородин Кирилл Сергеевич

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай

Научный руководитель: Райкуль Смабаева

Коэффициент Подобия 1: 5.7

Коэффициент Подобия 2: 4.2

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 7

Интервалы: 0

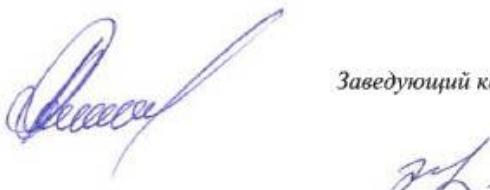
Белые Знаки: 0

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 (манipуляции), 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:

2025-05-19

Дата



Заведующий кафедрой



Отчет подобия

Метаданные

Название организации
Satbayev University

Название
Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности месторождения Кондыбай

Автор Научный руководитель / Эксперт
Бородин Кирилл СергеевичРайкуль Смабаева

Подразделение
ИГиНГД

Объем найденных подобий

КП-я 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.

**25**

Длинные фразы для коэффициента подобия 2

7429

Количество слов

58222

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 |  | 7 |
| Интервалы |  | 0 |
| Микропробелы |  | 0 |
| Белые знаки |  | 0 |
| Парафразы (SmartMarks) |  | 25 |

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.

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ) | ЦВЕТ ТЕКСТА | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) |
|------------------|---|-------------|---|
| 1 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/44310 | 69 0.93 % | |
| 2 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/12249 | 66 0.89 % | |
| 3 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/44310 | 46 0.62 % | |
| 4 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/44310 | 38 0.51 % | |

| | | |
|----|--|-----------|
| 5 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/44310 | 32 0.43 % |
| 6 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/44310 | 31 0.42 % |
| 7 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/44310 | 30 0.40 % |
| 8 | «Особенности полевой обработки высокоразрешающей 3Д сейсморазведки для выделения и детального изучения продуктивных горизонтов на месторождениях Орысказган северный, Каражазган, Жантерек северный, Бесшокы южный в переделах Сагизского блока».docx 6/14/2022 Satbayev University (ИГиНГД) | 15 0.20 % |
| 9 | KP Идиришев.doc 11/30/2021 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства) | 14 0.19 % |
| 10 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/44310 | 14 0.19 % |

из базы данных RefBooks (0.00 %)

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

из домашней базы данных (0.44 %)

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | НАЗВАНИЕ | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) |
|------------------|--|---|
| 1 | «Особенности полевой обработки высокоразрешающей 3Д сейсморазведки для выделения и детального изучения продуктивных горизонтов на месторождениях Орысказган северный, Каражазган, Жантерек северный, Бесшокы южный в переделах Сагизского блока».docx 6/14/2022 Satbayev University (ИГиНГД) | 33 (4) 0.44 % |

из программы обмена базами данных (0.38 %)

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | НАЗВАНИЕ | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) |
|------------------|--|---|
| 1 | KP Идиришев.doc 11/30/2021 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства) | 14 (1) 0.19 % |
| 2 | Поиск разведочных работ месторождения Барлыбай 12/6/2019 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (УМУ) | 9 (1) 0.12 % |
| 3 | 2- Мукашева М. КП-2021г. 2 попытка (1).docx 11/25/2021 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства) | 5 (1) 0.07 % |

из интернета (4.83 %)

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | ИСТОЧНИК URL | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) |
|------------------|---|---|
| 1 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/44310 | 279 (9) 3.76 % |
| 2 | https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/12249 | 66 (1) 0.89 % |
| 3 | https://official.satbayev.university/download/document/32670/2023_%D0%91%D0%90%D0%9A_%D0%9A%D0%B0%D0%80%D0%8B%D0%80%D0%BD%20%D0%98%D0%BB%D1%8C%D1%8F%D1%81%20%D0%9C%D1%83%D1%80%D0%80%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%8B%D1%87%20(Final%20version).pdf | 14 (1) 0.19 % |

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР

СОДЕРЖАНИЕ

КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)