

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева  
Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова  
Кафедра гидрогеология, инженерия и нефтегазовая геология

Казангали Данияр Ержанұлы

На тему: «Построение анизотропной геологической модели на примере  
Южно-Торгайского бассейна и использование модели для определения  
оптимальных точек бурения»

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

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

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова  
Кафедра гидрогеология, инженерия и нефтегазовая геология

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой Геологии  
Нефти и Газа, PhD доктор,  
профессор

Енсеппбаев Т. А.

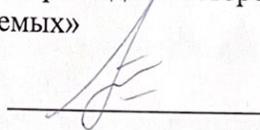
02 06 2023 г.

### ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Построение анизотропной геологической модели на примере  
Южно-Торгайского бассейна и использование модели для определения  
оптимальных точек бурения»

По специальности 6B05201 – «Геология и разведка месторождений полезных  
ископаемых»

Выполнил



Қазанғали Д.Е.

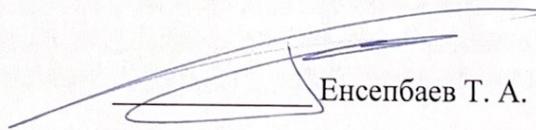
Рецензент:

Кандидат геолого-минералогических  
наук, ведущий научный сотрудник  
Институт Геологических Наук им.  
К.И. Сатпаева.

Научный руководитель:  
PhD доктор, профессор



Фазылов Е. М.



Енсеппбаев Т. А.

02 06 2023 г.

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева  
Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова  
Кафедра гидрогеология, инженерия и нефтегазовая геология

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой Геологии  
Нефти и Газа, PhD доктор,  
профессор

Енсеппбаев Т. А.

2023 г.

**ЗАДАНИЕ**

**На выполнение дипломной работы**

Обучающийся: Казангали Данияр Ержанұлы

На тему: «Построение анизотропной геологической модели на примере Южно-Торгайского бассейна и использование модели для определения оптимальных точек бурения»

Утверждена приказом Ректора Университета № 408-п/о – от 23.11.2022 г.

Срок сдачи законченной работы: 02.06.2023 г.

Целью данной работы: является построение анизотропной геологической модели по результатам интеграции данных геологических и геофизических исследований в Южно-Торгайском бассейне для более детального понимания месторождения нефти и газа и выявления оптимальных точек бурения.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- а) Сбор и анализ геофизических и геологических данных;
- б) Изучить особенности обстановки осадконакопления и фации;
- в) Построение геологической модели на основе интеграции данных;
- г) Использование геологической модели для определения оптимальных точек бурения.

точек бурения.

Перечень графического материала: представлены 25 слайдах презентации работы.

Рекомендуемая основная литература:

15 из наименования

**ГРАФИК**  
Подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геологическое строение района	12.12.2022 г.	Выполнено
Электрофациальный анализ	16.02.2023 г.	Выполнено
Построение цифровой геологической модели месторождения	15.03.2023 г.	Выполнено
Определения оптимальных точек бурения	20.04.2023 г.	Выполнено
Оценка экономической эффективности бурения скважин	19.05.2023 г.	Выполнено

**ПОДПИСИ**

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

Наименование разделов	Научный руководитель, консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Енсепаев Т.А. PhD доктор, профессор	17.12.22г.	
Проектная часть	Енсепаев Т.А. PhD доктор, профессор	22.02.23г.	
Экономическая часть	Енсепаев Т.А. PhD доктор, профессор	27.04.23г.	
Нормоконтроллер	Санатбеков М.Е. Магистр, ассистент	23.05.23	

Научный руководитель



Енсепаев Т.А.

Задание приняли к исполнению обучающийся

\_\_\_\_\_

Казанғали Д.Е.

Дата

«28» 11 2023 г.

## АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыста Оңтүстік Торғай шөгінді бассейнінің кен орнын талдау, кен орнының өнімді бағанының геологиялық моделін құру бойынша жұмыстардың нәтижелері келтірілген. Жұмыс барысында жаңа бағдарламалық жасақтаманы қолдана отырып, геологиялық модель құрудың әртүрлі тәсілдері қарастырылды. Орындалған жұмыстардың нәтижесінде анизотропты геологиялық модель алынды, оның негізінде жобалық Ұңғымаларды бұрғылаудың оңтайлы нүктелері және экономикалық орындылығын бағалау ұсынылды.

Дипломның бірінші бөлімінде зерттелетін аудан мен кен орнының геологиялық құрылымы, тектоникасы, қима-стратиграфиялық сипаттамасы, электрофасиалды талдау, мұнайгаздылығы.

Практикалық бөлім геологиялық модель құруға арналған. Геологиялық модельді құру процесінде кен орнының барлық белгісіздіктерін ескере отырып, анизотропты модель құру үшін соңғы алгоритмдер қолданылды. Үш өлшемді модель негізінде геологиялық қорлар есептеліп, жобалық ұңғымаларды бұрғылаудың оңтайлы нүктесі анықталды.

Экономикалық бөлімде негізгі таңдау мен жобалық ұңғымаларды бұрғылаудың экономикалық тиімділігі негізделген.

Дипломдық жұмыс аңдатпадан, мазмұннан, кіріспеден, үш бөлімнен, қорытындыдан, пайдаланылған әдебиеттер тізімінен тұрады. Жұмыста 53 бет мәтін, 28 сурет, 7 кесте, 2 формула бар.

Негізгі сөздер: ұңғыма, горизонт, коллектор қабаты, кен орнын, сумнай байланысы, сынама алу, дебит, мұнай қанықтылығы, кеуектілік, қорларды есептеу, су қанықтылығы, бұрғылау, керн, ҰГЗ.

## АННОТАЦИЯ

В данной дипломной работе приведены результаты работ по анализу месторождения Южно-Торгайского осадочного бассейна с дальнейшим построением геологической модели продуктивной толщи месторождения. В ходе работы рассмотрены разные подходы в построение геологической модели с использованием новейших программных обеспечений. В результате выполненных работ получена детальная анизотропная геологическая модель, на основе которого предложены оптимальные точки бурения проектных скважин и оценивание экономической целесообразности.

В первой части дипломной работы изучены геологические строение исследуемого района и месторождения, а также тектоника, литолого-стратиграфическая характеристика, электрофациальный анализ, нефтегазоносность.

Практический раздел посвящен построению геологической модели. В процессе построения геологической модели были использованы новейшие алгоритмы для создания анизотропной модели с учетом всех неопределенностей месторождения. На основе трехмерной модели рассчитаны геологические запасы и определена оптимальная точка бурения проектных скважин.

В экономической части обоснована экономическая целесообразность отбора керна и бурения проектных скважин.

Дипломная работа состоит из аннотации, содержания, введения, трех разделов, заключения, списка использованной литературы. Работа содержит 53 страниц текста, рисунков-28, таблиц-7, формул-2.

Ключевые слова: Скважина, горизонт, пласт-коллектор, залежь, водонефтяной контакт, опробование, дебит, нефтенасыщенность, пористость, подсчет запасов, воданасыщенность, бурения, керн, ГИС.

## ABSTRACT

This thesis presents the results of work on the analysis of the deposit of the South Torgay sedimentary basin with the further construction of a geological model of the productive strata of the deposit. In the course of the work, different approaches to the construction of a geological model using the latest software are considered. As a result of the work performed, a detailed anisotropic geological model was obtained, based on which the optimal drilling points of project wells and an assessment of economic feasibility were proposed.

In the first part of the thesis, the geological structure of the studied area and field, as well as tectonics, cast-stratigraphic characteristics, electrofacial analysis, oil and gas content are studied.

The practical section is devoted to the construction of a geological model. In the process of constructing the geological model, the latest algorithms were used to create an anisotropic model considering all the uncertainties of the deposit. Based on a three-dimensional model, geological reserves are calculated, and the optimal drilling point of project wells is determined.

In the economic part, the economic feasibility of core sampling and drilling of project wells is justified.

The thesis consists of an abstract, content, introduction, three sections, conclusion, list of references. The work contains 53 pages of text, figures-28, tables-7, formulas-2.

Keywords: Well, horizon, reservoir, oil-water contact, testing, flow rate, oil saturation, porosity, reserves calculation, water saturation, drilling, core, well logs.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Геологическая часть .....	10
1.1.1 Общие сведения о южно-торгайского бассейна .....	10
1.1.2 Тектоника .....	10
1.1.3 Нефтегазоносность .....	12
1.2.1 Общие сведения о месторождении .....	13
1.2.2 Геологическое строение района и месторождения .....	14
1.2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	14
1.2.4 Электрофациальный анализ .....	21
1.2.5 Тектоническое строение месторождения .....	24
1.2.6 Нефтегазоносность .....	29
2. Проектная часть .....	31
2.1 Построение цифровой геологической модели месторождения .....	31
2.1.1 Детальная корреляция скважин .....	31
2.1.2 Структурное моделирование .....	32
2.1.3 Перенос скважинных данных на геологическую сетку .....	34
2.1.4. Литологическое и петрофизическое моделирование .....	36
2.1.5. Построение куба воданасыщенности .....	40
2.1.6. Обоснование ВНК .....	43
2.2 Оценка запасов .....	43
2.2.1 Методика подсчета запасов нефти и растворенного газа в нефти .....	44
2.2.2 Площадь нефтеносности .....	44
2.2.3 Эффективные нефтенасыщенные объемы .....	44
2.2.4 Коэффициенты открытой пористости и нефтегазонасыщенности .....	45
2.2.5 Плотность нефти, пересчетный коэффициент .....	46
2.2.6 Подсчёт запасов нефти .....	46
2.3 Определение оптимальных точек бурения на основе полученных результатов .....	47
2.3.1 Принципы отбора перспективных зон .....	47
2.3.2 Перспективность .....	47
3 Экономическая часть .....	50
3.1 Оценка экономической эффективности .....	50
3.2 Оценка ожидаемых ресурсов нефти .....	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	54
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	56

## ВВЕДЕНИЕ

*Тема дипломной работы:* «Построение анизотропной геологической модели на примере Южно-Торгайского бассейна и использование модели для определения оптимальных точек бурения».

*Целью данной работы:* является построение анизотропной геологической модели по результатам интеграции данных геологических и геофизических исследований в Южно-Торгайском бассейне для более детального понимания месторождения нефти и газа и выявления оптимальных точек бурения.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- Сбор и анализ геофизических и геологических данных;
- Изучить особенности обстановки осадконакопления и фации;
- Построение геологической модели на основе интеграции данных;
- Использование геологической модели для определения оптимальных точек бурения.

*Результаты данной работы:* могут быть использованы для последующего подсчета запасов с учетом полученной геологической модели, а также для построения более рациональной системы разработки месторождения.

*Исходные данные:* для решения поставленных задач были использованы следующие геолого-геофизические данные:

- Каротажные данные;
- Результаты лабораторных анализа керна;
- Структурные карты по кровлям отражающих горизонтов;
- Результаты анализов пластовых и поверхностных проб флюидов.

*Актуальность данной работы:* заключается в том, что нефтегазовая промышленность является одной из ключевых отраслей Казахстана. Однако, разработка месторождений нефти и газа является сложным процессом, требующим точного понимания геологической структуры месторождения.

Построение анизотропной геологической модели позволит более точно определить расположение нефтегазоносных пластов, а также выбрать оптимальные точки для бурения скважин, что в свою очередь может привести к снижению затрат на добычу нефти и газа и увеличению объемов их производства.

## **1 Геологическая часть**

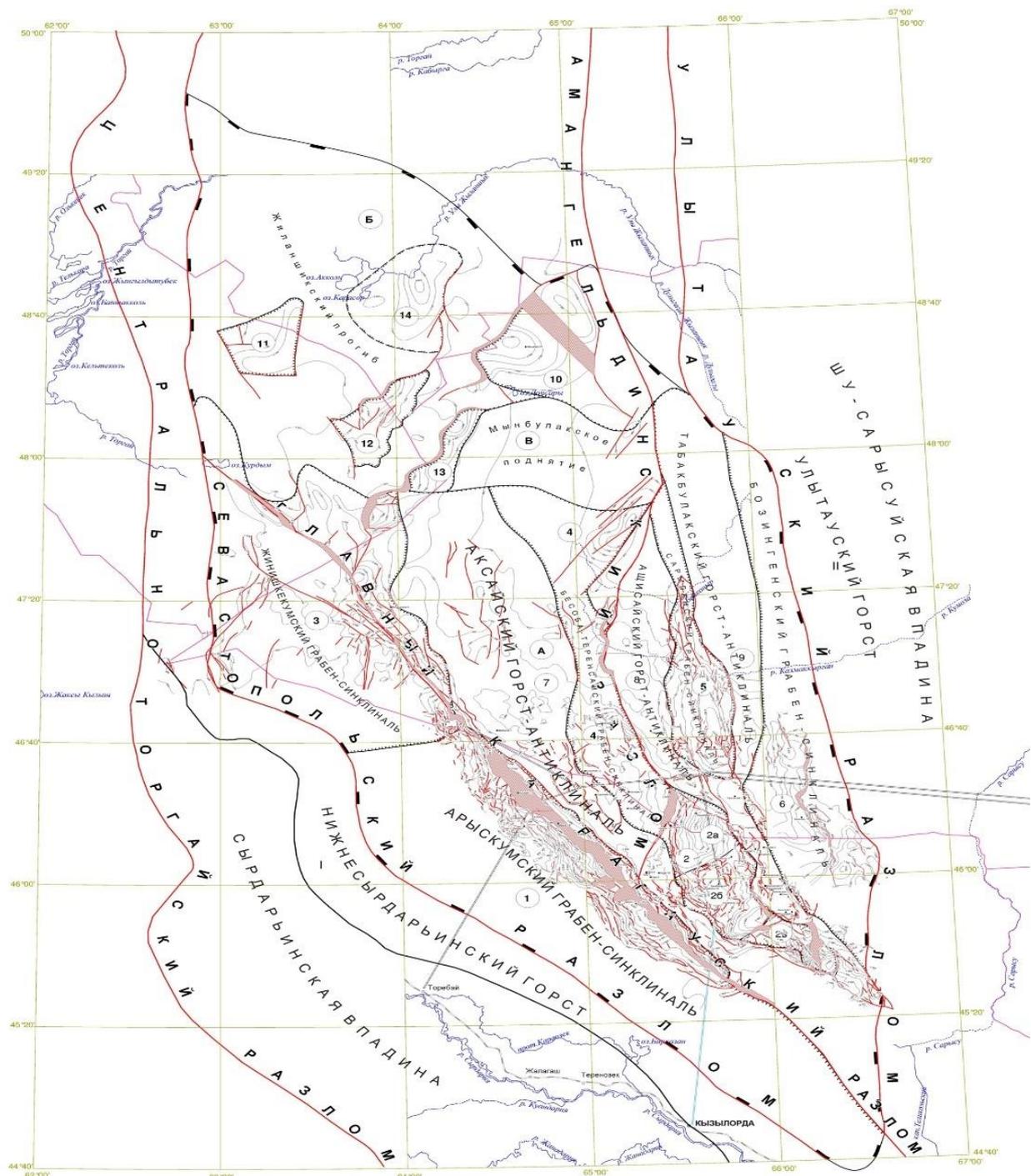
### **1.1.1 Общие сведения о южно-торгайского бассейна**

Южно-Торгайский осадочный бассейн, который является значительной структурой первого порядка, имеет площадь свыше 80 тысяч квадратных километров. Он расположен на северо-восточной окраине Туранской плиты, принадлежащей эпипалеозойской Центрально-Евразийской платформе. Бассейн находится в зоне соединения Урала, Казахского щита и отрогов Тянь-Шаня. С востока его ограничивает Улытауское поднятие, а с запада - Севастопольский региональный разлом. На севере он соединяется с Северо-Торгайским бассейном.

С административной точки зрения, бассейн находится в пределах Кызылординской и Карагандинской областей, а также частично простирается на территории Актюбинской и Костанайской областей в Республике Казахстан (см. Рисунок 1.1).

### **1.1.2 Тектоника**

Фундамент Южно-Торгайского Осадочного Бассейна имеет сложную структуру, которая обусловлена взаимным перекрытием различных фаз тектонического развития. Он представляет собой большой блок земной коры треугольной формы, основание которого соответствует Южному Торгаю и имеет острый угол, связанный с северо-западным присоединением хребта Большой Каратау. Этот блок разделен региональными разломами на три более мелких блока: Жыланшикский на севере, Арысқумский на юге и Мынбулакский в центре.



Условные обозначения:

- областные границы
- железные дороги
- нефтепроводы
- газопроводы
- областные центры
- районные центры
- реки и озера
- реки пересыхающие
- граница Южно-Торгайского бассейна
- границы прогибов
- границы грабен-синклиналей и горст-антиклиналей
- региональные разломы

- I - Нижне-Сырдарьинский горст
  - II - Улытауский горст
  - III - Южно-Торгайский бассейн
  - A - Арыскупский прогиб
  - B - Жыланщический прогиб
  - B - Мынбулакское поднятие
- Грабен-синклинали Арыскупского прогиба:
- 1 - Арыскупский
  - 2 - Акшабулакский
  - 2a - Северо-Акшабулакский
  - 2b - Центально-Акшабулакский
  - 3 - Южно-Акшабулакский
  - 3 - Жинишкекупский
  - 4 - Бесоба-Теренсвйский
  - 5 - Сарыланский
  - 6 - Бозингенский

- Горст-антиклинали Арыскупского прогиба:
- 7 - Аксвйский
  - 8 - Аксвйский
  - 9 - Табакбулакский
- Грабен-синклинали Жыланщического прогиба:
- 10 - Сазымбайская
  - 11 - Баймуратская
  - 12 - Кулагакская
  - 13 - Чиркитавская
  - 14 - Жанакупральская

Рисунок 1.1 - Тектоническая схема Южно-Торгайского бассейна

### 1.1.3 Нефтегазоносность

Проведенный анализ геолого-геофизических данных указывает на наличие благоприятных условий для нахождения нефтегазовых запасов в Южно-Торгайской впадине. Эти условия включают геоморфологические, структурно-тектонические, литолого-стратиграфические, гидрогеологические, геохимические и другие факторы.

Исследованная часть Южно-Торгайской впадины связана с трансконтинентальной рифтогенной зоной Главного Каратауского разлома. В юрское и нижнемеловое время в этой зоне происходило интенсивное формирование крупных грабен-синклиналей, которые заполнялись терригенными отложениями, содержащими органическое вещество сапропелевого и гумусового типа. В пределах впадины выделены нефтегазоносные и перспективные районы, такие как Арыскупский и Жыланшиковский. Нефтегазовые залежи и проявления в Арыскупском прогибе обладают четкой стратиграфической связью. В рамках этого прогиба выделяются два нефтегазоносных комплекса: нижнемеловой (неокомский) и юрский. Юрский комплекс состоит из трех подкомплексов, включающих различные свиты.

Стоит отметить, что домезозойские отложения не рассматриваются как самостоятельный нефтегазоносный комплекс, поскольку они не обладают собственным генерационным потенциалом. Залежи нефти и газа, которые находятся в верхней, дезинтегрированной части фундамента, рассматриваются как вторичные и образовавшиеся в результате миграции углеводородов из нефтематеринских пород юрского возраста.

Также имеются данные о нефтегазоносности коры выветривания под отложениями палеозойско-протерозойского фундамента. На структурах, таких как Кызылкия, Караванчи и Дошан, были обнаружены непромышленные притоки нефти. Некоторые структуры, например, Кенлык, имеют высокие дебиты до 200-300 м<sup>3</sup>/сут.

Итак, проведенный анализ указывает на наличие перспективных условий для нахождения нефтегазовых запасов в Южно-Торгайской впадине на основе различных геологических и геофизических данных.

## 1.2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Южно-Торгайского бассейна открыто во второй половине февраля 2010 года, при опробовании в скважине 3.

Месторождения расположена в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожная станция Жусалы. На расстоянии 190 км к востоку от исследуемой площади проходит нефтепровод Омск — Павлодар – Шымкент, а на расстоянии 50 км на западе находится работающий газопровод Акшабулак-Кызылорда. Южно-Торгайская группа месторождений связана с железнодорожными нефтеналивными терминалами, расположенными на станции Жусалы, через нефтепровод протяженностью 177 км, проходящий по маршруту Кызылкия - Арысқум – Майбулак. Возможен экспорт нефти через нефтепровод Атасу - Алашанькоу с точкой приема и подготовки нефти на нефтяном месторождении Кумколь, который ведет на Китайский рынок.

С физико-географической точки зрения, район исследований представляет собой слабовысотную суглинистую равнину с редкими песчаными буграми. Высоты рельефа варьируются от 78 до 141 метра над уровнем моря. (Рисунок 1.2)

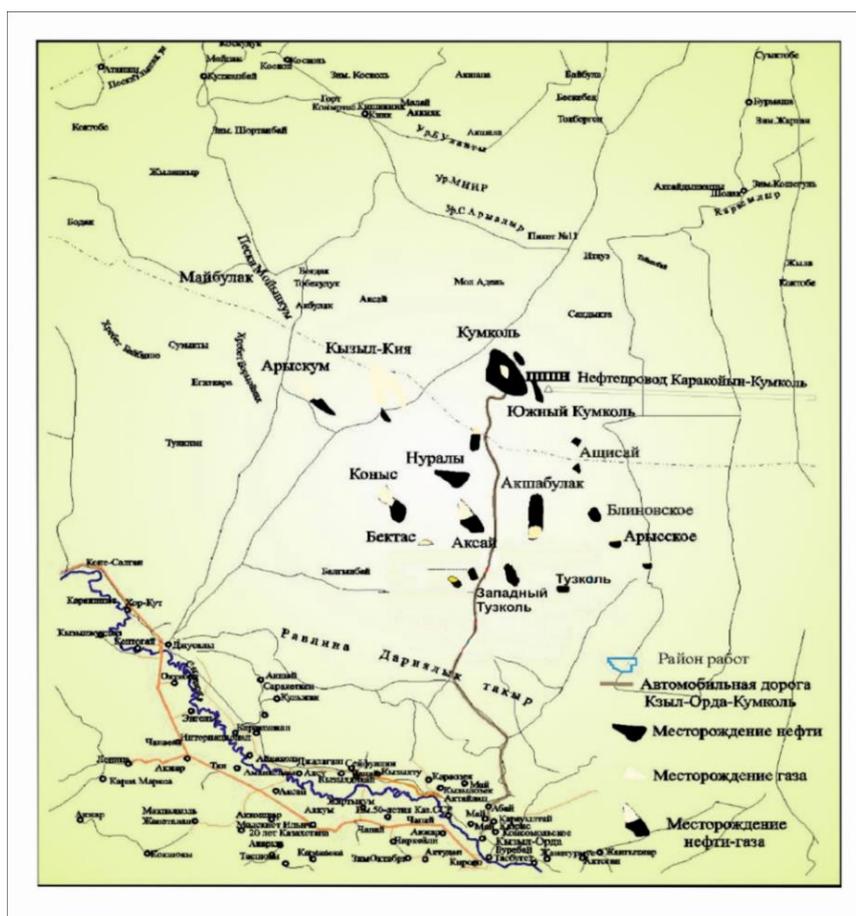


Рисунок 1.2 - Обзорная карта

## **1.2.2 Геологическое строение района и месторождения**

Месторождение находится в восточной части Арыкумского прогиба, который расположен в периклинальной южной части Табакбулакской горст-антиклинальной зоны. Оно входит в район, где расположена Кумкольская группа месторождений. Геолого-структурное строение этого месторождения полностью совпадает с главным и крупным месторождением Арыкумского прогиба, а именно с месторождением Кумколь. В геологическом отношении месторождение исследуется в рамках Арыкумского прогиба, который содержит отложения различных систем: протерозойской, палеозойской группы, юрской, меловой, палеогеновой, неоген-четвертичных систем.

## **1.2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

### **Нерасчлененные протерозой + палеозойские отложения (PR+PZ)**

Описываемые отложения вскрыты скважиной 3 в призабойных частях разреза и представлены в основном метаморфическими породами и частично в различной степени метаморфизованными терригенно-карбонатными образованиями.

### **Мезозойская группа (MZ)**

#### **Юрская система (J)**

В Арыкумском прогибе юрская система представлена всеми тремя отделами и разделена на 6 свит по литологическому составу. В нижнем отделе находятся сазымбайская и айбалинская свиты, в среднем отделе - дощанская и карагансайская свиты, а в верхнем отделе - кумкольская и акшабулакская свиты. В скважинах, исследованных в данном районе, юрская система состоит из трех отделов: нижнего, среднего и верхнего, но в глубоких частях, в западной и восточной частях, имеется полный разрез системы.

В юрском разрезе можно выделить три ритмотолщи, каждая из которых состоит из двух ритмосвит. Нижняя ритмосвита в каждой ритмотолще представлена более крупнозернистыми отложениями, а верхняя ритмосвита - более мелкозернистыми отложениями, которые ритмично чередуются в разрезе. Ритмичное чередование наблюдается как внутри каждой ритмосвиты, так и явно видно в верхней ритмосвиты разреза.

Отложения юрской системы в рельефе занимают палеокотловины, палеовпадины и палеодолины доюрской земной поверхности. В связи с этим, снос обломочного материала обычно происходит с местных поднятий. Поэтому состав грубообломочных пород отложений нижних ритмосвит юры в большинстве случаев близок с составом нижележащих протерозой-палеозойских образований. На исследованном участке в разрезе дощанской свиты, залегающей на домезозойском фундаменте и вскрытой скважиной 3, грубообломочная часть представлена из обломков низко гамма активных (ГА – 4–5 мкр/час) пород.

## **Нижний отдел (J<sub>1</sub>)**

### **Айбалинская свита (J<sub>1ab</sub>)**

Отложения айбалинской свиты вскрыты только скважиной 1 в неполном объеме. Она представлена аргиллитами плотными, с прослоями маломощных песчаников, алевролитов и углей. Толщина вскрытой части свиты 128 м.

### **Нижний - средний отделы (J<sub>1-2</sub>)**

#### **Дошанская свита (J<sub>1-2dš</sub>)**

В разрезе свиты выделяются пласты толщиной до 25–33 м грубообломочных пород: конгломератов, гравелитов и песчаников с низкой гамма-активностью – 4–5 мкр/час. Возможно, обломки этих пород представлены однородными карбонатными породами домезозойского фундамента. Грубообломочные породы чередуются с прослоями аргиллитов и алевролитов (толщиной 3 и 17 м).

К пластам грубообломочных пород свиты приурочен продуктивный горизонт Ю- V.

Отложения свиты в краевых частях котловины залегают с угловым несогласием непосредственно на протерозой + палеозойских образованиях, а на остальной части субсогласно на аргиллитах нижней юры.

## **Средний отдел (J<sub>2</sub>)**

### **Карагансайская свита (J<sub>2kr</sub>)**

Во впадинах отложения карагансайской свиты залегают над отложениями дошанской свиты, а в краевых частях напрямую на породах домезозойского фундамента. Эти отложения широко представлены и наблюдаются во всех скважинах. Они имеют темно-серый или черный цвет и состоят из аргиллитов, углей с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Толщина прослоев варьирует от нескольких сантиметров до 2-3 метров. В этой свите находится продуктивный горизонт Ю – IV, который является приоритетным для добычи нефти и газа.

На описываемой части месторождения отложения свиты выделяются относительно более высокими электрическими сопротивлениями (6–10 оМм), чем верхнеюрские аргиллиты, алевролиты (2,5–5).

## **Верхний отдел (J<sub>3</sub>)**

### **Кумкольская свита (J<sub>3km</sub>)**

Отложения кумкольской свиты вскрыты во всех скважинах. На Кумкольском месторождении отложения свиты расчленены на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. На исследованном месторождении она представлена только двумя верхними подсвитами.

**Среднекумкольская подсвита (J<sub>3km<sub>2</sub></sub>)** разделена на две пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка сложена более грубообломочными, а верхняя - тонкообломочными породами. Они совместно образуют один полный ритмический цикл – ритмоподсвиту, но в поднятых участках нижняя пачка часто размыва и отсутствует.

**Нижняя пачка ( $J_3k_2^1$ )** сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, с явным преобладанием песчаников. Толщина пачки соответственно 110,2–118 м.

**Верхняя пачка ( $J_3k_2^2$ )** представлена аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Прослой тяготеют к нижней части.

Толщина пачки 54,8–96 м. К прослоям песчаников приурочен продуктивный горизонт Ю-П.

**Верхнекумкольская подсвита ( $J_3k_3$ )** сложена чередованием аргиллитов, глинистых алевролитов (толщиной от 0,5–1 до 5–6 м) с песчаниками, глинистыми песчаниками (толщиной от 2–3 до 5–10 м). В разрезе преобладают песчаные породы.

Песчаники зеленые, зеленовато-серые, серые до темно-серых, от тонкозернистых до грубозернистых, местами гравелитистых, массивные и неясно слоистые. Состав кварц – полевошпат - слюдистый в глинисто-карбонатном цементе с включениями обломков обугленной флоры плохой сохранности и местами обломков кварца, кремня и полевошпатовых пород.

Аргиллиты зеленые, зеленовато-серые, темно-серые, черные, массивные с включениями обугленных остатков растений, конкрециями кварц - карбонатного состава. Алевролиты серые, темно-серые, черные с включениями обугленных остатков и отпечатков растений плохой сохранности с конкрециями и вкраплениями пирита.

Физические свойства пород: УЭС в глинах от 1 до 2 Ом, в песчаниках от 3–4 до 8 Ом; гамма активность соответственно от 10 до 22 мкр/ч и от 6–8 до 10–14 мкр/ч.

Толщина кумкольской свиты равна 325,5 -350,5 м. К песчаникам верхнекумкольской подсвиты приурочен продуктивный горизонт Ю- I.

#### **Акшабулакская свита ( $J_3ak$ )**

Представлена отложениями, которые наблюдаются во всех скважинах. Эти отложения состоят из глин, аргиллитов с небольшими прослоями песчаников и алевролитов. В верхней и средней частях свиты глины имеют разнообразные оттенки, включая пестроцветные, темно-коричневые, кирпично-красные, а также прослой серых и палевых отложений, а зеленовато-серые песчаники также присутствуют. В нижней части разреза глины и аргиллиты обычно имеют серый, зеленовато-серый или темно-серый цвет.

Толщина акшабулакской свиты варьирует в пределах от 208,2 до 258,5 метров. Физические свойства пород характеризуются удельным электрическим сопротивлением (УЭС) в диапазоне от 2 до 3 Ом, иногда достигающим 4–6 Ом.

#### **Меловая система (К)**

На исследованной территории широко распространены меловые отложения, которые обнажаются на поверхности в юго-западной части Арыкумского прогиба. Меловая система включает в себя отложения обоих отделов. Нижний отдел состоит из трех литологических свит, включающих

даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую свиты. Верхняя часть относится к неразделенному разрезу турон-сенона. Нижняя часть нижнего мела описывается ниже, и она имеет связь с нефтегазоносностью Арыкумского прогиба.

### **Нижний отдел ( $K_1$ ) Неокомский надъярус ( $K_1$ пс)**

В разрезе неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

**Нижнедаульская подсвита ( $K_1$ пс $_1^1$ )** расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

**Арыкумский горизонт ( $K_1$ пс $_1$ ар)** является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В Арыкумском прогибе горизонт расчленяется на три пачки: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя базальной пачка арыкумского горизонта на месторождении вскрыта во всех скважинах и представлена песчаниками, гравелитами, конгломератами слабосцементированными с маломощными (0,5–1,5 м) прослоями глинистых алевролитов и глин. Базальная пачка четко выделяется и ее толщина равна 30,4–36 м.

В Арыкумском прогибе и на описываемом месторождении базальная пачка является одним из продуктивных горизонтов (М-II), а также маркирующим горизонтом. К верхней части приурочен продуктивный горизонт М-I.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыкумского горизонта. Толщина ее доходит до 170 м.

**Верхнедаульская подсвита ( $K_1$ пс $_2$ )** в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней, преимущественно, глинами. Толщина её 153–241 м.

### **Апт – альбский ярусы ( $K_1$ а-а $_2$ )**

#### **Карачетауская свита ( $K_1$ а-а $_2$ )**

Отложения карачетауской свиты залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 253–350 м.

### **Нерасчлененный нижний и верхний отделы меловой системы ( $K_{1-2}$ )**

#### **Альб – сеноманский ярусы ( $K_{1-2}$ а $_3$ -s)**

#### **Кызылкиинская свита ( $K_{1-2}$ кк)**

Отложения кызылкиинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 87–186 м.

#### **Верхний отдел ( $K_2$ )**

#### **Туронский ярус ( $K_2$ т)**

#### **Балапанская свита ( $K_2$ бл)**

Отложения турона выделены в балапанскую свиту. Она залегает трансгрессивно на кызылкиинской свите и сложена зеленовато–серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Толщина её 82–150 м.

#### **Нерасчлененный верхний турон–нижний сенон ( $K_2t_2-sn_1$ )**

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестроцветных песков и глин. Толщина 123–236 м.

#### **Верхнесенонский надьярус ( $K_2sn_2$ )**

В пределах Арыскупского прогиба отложения верхнего сенона в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Толщина достигает 43 м.

#### **Кайнозойская группа ( $KZ$ )**

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген–четвертичной систем.

#### **Палеогеновая система ( $P$ )**

Отложения палеогена обнажаются в центральных частях Арыскупского прогиба и вскрыты скважинами. Палеоген представлен двумя отделами: палеоценом и эоценом, но при разведочных работах обычно выделяют нерасчлененную палеогеновую систему. В связи с этим, при описании этой системы использованы литературные данные (4).

#### **Палеоцен ( $P_1$ )**

Отложения палеоцена залегают с размывом на различных горизонтах верхнего мела и представлены кварц – глауконитовыми песками и песчаниками с желваками фосфоритов, часто группирующимися в виде пластов и линз. Толщина от 0,5 до 12 м. Из этих отложений определены типичные для палеоцена устрицы, фораминиферы.

#### **Эоцен ( $P_2$ )**

Эоцен представлен полным разрезом и расчленяется на нижний, средний и верхний эоцен.

**Отложения нижнего эоцена ( $P_{2^1}$ )** залегают с размывом и фосфоритовой галькой в основании на отложениях палеоцена и представлены зеленовато–серыми до черных глинами, с прослоями песчаников и алевролитов с галькой фосфоритов, а также включениями обугленных растительных остатков. Толщина достигает 66 м. Возраст (ранний эоцен) установлен на основании фораминифер и спорово –пыльцевых комплексов. На геологической карте Средней Азии и Казахстана выделяются нерасчлененные нижне – средне - эоценовые отложения, представленные мергелями и глинистыми известняками с прослоями горючих сланцев. Толщина не превышает 35–40 м, в толще нижнего эоцена – всего около 2 м (рис.1).

**Средний эоцен ( $P_{2^2}$ )** представлен серыми, желтыми, коричневыми мергелями, известняками и карбонатными глинами. Возраст на основании

обильных комплексов фораминифер, зубов акул и скатов, остракод, радиолярий и спорово-пыльцевых комплексов устанавливается как средне - эоценовый.

**Верхний эоцен ( $P_2^3$ )** залегает согласно на отложениях среднего эоцена и представлен серыми и зелеными монтмориллонитовыми, бентонитовыми, тонкослоистыми глинами с включениями марказита, глауконита, зубов и чешуй рыб. Толщина достигает 245м.

#### **Нерасчлененные неоген – четвертичные отложения (N–Q)**

К неоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба. Толщина от 0 до 20м.

В южной, северной и западной частях АП на картах поверхности выделяются верхнеплиоценовые ( $N_2^2$ ) отложения, представленные галечниками, гравийниками, гравийными песками, супесями и суглинками. Толщина 5-20м.



## 1.2.4 Электрофациальный анализ

Осадконакопления на этой территории произошли в континентальных условиях, что было подтверждено анализом шлама и каротажных данных. Весь разрез состоит из терригенных отложений, таких как песчаники, алевролиты, глины и аргиллиты. В нефтяной геологии электрофациальный анализ, основанный на радиоактивном каротаже и самопроизвольной поляризации, является наиболее распространенным методом фациальных исследований, особенно при ограниченном объеме доступного кернового материала из глубоких скважин. Несмотря на отсутствие керновых данных, было проведено сопоставление шлама и каротажных данных ГК и ПС, а также корреляция с использованием схем В.С. Муромцева. В районе месторождения формировались меандрирующие и многоруслые реки в разные стратиграфические периоды.

Меандрирующие реки на равнинах характеризуются высоким содержанием терригенного материала в сочетании с низкой скоростью течения воды. В результате постоянного формирования и изменения меандров песчаная составляющая разреза и его планарная структура имеют фрагментарный характер. В отложениях меандрирующих рек обнаруживается широкий спектр фаций, включающих береговые валы, кривососовые глифы, прирусловые валы, головные части береговых валов, ленточные гряды, а также осадки в поймах и старицах. Разветвленные (многорусловые) реки характерны для предгорных равнин, где сильное течение реки сочетается с большим количеством терригенного материала. Постоянные изменения в положении речных рукавов приводят к формированию покровного типа аллювиальных отложений, состоящих из гравийных или песчаных осадков, с песчаниками русловых отмелей в качестве преобладающей фации и песчаными осадками активного русла и глинистыми осадками "брошенного" русла в качестве подчиненной фации. По скважине 1 значения каротажа Гк и ПС уменьшаются в глубине 950–1020 м., и движения кривых этого интервала прослеживаются в остальных скважинах, эти движения кривых можно сопоставить кривыми по схеме В.С. Муромцева которая показывает что это прирусловой вал вид фации меандрирующей реки. Описание шлама в этом интервале — это песчаник мелко-среднезернистой структурой, полуокатанные и угловатые зерна, средне отсортированный. Интервал 950–1020 м принадлежит меловой системе арыскомскому ярусу. (Рисунок 1.4)



Рисунок 1.4 - Корреляционная схема по скважинам меловой системе арыскомскому ярусу.

По скважине 1 значения каротажа Гк и ПС уменьшается в глубине 1300–1378 м., и движения кривых этого интервала прослеживается остальных скважинах, этот интервал можно сопоставить кривыми по схеме В.С. Муромцева которая показывает, что это меандрирующий действующий русла. Описание шлама в этом интервале — это песчаник мелко-среднезернистой структурой, полуокатанные зерна, хорошо отсортированный, глинистый цемент. Интервал 1300–1378 м принадлежит юрской системе кумкольскому ярусу. (Рисунок 1.5)

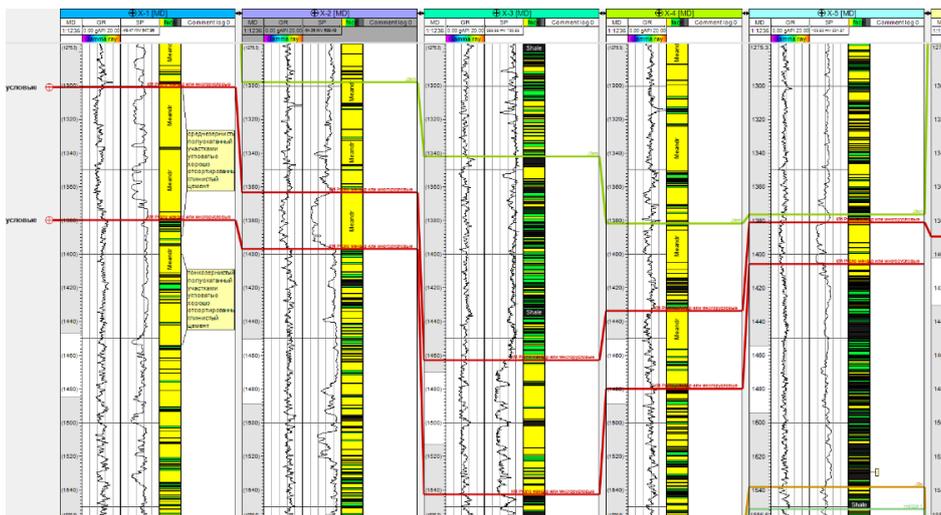


Рисунок 1.5 - Корреляционная схема по скважинам юрской системе кумкольскому ярусу

По скважине 1 и 4 значения каротажа Гк и ПС уменьшается в глубине 1632–1639 м., и движения кривых этого интервала прослеживается остальных скважинах, этот интервал можно сопоставить кривыми по схеме В.С. Муромцева которая показывает, что это головная часть берегового вала, вид фации меандрирующей реки. Описание шлама в скважине 1, песчаник мелко-среднезернистой структурой, полуокатанные зерна, хорошо отсортированный, глинистый цемент. описание керна в скважине 4 сопоставима с описанием шлама, песчаники серые и темно-серые средне-мелкозернистые алевритистые, сравнительно крепкие, толщиной до 5,0мм. Текстура слоистая, структура алевропсаммитовая, цемент глинистый, слабо известковистый. Интервал 1632–1639 м принадлежит юрской системе карагансайкой свите. (Рисунок 1.6)

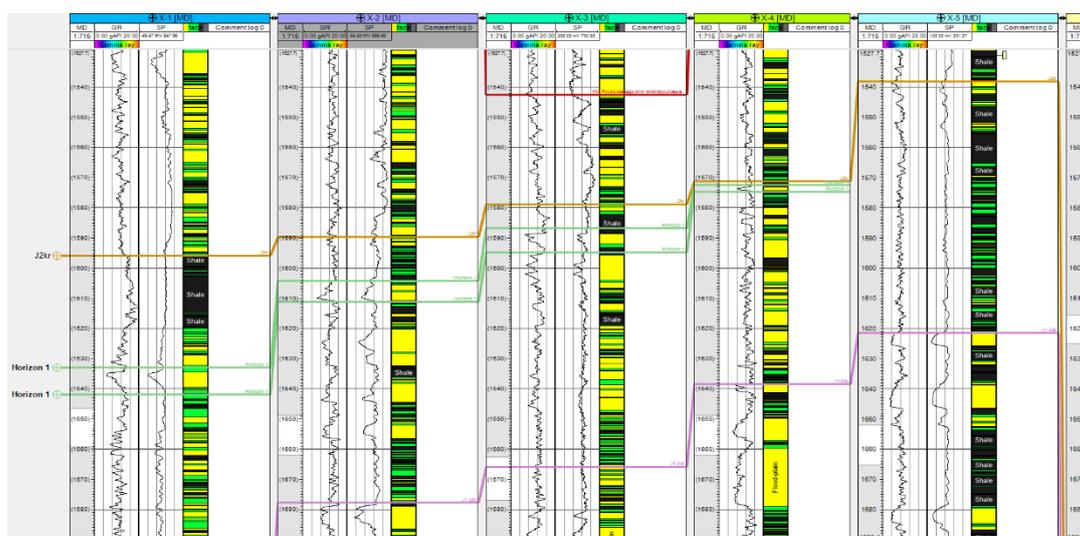


Рисунок 1.6 - Корреляционная схема по скважинам юрской системе карагансайкой свите

По скважине 1, 2 и 4 значения каротажа Гк и ПС уменьшается в в глубине 1716-2017 м., и движения кривых этого интервала прослеживается остальных скважинах, этот интервал можно сопоставить кривыми по схеме В.С. Муромцева которая показывает что это песчаные осадки действующего русла; песчаные осадки внутри русловой отмели, вид фации многорусловой реки. Описание шлама в этом интервале, песчаник, конгломератистый песчаник средне-крупнозернистой структурой, полуокатанные и угловатые зерна, средне отсортированный, без видимой цементации. Описание керна в скважине 4 и 2 сопоставима с описанием шлама, Конгломераты светло-коричневато-серые мелкообломочные гравийные, среднесцементированные, средне сортированные; песчаники серые, коричневато-серые, мелко-среднезернистые алевритистые, среднесцементированные, содержат значительную примесь крупнозернистого псаммитового и гравийного материала, текстура слоистая, структура алевро-



различных глубинах геоморфологического профиля, от самых высоких отметок гор или выступов до глубины котловины, располагаясь на соответствующих ступенях и глубинах. На палеорельефе домезозойского фундамента можно наблюдать выступы-горы или поднятия, которые имеют как пологие, так и крутые склоны. Крутые склоны обычно характеризуются большой амплитудой высоты, варьирующей от 60–100 до 200–300 метров, и часто сопровождаются разломами, известными как конседиментационные разломы. Эти разломы ограничивают выступы и иногда формируют ступени на склонах гор или в котловинах.

На месторождении картируются разломы северо-западного простирания, входящие в зону Сарыланского ( $F_1$ ) и Табакбулакского ( $F_2$ ) разломов. Сарыланский выделяется на юго-западе на границе впадины и поднятия домезозойского фундамента. Разлом выделяется четко, с резкими изменениями рельефа поверхности фундамента. Разлом крутопадающий ( $80-90^\circ$ ), в связи с этим, направление падения разлома по простиранию может меняться, преимущественно юго-западного на северо-восточное. Амплитуда разлома колеблется в широких пределах, от первых десятков до нескольких сот метров.

Второй разлом ( $F_2$ ) –Табакбулакский (рисунок 2.3.2) выделяется не совсем четко на картах фундамента, то есть, резкого выделения в рельефе нет. Разлом часто разветвляется на два и три составляющих, которые обозначены последующими номерами ( $F_3$  и т.д.). Месторождение расположено между этими ветвями. Разлом также имеет общее северо-западное направление, крутопадающий. Отдельные ветви разлома имеют субмеридиональное, иногда северо-восточное простирание. Амплитуда разлома не превышает первых десятков метров. На структурных картах вышележащих отложений ветви этого разлома ведут себя по-разному, часто обрываются по простиранию, теряются и вновь появляются. Эти разломы лучше изучены в отложениях верхней и средней юры, так как скважинами пересечены только в этой и мел-палеогеновой части разреза.

### **Платформенный структурный этаж**

**Рифтогенный структурный подэтаж.** В данном разделе дается краткая характеристика строения рифтогенного подэтажа месторождения. В строении подэтажа участвуют юрские отложения, заполняющие предгорные впадины и глубокие котловины. При этом в структурном этаже не наблюдается деформация пластов, за исключением небольшого моноклиналичного наклона, повторяющего наклон поверхности домезозойского фундамента, иногда в виде облекания таких небольших выступов. Тогда отмечают мелкие по размеру антиклинальные и синклиналиные складки – облекания.

На Арыскупском прогибе отложения подэтажа представлены тремя ритмотолщами, каждая из которых состоит из двух свит. Нижние свиты характеризуются грубообломочными породами, такими как конгломераты, гравелиты и песчаники, а верхние свиты состоят из тонкообломочных пород, включая аргиллиты, глины и алевролиты. На изучаемом месторождении

представлены только верхние и средние ритмотолщи юрских отложений, в то время как во впадинах и котловинах присутствуют все три ритмотолщи.

Отложения подэтажа на Арыкумском прогибе накапливались на предшествующем домезозойском палеорельефе, заполняя низкие депрессионные участки и котловины. Процесс осадконакопления и тектонический режим не были одинаково стабильными на всей территории. На некоторых участках происходило поднятие, в то время как на других наблюдалось опускание с накоплением толстых отложений до 3,5 километров. Тектонические движения были переменными вдоль Арыкумского прогиба. Начало каждой ритмотолщи характеризовалось активизацией тектонических движений и накоплением более грубообломочных осадков, а завершение связано со стабилизацией района и накоплением тонкообломочных пород. Интенсивность тектонических движений также неоднородна по прогибу и наиболее выражена в зонах разломов, которые являются ветвями региональных разломов, таких как Главный Каратауский и Улутауский разломы. Это ритмическое строение подэтажа является характерным чертой всей территории прогиба. В каждой ритмотолще также наблюдается более мелкое циклическое строение, состоящее из ритмосвитов, которые являются составной частью каждой ритмотолщи.

Табакбулакский разлом ( $F_2$ ) прослеживается с юго-востока на северо-запад по всей площади. Длина – 13,3 км, крутопадающий на юго-запад. На юго-восточной части площади, в районе структуры наблюдаются разломы  $F_3$ ,  $F_4$  и  $F_7$ , которые составляют зону разлома  $F_2$ . По сравнению с поверхностью дощанской свиты нижней-средней юры, разломы сильно изменились по длине и конфигурации. Разлом  $F_4$  имеет длину 0,7 км, крутопадающий на юго-запад. Главный на месторождении разлом  $F_3$  почти не изменился, но его юго-восточное продолжение смещено на юго-запад (кулисообразное смещение, с разрывом). Разлом также делит структуру и залежи на два блока. Юго-западный блок немного (5-10 м) опущен по отношению северо-восточного. Разлом  $F_7$  имеет длину 0,6 км и он смещен по сравнению с поверхностью дощанской свиты на юго-запад.

На структурной карте кровли арыкумского горизонта региональные разломы ( $F_1$  и  $F_2$ ) почти полностью сохранились, единственно разлом  $F_2$  в юго-восточной части площади обрывается, и представлен двумя кулисообразно расположенными частями. Главный разлом месторождения  $F_3$  смещен на северо-восток и полностью срезает северо-восточный блок антиклинальной структуры. Разломы  $F_1$ ,  $F_5$  и  $F_6$  картируются без изменения. Все разломы крутопадающие на юго-запад.

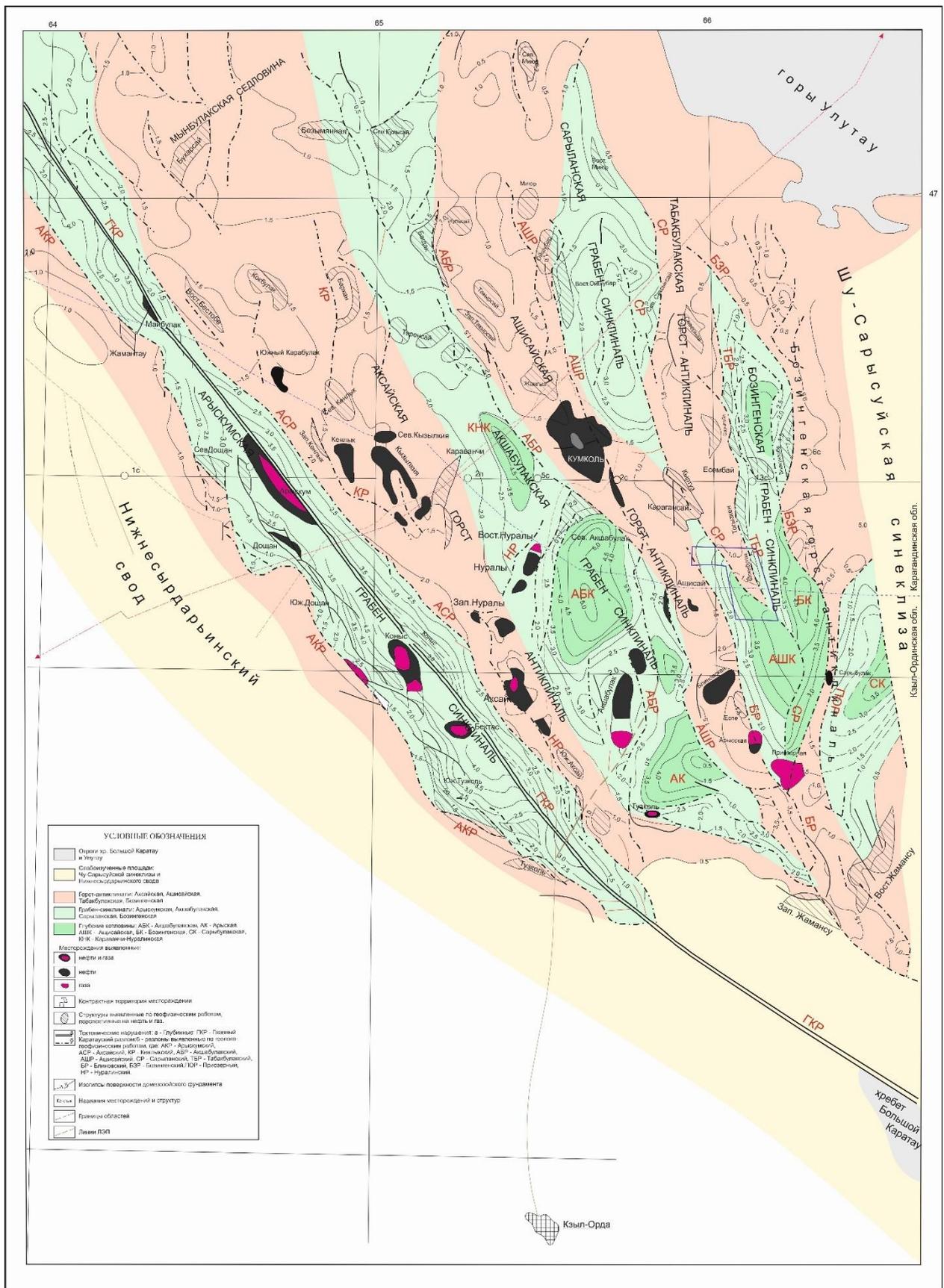


Рисунок 1.8 - Тектоническая схема Арысқумского прогиба

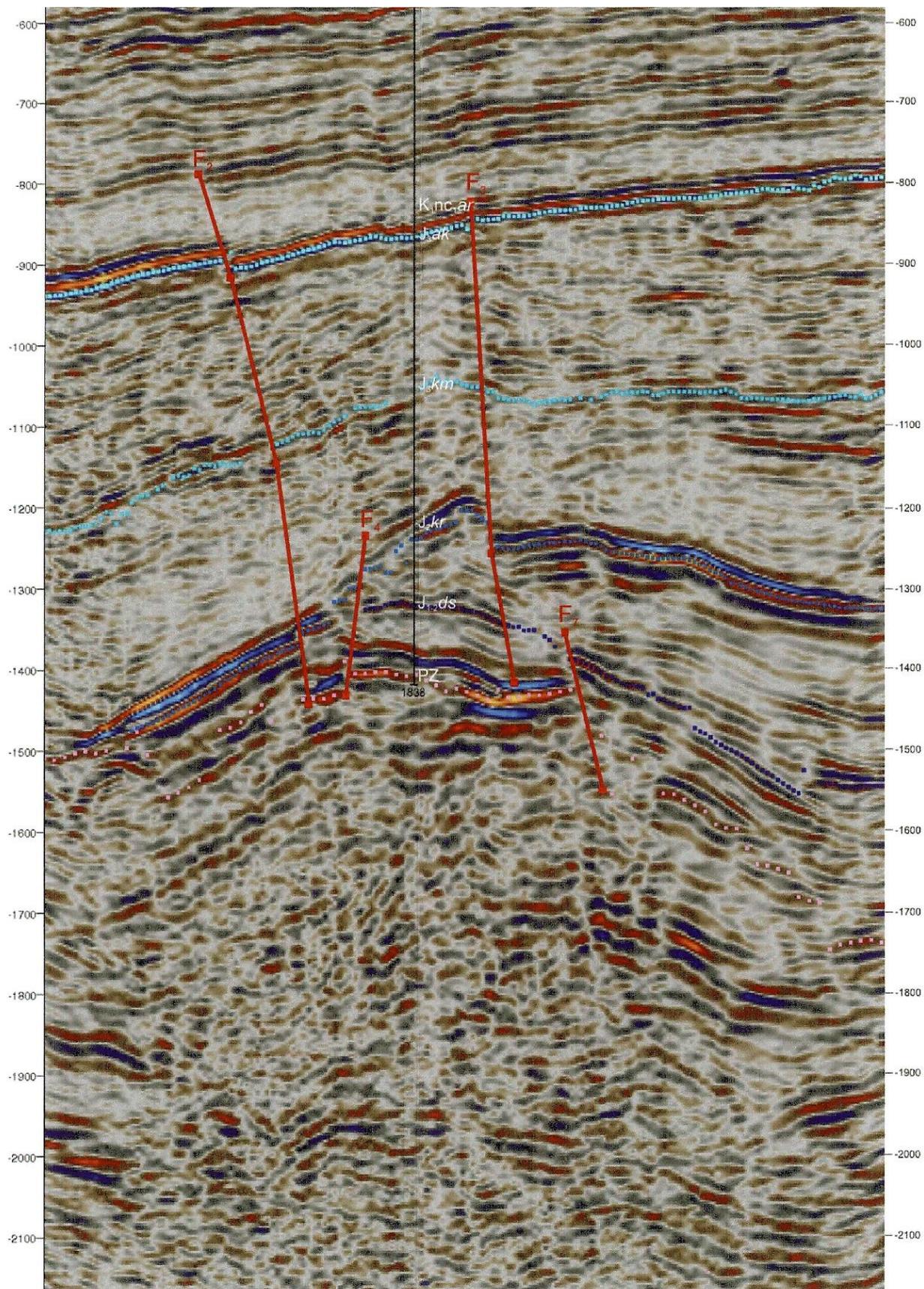


Рисунок 1.9 - Временной разрез

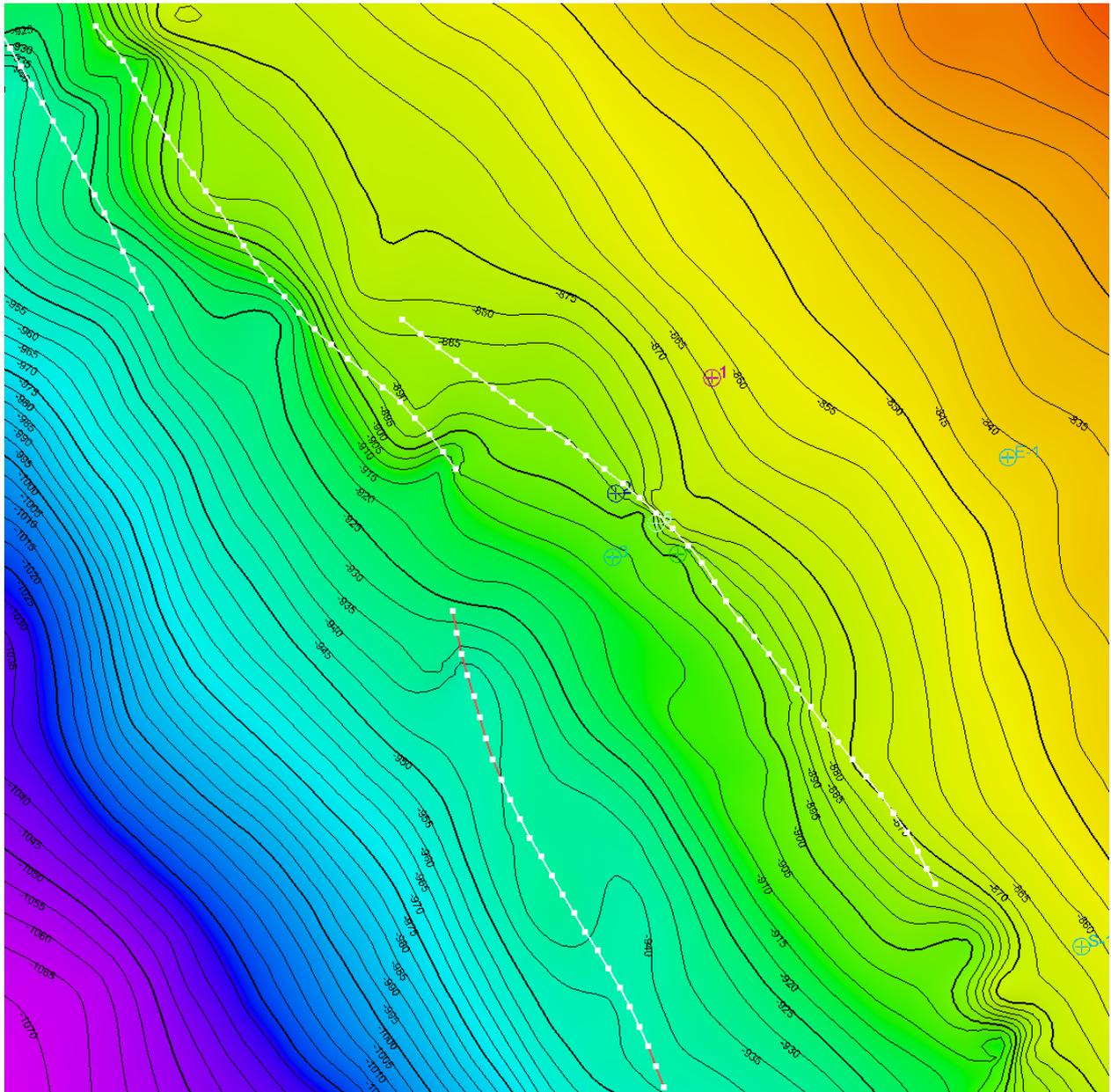


Рисунок 1.10 - Структурная карта по кровле Арысумский свиты (K1nc1ar)

### 1.2.6 Нефтегазоносность

Месторождение входит в Кумкольскую группу месторождений и расположено на восточной части Арысумского прогиба.

На месторождениях Арысумского прогиба нефтегазонакопление приурочено к песчаным коллекторам верхнего неокома (M'), верхней части нижнего неокома (M-0), арысумского горизонта нижнего неокома (M-I и M-II), а также к коллекторам средней (Ю-IV) и нижней юры (Ю-V, Ю-VI), в зависимости от структурного расположения отложений перечисленных горизонтов и свит.

Основным литологическим фактором являются песчаные породы, очень редко гравелиты, конгломераты и глинистые песчаники.

Основным источником генерации углеводородов считаются глинистые образования с высоким содержанием рассеянного и гомогенного органического вещества сапропелево-гумусового состава кумкольской, карагансайской и айбалинской свит юры.

Залежи нефти выявлены в отложениях арыкумского горизонта нижнего неокома нижнего мела (горизонты М-I и М-II), карагансайской свиты средней юры (Ю- IV - 1) и дощанской свиты нижней-средней юры (Ю- V - 2).

**Горизонт М-I.** Продуктивный горизонт выделен по ГИС. Горизонт пластовый, полуантиклинальный, сводовый, с северо-востока тектонически ограничен, вскрыт скважинами 2, 3, 4 и 5. Эффективная нефтенасыщенная толщина, соответственно – 7,2 и 2,2 м. Средневзвешенная пористость 0,219 д.ед., средневзвешенный коэффициент нефтенасыщенности - 0,534 д.ед. УВНК принят на абсолютной отметке -916,6 м. Размеры залежи 1,15 x 0,37 км, высота – 15,6 м, площадь – более 427,0 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт М-II.** Горизонт выделен в скважинах: 2, 3, 4 и 5.

Горизонт в районе скважин пластовый, полуантиклинальный, сводовый. Он выделен по интерпретации ГИС.

Эффективная нефтенасыщенная толщина, соответственно – 6,4 и 13,2 м (средняя 9,8 м), средневзвешенная пористость – 0,213 д.ед, средневзвешенный коэффициент нефтенасыщенности - 0,670 д.ед. Горизонт с северо-востока ограничен тектоническим нарушением. УВНК принят по подошве горизонта на абсолютной отметке – 936,6 м. Площадь распространения горизонта составляет около 329 тыс.м<sup>2</sup>, высота – 22 м.

Нефть продуктивного горизонта М-II месторождения относится к легкой. Величина плотности нефти в поверхностных условиях составляет 0,787 г/см<sup>3</sup>. Нефть малосернистая, смолистая, парафинистая, метаново-нафтеная. Содержание серы достигает до 0,34%, смол силикагелевых – 13,85%, асфальтенов – 0,36%, парафина - 8,22%. Содержание компонентов метаноафтенной группы равно 71,14%, ароматической - 14,65%.

## **2. Проектная часть**

### **2.1 Построение цифровой геологической модели месторождения**

В рамках данной дипломной работы была проведена построение трехмерной геологической модели месторождения с использованием программного комплекса «Petrel» компаний Schlumberger.

Для геологического моделирования проводился сбор, обработка и подготовка следующих данных:

- Список скважин, вскрывающих объект моделирования;
- Координаты устьев скважин;
- Альтитуда скважин;
- Инклинометрия траекторий скважин
- Данные ГИС по скважинам;
- Фактическая пробуренная глубина по скважинам;
- Данные по испытанию скважин, акты опробования;
- Анализ пробуренных скважин с отбором керна. Результаты анализов керна с описанием привязки к данным ГИС;
- Оцифрованные сейсмические данные (структурные поверхности по кровле стратиграфических горизонтов, карты параметров, поверхности контактов, разломы, структурные карты по кровле целевых горизонтов с разломами)

#### **2.1.1 Детальная корреляция скважин**

Входной информацией для проведения детальной корреляции разрезов скважин являлись следующие данные:

- Интерпретированные кривые ГИС
- Таблица результатов интерпретации ГИС
- Планшеты интерпретации ГИС

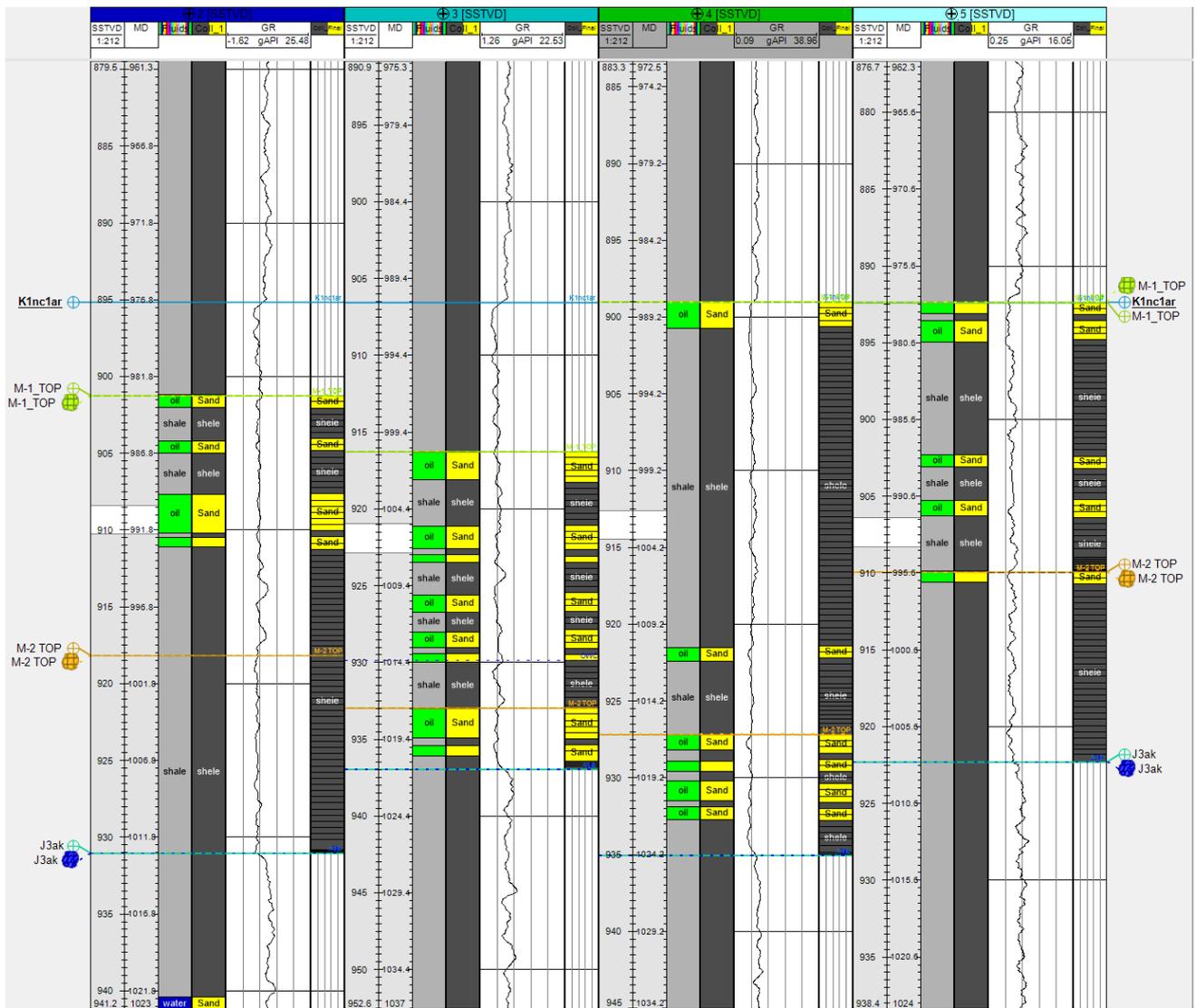


Рисунок 2.1.1 – Корреляционная схема по скважинам

## 2.1.2 Структурное моделирование

С целью корректного ремасштабирования сейсмических данных в структурном каркасе, основой для него являлись структурные поверхности по сейсмическим данным. После ремасштабирования сейсмических данных на ячейки грида поверхности были посажены на отбивки по скважинам с помощью алгоритма Well Adjustment.

- Структурное моделирование имеет три входных источника:
- Стратиграфические разбивки (маркеры) по кровлям и подошвам пластов в скважинах;
- Сейсмическая поверхность по кровле горизонта;
- Разломы по результатам сейсмической интерпретации сейсмических данных.

Структурное моделирование выполнялось на основании детальной корреляции продуктивного горизонта. Для построения структурных поверхностей использовался алгоритм конвергентной интерполяции, использовались данные стратиграфических разбивок. В качестве тренда для кровли продуктивного горизонта использовались структурные карты по кровле М-І. Построенные структурные поверхности были приняты в качестве трендов для перестроения структурного каркаса. Процедуры сглаживания не проводилось, так как были получены достаточно ровные поверхности.

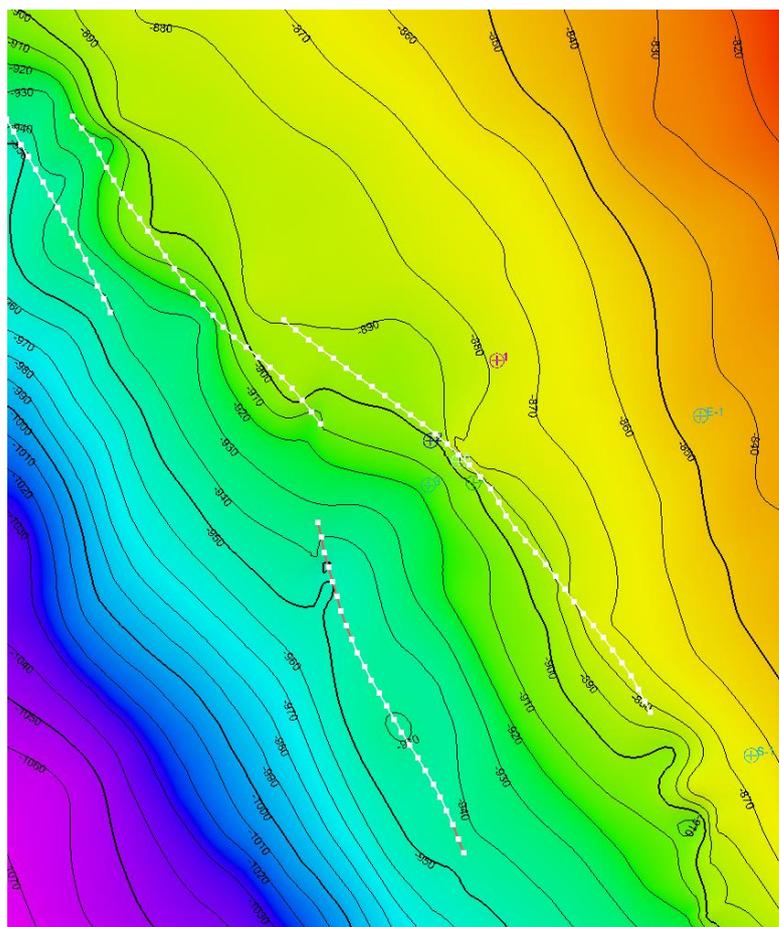


Рисунок. 2.1.2 – Структурная карта по кровле продуктивного горизонта М-0-І

Основным этапом в моделировании является построение трехмерной сетки, или 3D грида (каркас, который состоит из ячеек с набором цифровых геологических данных). Правильно построенная трёхмерная сетка – это основа построения корректной геологической модели.

Для построения структурного каркаса была создана область моделирования (граница моделирования).

Во избежание попадания нескольких траекторий скважин в одну ячейку размер сетки в плоскости был выбран 50х50 метров.

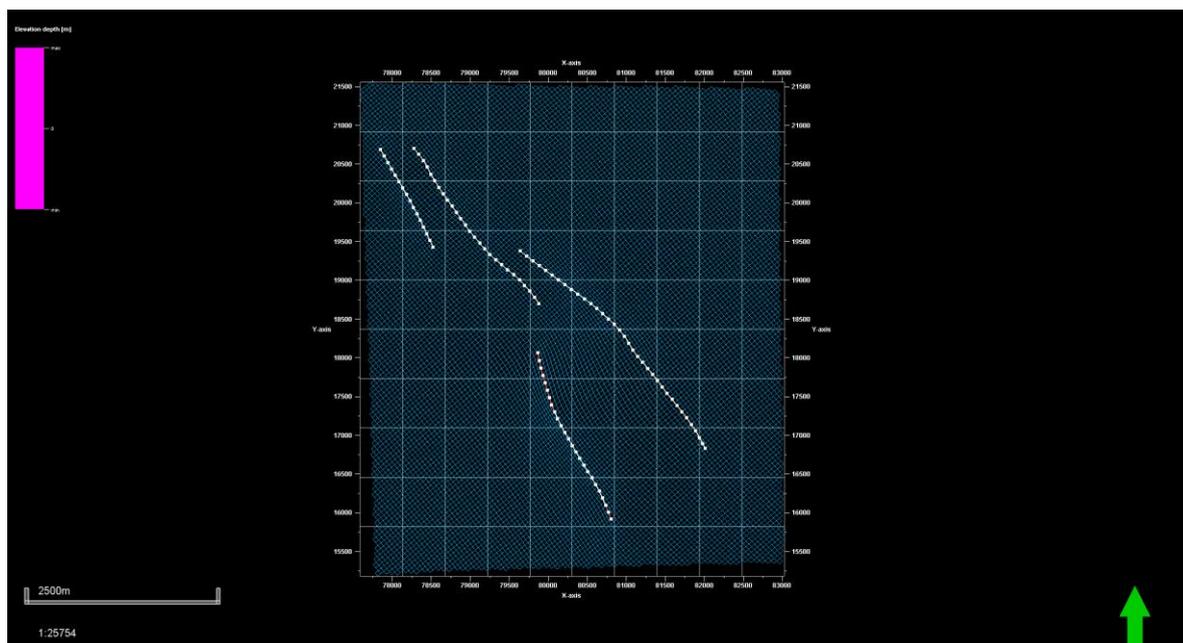


Рисунок 2.1.3 – сетка структурного каркаса

### 2.1.3 Перенос скважинных данных на геологическую сетку

В данном этапе построения трехмерной геологической модели проводились работы по переносу (осреднение, upscaling) скважинных данных на 3D ячейки, которые пересекли траектории скважин. Ячейки геологической сетки, вскрытые траекториями скважин, определялись в автоматическом режиме на основании данных о траекториях скважин и геометрии трехмерных сеток. Для дальнейшего описания кубов были перенесены на ячейки каротажные кривые литологии, открытой пористости.

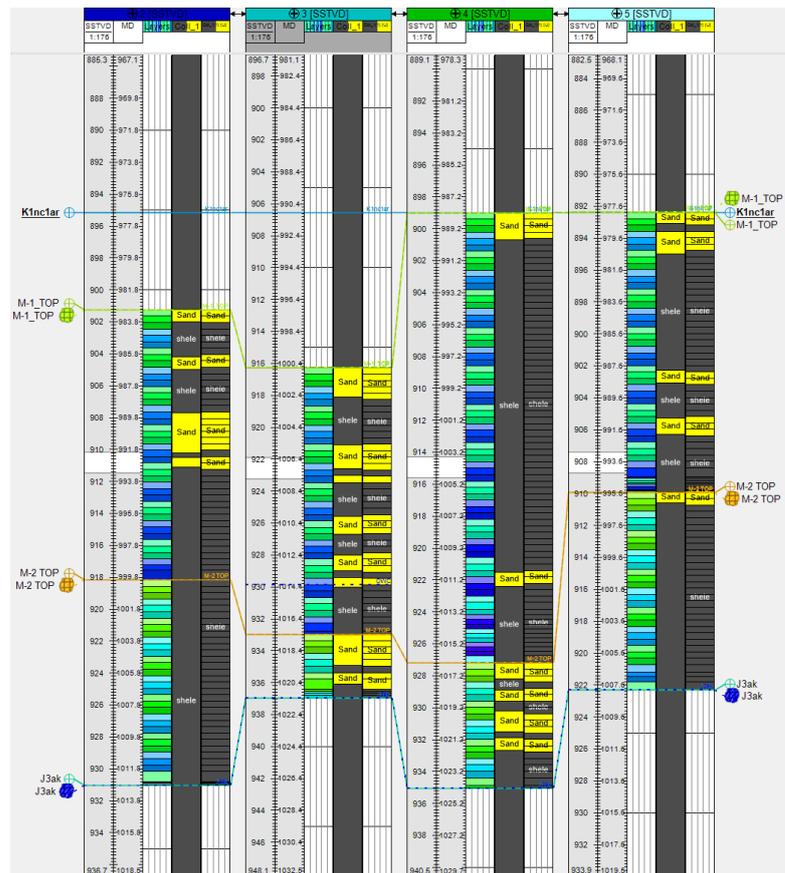


Рисунок 2.1.4 – Upscaling коллектора

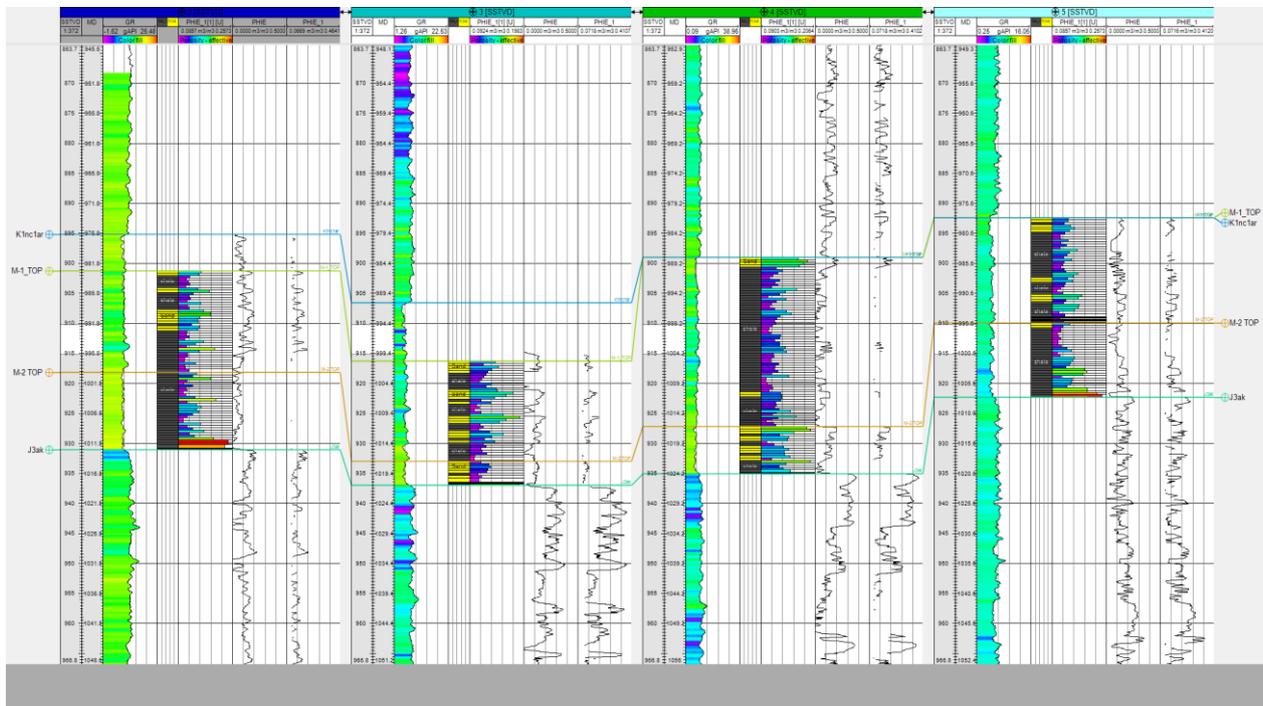


Рисунок 2.1.5 - Upscaling пористости

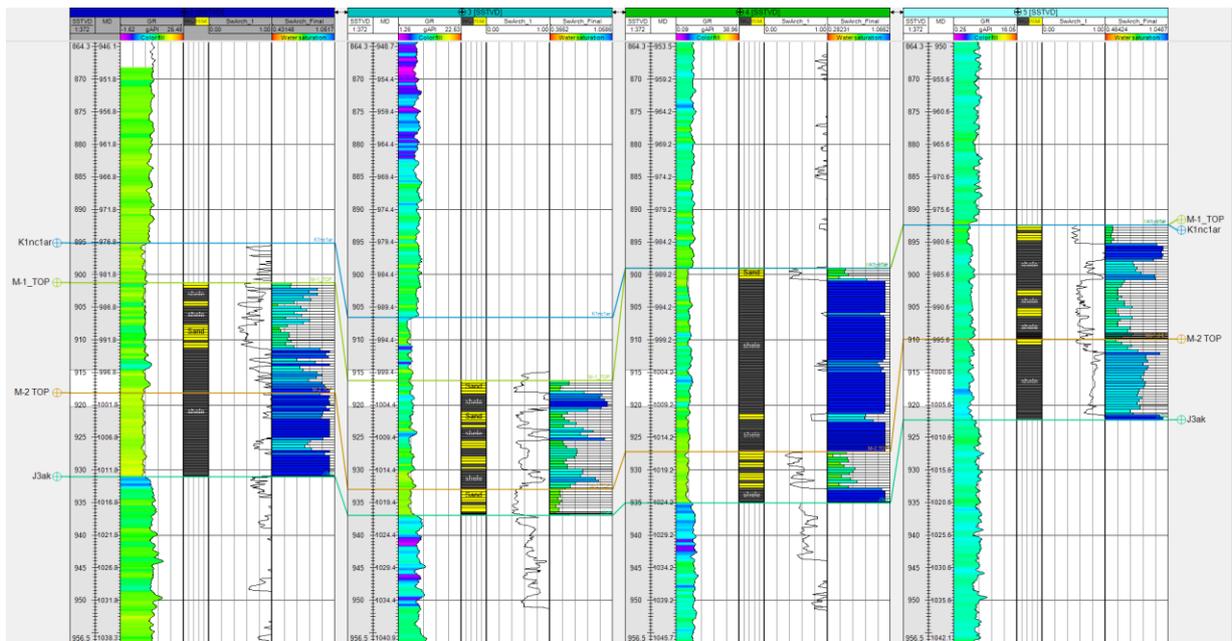


Рисунок 2.1.6 - Upscaling насыщения

### 2.1.4. Литологическое и петрофизическое моделирование

Data Analysis обычно должен выполняться отдельно по каждой фации и каждой зоне, чтобы не смешивать статистику. Поэтому пользователь должен сначала определить свойство и зону, которые он будет анализировать. При анализе дискретных свойств вы имеете возможность сделать привязку к существующей дискретной 3D модели.

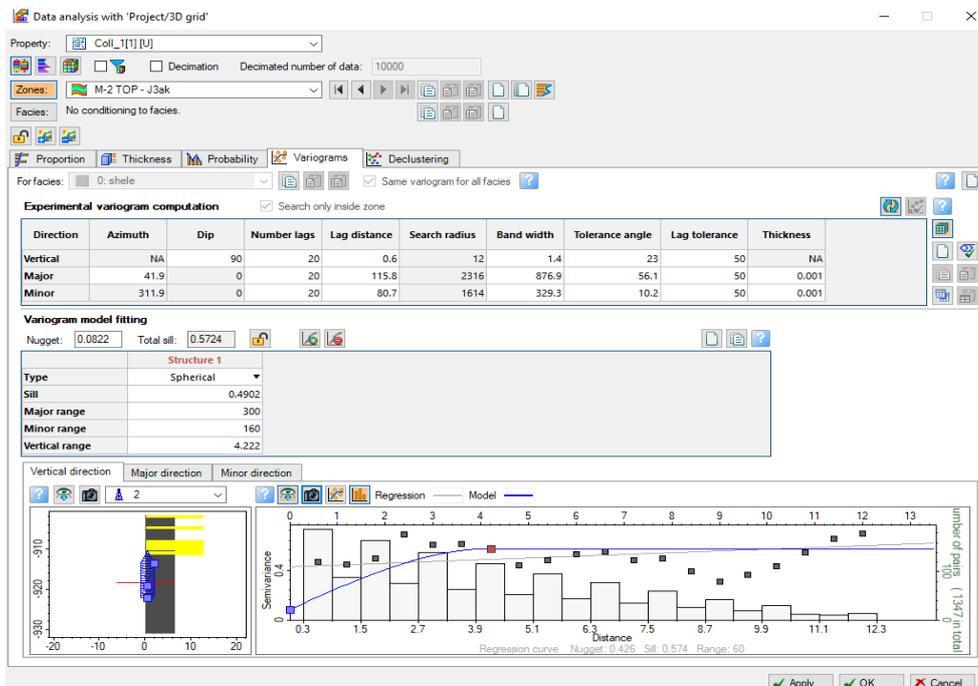


Рисунок 2.1.7 – Variограма Coll

Куб литологии является основным кубом в трехмерной геологической модели, т. к. именно его значениями определяется наличие или отсутствие коллектора в трехмерном пространстве. Параметры в каждой ячейке куба являются дискретными и имеют значение, соответствующее коду коллектора (1), либо неколлектора (0). По моделируемому горизонту куб литологии строился по результатам обработки данных ГИС, определяющий параметр литологии, выделенного в разрезе. Для распределения значения непрерывного куба литологии в межскважинном пространстве (от скважины к скважине) использовался имеющийся в программе «PETREL» стохастический подход «Sequential Indicator Simulation».

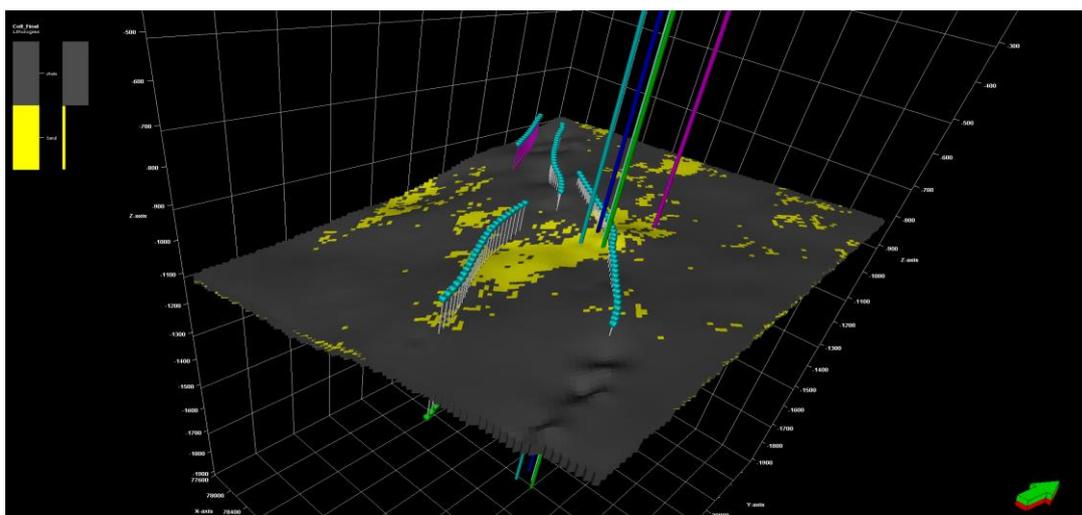


Рисунок 2.1.8 – Трехмерное распределение литологии М-1  
(желтый – песчаник, серый – глина)

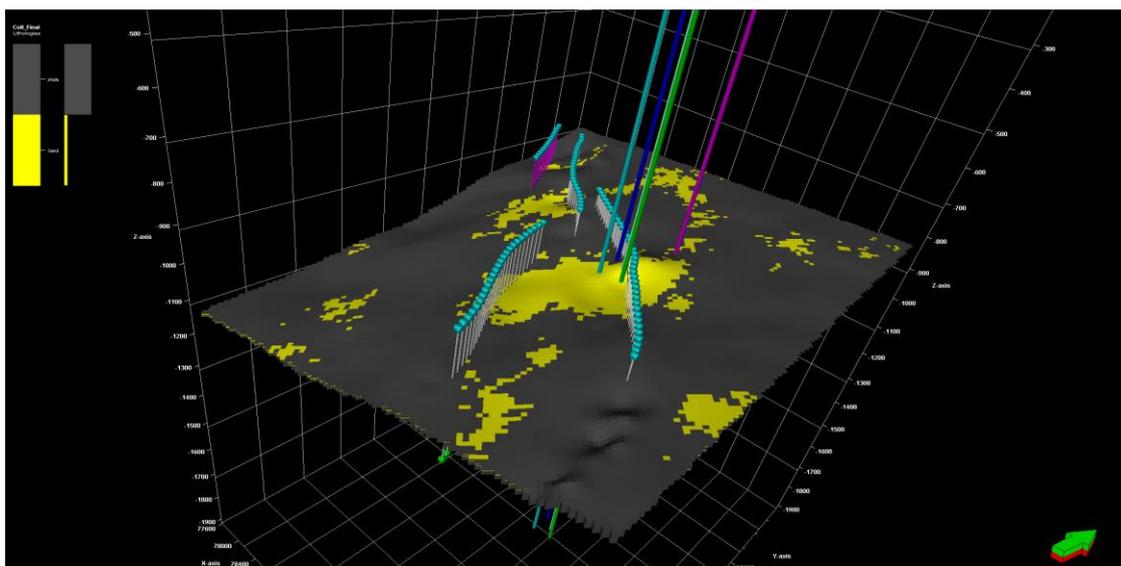


Рисунок 2.1.9 – Трехмерное распределение литологии М-2  
(желтый – песчаник, серый – глина)

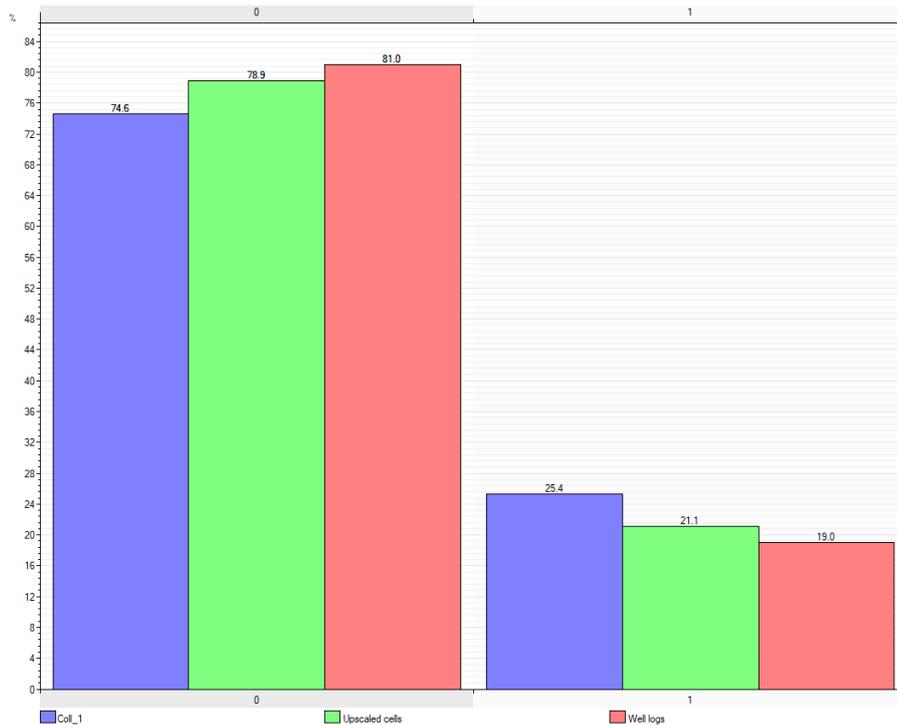


Рисунок 2.1.10– Гистограмма распределения литологии

Для расчета объема пористости использовался метод интерполяции коэффициента пористости, который был определен на основе обработки геофизической информации (ГИС) в проницаемых прослоях. Расположение этих прослоев в пространстве определялось с помощью куба фации. В фации глины пористость считалась равной нулю, в то время как в песчанике использовался метод «SGS» для определения распространения от граничного значения и выше. (Рисунок 2.1.12)

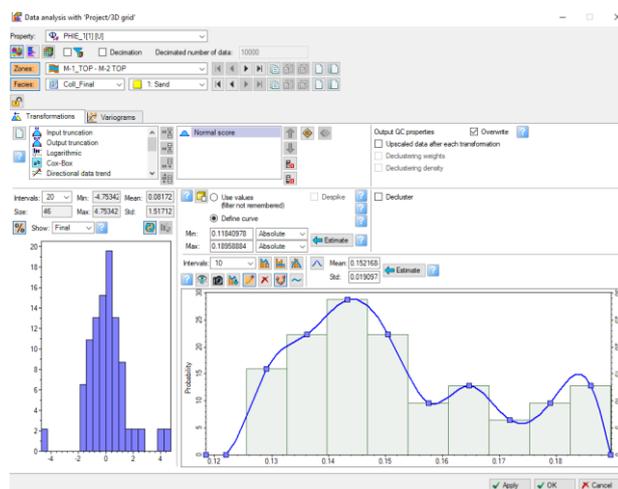


Рисунок 2.1.11 – Variograma Poro

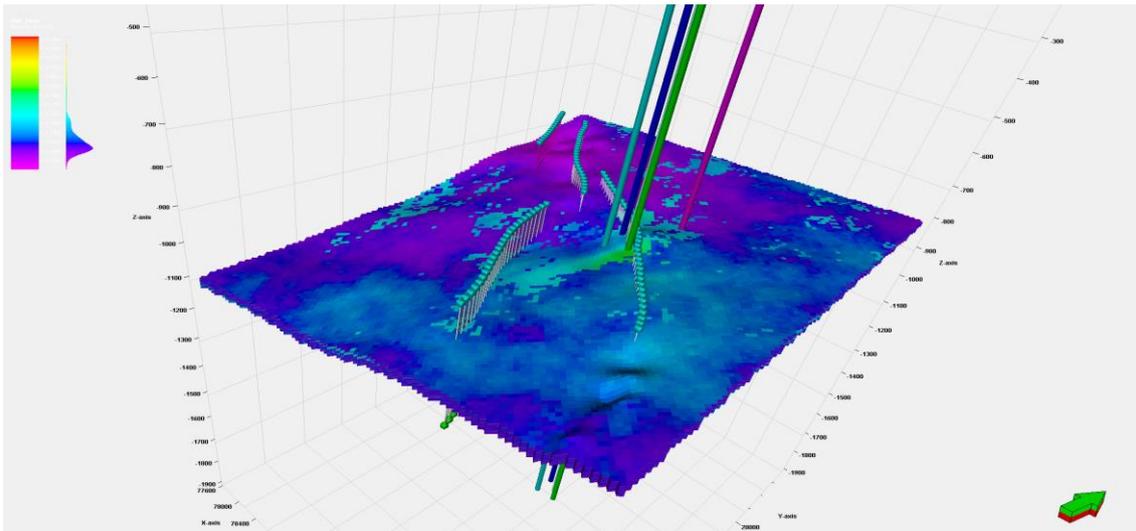


Рисунок 2.1.12 – Трехмерное распределение пористости PORO M-1

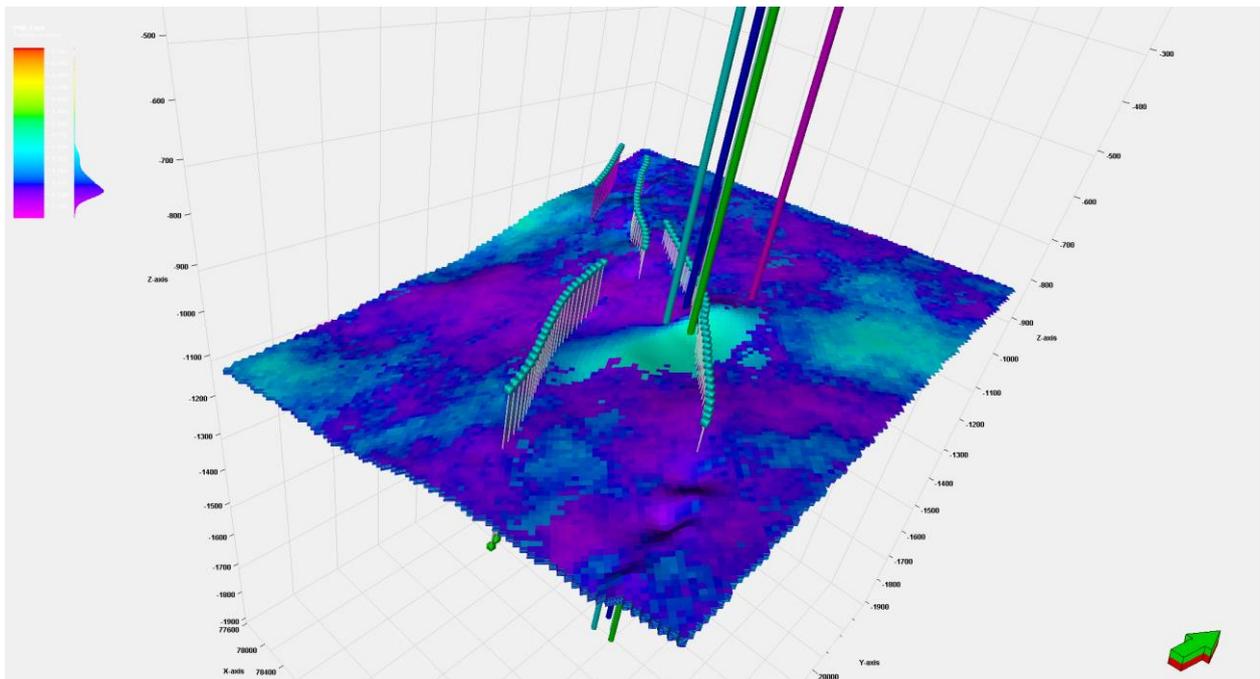


Рисунок 2.1.13 – Трехмерное распределение пористости PORO M-2

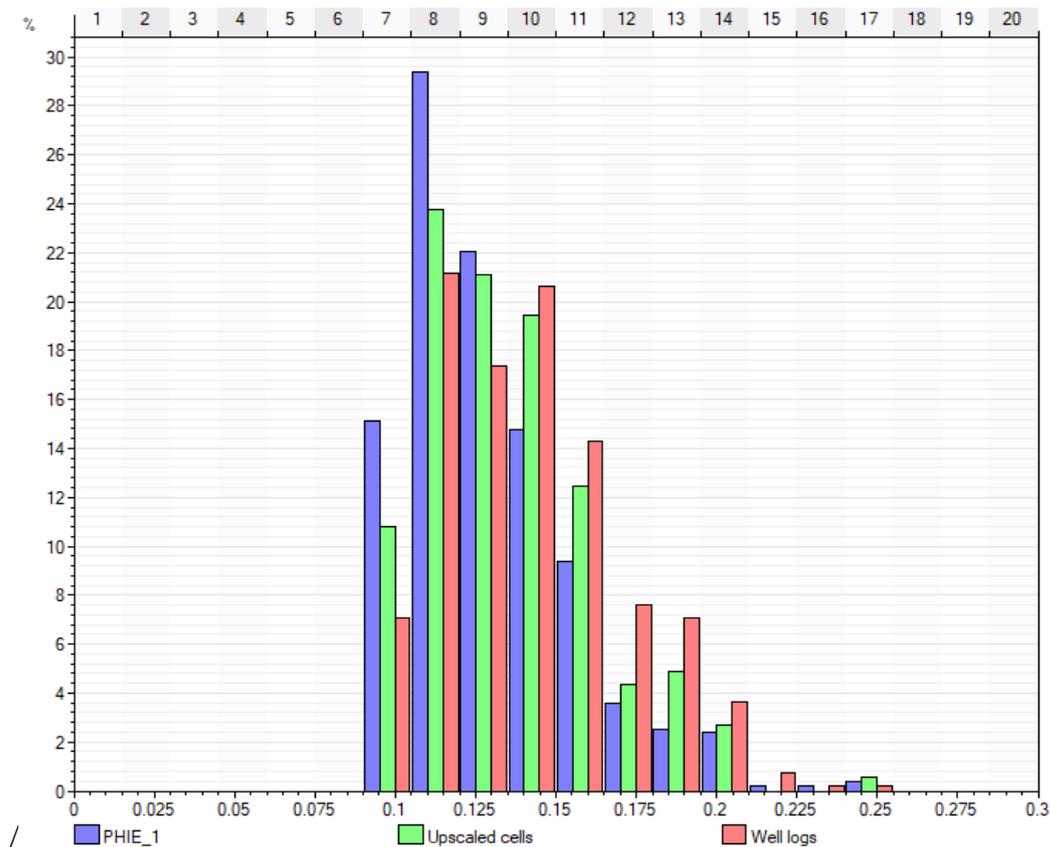


Рисунок 2.1.14 – Гистограмма распределения пористости PORO

На рисунках 2.1.10 представлены гистограммы сравнения распределения фаций и пористости с результатами обработки ГИС по моделируемым пачкам. Как видно, после перемасштабирования из кривой результатов обработки ГИС и распределения в модели усредненные значения фаций и пористости в процентном соотношении имеют хорошую сходимость.

### 2.1.5. Построение куба воданасыщенности

Куб начальной воданасыщенности рассчитывался путем интерполяции коэффициента воданасыщенности, определенного по результатам обработки ГИС в скважинах, в пределах проницаемых прослоев, расположение которых в пространстве определялся кубом фации. В фации глины приравнивались к нулевому значению, а в песчанике распространение проводилось методом «SGS».

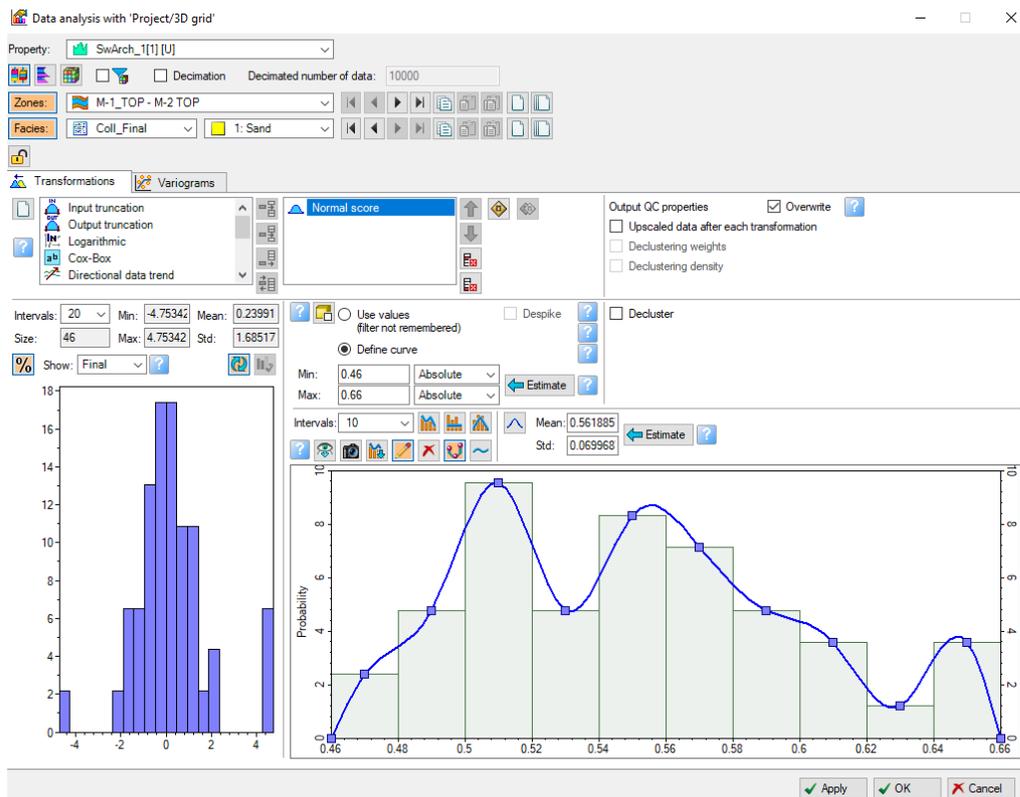


Рисунок 2.1.15 – Вариограмма Sw

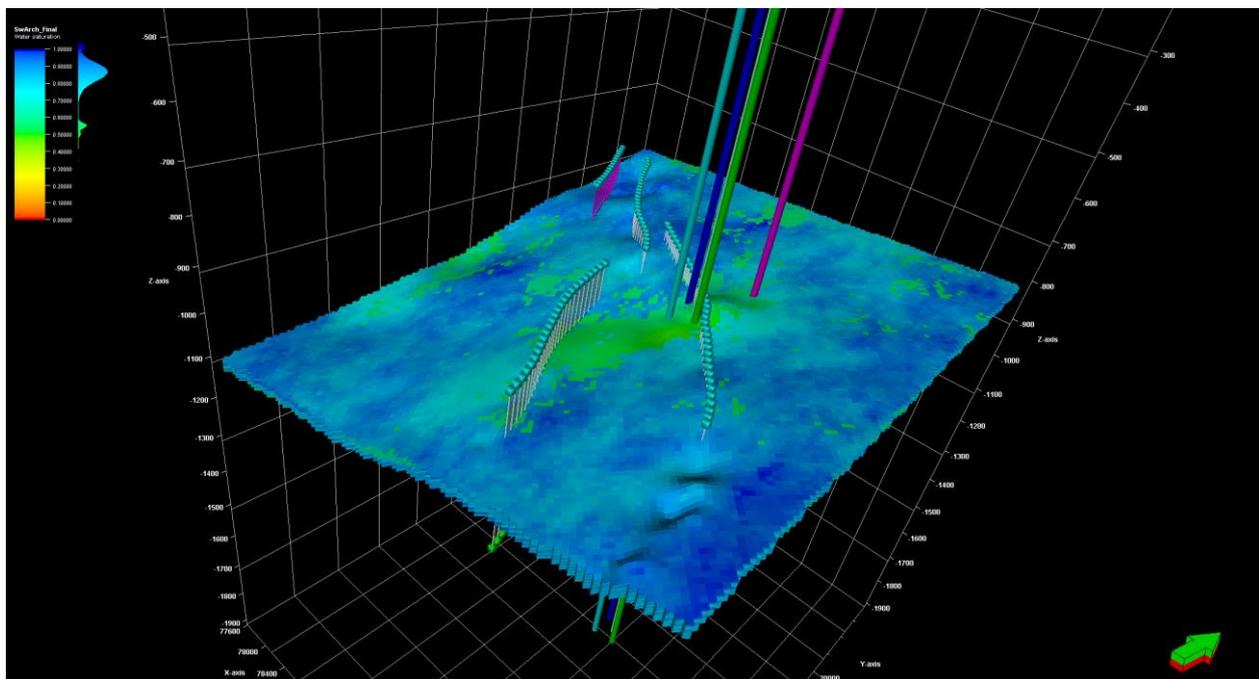


Рисунок 2.1.16 – Трехмерное распределение воданасыщенности SwArch М-1

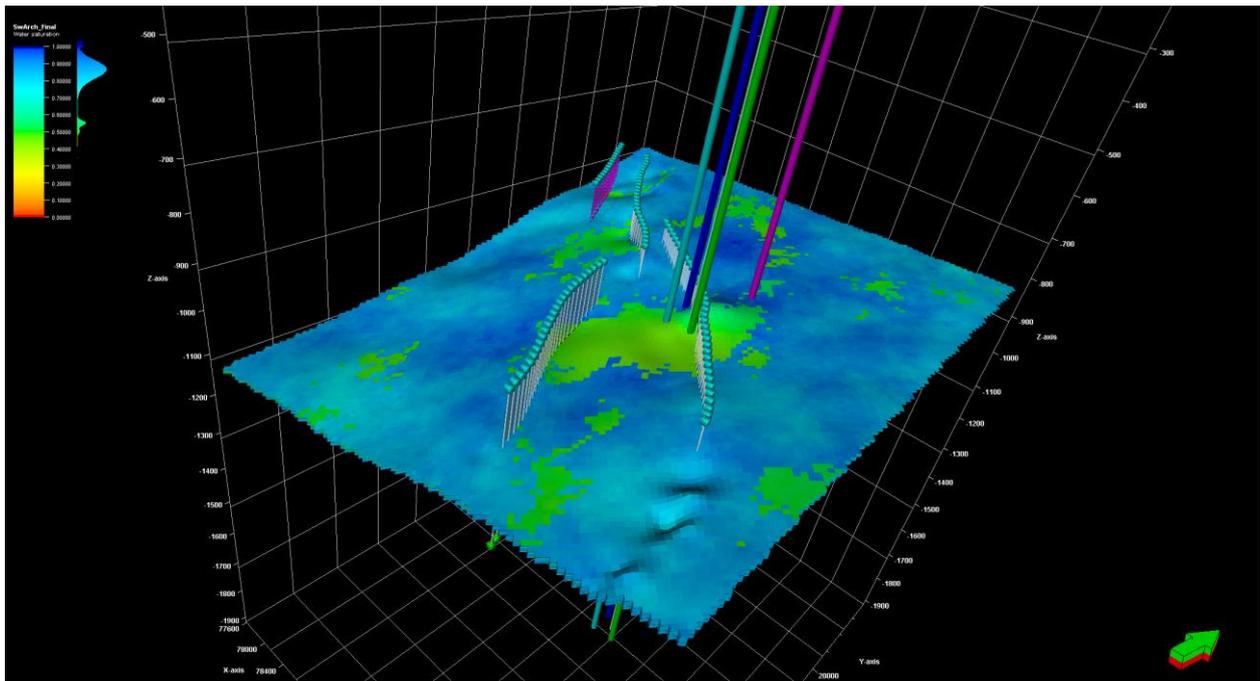


Рисунок 2.1.17 – Трехмерное распределение воданасыщенности SwArch M-1

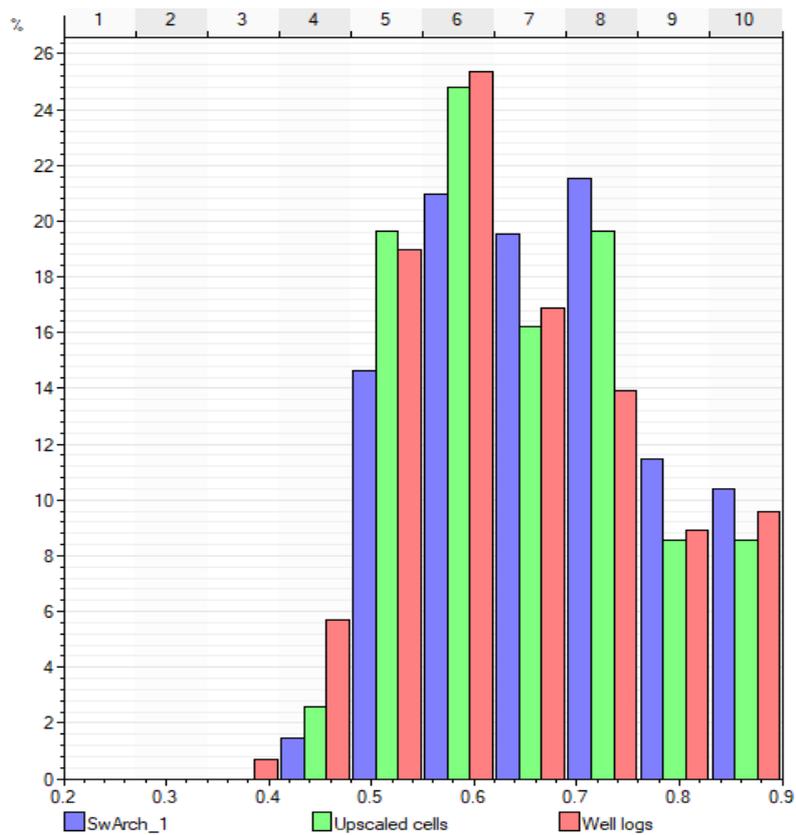


Рисунок 2.1.18 - Гистограмма распределения воданасыщенности SwArch

## 2.1.6 Обоснование ВНК

Отметки водонефтяных контактов (УВНК) по продуктивным горизонтам приняты по результатам данных комплекса ГИС и опробования. При наличии в коллекторе водонефтяного раздела, в подавляющем большинстве случаев он достаточно уверенно отбивается по снижению сопротивления на диаграммах сопротивления и уменьшением на кривой насыщенности ниже граничного значения.

Таблица 2.1.1 – Обоснование положений УВНК и ВНК

Скважина	Подшва нефти (газа) до отметки, м		Представленные контакты, в м
	по ГИС	по опробованию	
	УВНК		
1	2	3	4
<b>М-0-1</b>			
3	-929.86		-929.86
<b>М-0-2</b>			
3	-938.95		-938.95

## 2.2 Оценка запасов

Конечной целью геологического моделирования является подсчет запасов углеводородов. В ячейках геологической модели, расположенных выше водонефтяного контакта, рассчитываются значения объема углеводородов. Далее производится пересчет в поверхностные условия, и вычисляются запасы по нефти.

Для определения запасов углеводородов использовался объемный метод на основе построенной цифровой геологической модели. Этот метод заключается в оценке объемов по каждой ячейке модели и их последующем суммировании по определенным параметрам. Сначала рассчитывается геометрический объем каждой ячейки. Внутри трехмерной геологической модели каждая ячейка имеет определенные значения песчаности, нефтенасыщенности и пористости. Умножая геометрический объем ячейки на значение песчаности, мы получаем эффективный объем ячейки. Затем, умножая эффективный объем ячейки на значение пористости, получаем эффективный поровый объем ячейки. Далее, умножая эффективный поровый объем ячейки на значение нефтенасыщенности, мы получаем объем нефти в пластовых условиях для данной ячейки. Путем суммирования таких объемов для всех ячеек определяются общие запасы нефти в пластовых условиях. Для перевода объема запасов нефти в массовые запасы нефти в поверхностных условиях результат делился на объемный коэффициент и плотность нефти.

Площадь нефтеносности рассчитывалась как проекция нефтеносных ячеек на горизонтальную плоскость.

### 2.2.1 Методика подсчета запасов нефти и растворенного газа в нефти

Подсчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивным горизонтам производился объемным методом по формуле:

$$V_n = F \times h \times m \times \beta_n \times \gamma_n \times \Theta, \quad (1)$$

где:

$V$  – геологические запасы нефти, тыс.т;

$F$  – площадь нефтеносности, тыс.м<sup>2</sup>.

$h$  – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м.

$m$  – средневзвешенный коэффициент пористости, доли ед;

$\beta_n$  – средневзвешенный коэффициент нефтенасыщенности, доли ед;

$\gamma_n$  – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м<sup>3</sup>;

$\Theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях.

Извлекаемые запасы нефти определялись по формуле:

$$V_{\text{низв}} = V_n \times \eta \quad (2)$$

где:  $\eta$  – коэффициент извлечения нефти, доли ед;

### 2.2.2 Площадь нефтеносности

Площадь продуктивности залежи контролируется внешним контуром нефтеносности и границами зон литологического замещения. Площади нефтеносности определяются отдельно для нефтяной и водонефтяной зон. Для получения площади нефтеносности залежи и зон различного характера насыщения необходимо определить площадь полигона внешнего контура, площадь полигона внутреннего контура и площади полигонов зон отсутствия коллектора. Для получения площади продуктивности водонефтяной зоны залежи необходимо из площади, определенной по внешнему контуру, вычесть площади полигонов зон отсутствия коллектора и площадь полигона внутреннего контура. Площадь нефтеносности в нефтяной зоне определяется по внутреннему контуру нефтеносности без площадей полигонов зон отсутствия коллектора.

### 2.2.3 Эффективные нефтенасыщенные объемы

В процессе 3Д моделирования расчет объемов по подсчетному объекту проводился следующим образом:

- Общий объем пород рассчитан, исходя из структурных построений с учетом принятых флюидных контактов.

- Эффективный объем рассчитан путем суммирования произведения объема каждой ячейки на значение песчаности NTG.

- Порový объем рассчитан путем суммирования произведения эффективного объема каждой ячейки на значение пористости.
- Нефтенасыщенный объем рассчитан путем суммирования произведения порового объема каждой ячейки на значение нефтенасыщенности.
- Средневзвешенные эффективные нефтенасыщенные толщины подсчетного объекта (элементов подсчета) определялись, как частное от деления эффективного объема на соответствующую площадь.

## **2.2.4 Коэффициенты открытой пористости и нефтегазонасыщенности**

### ***Коэффициент пористости***

В настоящей работе емкостные свойства поровых коллекторов определялись двумя методами: по данным ГИС и по геологической модели 3Д.

По данным промысловой геофизики коэффициент открытой пористости рассчитывался как среднее значение по скважинам, расположенным в пределах залежи.

Определения пористости по ГИС в пробуренных скважинах дают осредненное значение по скважинным данным.

Значение коэффициента пористости по зонам различного характера насыщения по залежам приведены в таблице 2.2.1.

### ***Коэффициент нефтегазонасыщенности***

Определение начальной нефтенасыщенности проводилось по данным промыслово-геофизических исследований скважин и по результатам трехмерного моделирования.

В геологической модели 3Д, нефтенасыщенность рассчитывалась стохастическим методом.

По результатам трехмерного моделирования средневзвешенная нефтенасыщенность по объекту подсчета определяется путем деления нефтенасыщенного объема на поровый объем.

Для подсчета запасов была принята величина нефтенасыщенности, определенная по результатам трехмерного моделирования, принимая во внимание, полученное средневзвешенное значение по объему залежи, элементу подсчета. Расчетная нефтенасыщенность, полученная в модели 3Д характеризует изменение данного параметра по залежи по мере удаления от флюидного контакта.

Определения нефтенасыщенности по ГИС в пробуренных скважинах дают осредненное значение по скважинным данным.

Значение коэффициента нефтенасыщенности по зонам различного характера насыщения по залежам приведены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Средневзвешенные величины пористости и нефтегазонасыщенности

Горизонт	Залежь	Нефть	
		Кп	Кн
М-0-1	2, 3, 4, 5	0,16	0,49
М-0-2	2, 3, 4, 5	0,14	0,52

### 2.2.5 Плотность нефти, пересчетный коэффициент

Значения плотности нефти в поверхностных условиях для продуктивных горизонтов были определены по поверхностным пробам, отобранных в скважинах.

Пересчетный коэффициент и газосодержание для продуктивных горизонтов были приняты по результатам анализа глубинных проб.

В таблице 2.2.2 принятые значения плотности нефти, пересчетного коэффициента и газосодержания.

Таблица 2.2.2 – Подсчетные параметры нефти

Продуктивный горизонт	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	Пересчетный коэффициент	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т
М-0-1	0,837	0,947	2,1
М-0-2	0,855	0,980	1,73

### 2.2.6 Подсчёт запасов нефти

Таблица 2.2.3 - Подсчет запасов нефти

Залежь район скважины	Площадь продуктивности, тыс. м <sup>2</sup>	Средневзвешенная эффективная толщина, м	Объем продуктивных пород, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициенты, доли ед.				Геологические запасы нефти, тыс.т.
				Открытой пористости, доли ед.	Нефте-насыщенности, доли ед.	Пересчетный	Плотность нефти, г/м <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Горизонт М-1</b>								
2, 3, 4, 5	609.02	4,1	2497.4	0,16	0,49	0,947	0,837	155,198

Горизонт М-II								
2, 3, 4, 5	375.7	4.57	1717.02	0,14	0,52	0,980	0,855	104,737
<b>Всего по месторождению, в том числе:</b>								<b>259,935</b>

## **2.3 Определение оптимальных точек бурения на основе полученных результатов**

### **2.3.1 Принципы отбора перспективных зон**

В верхней части структуры находится мощные нефтяные пласты. Основные признаки при выборе перспективных районов.

- Гипсометрически хорошая часть структуры
- Соседние скважины имеют более высокую продуктивность
- Относительно большая мощность нефтяного пласта, хорошие фильтрационно-емкостные свойства

В результате комплексной оценки блока разломов скважина R1 была выбрана как перспективный участок. Рекомендуются пробурить оценочные скважины в данном регионе.

Соседние скважины 3 и 4 имеют более высокую продуктивность

### **2.3.2 Перспективность**

На основе комплексного исследования геологического строения залежи, а также анализа продуктивности соседних эксплуатационных скважин можно отметить хорошо развиты коллекторы, продуктивность добывающих скважин больше, чем в серверном части. В районе скважины 3 имеется определенная перспектива для разработки.

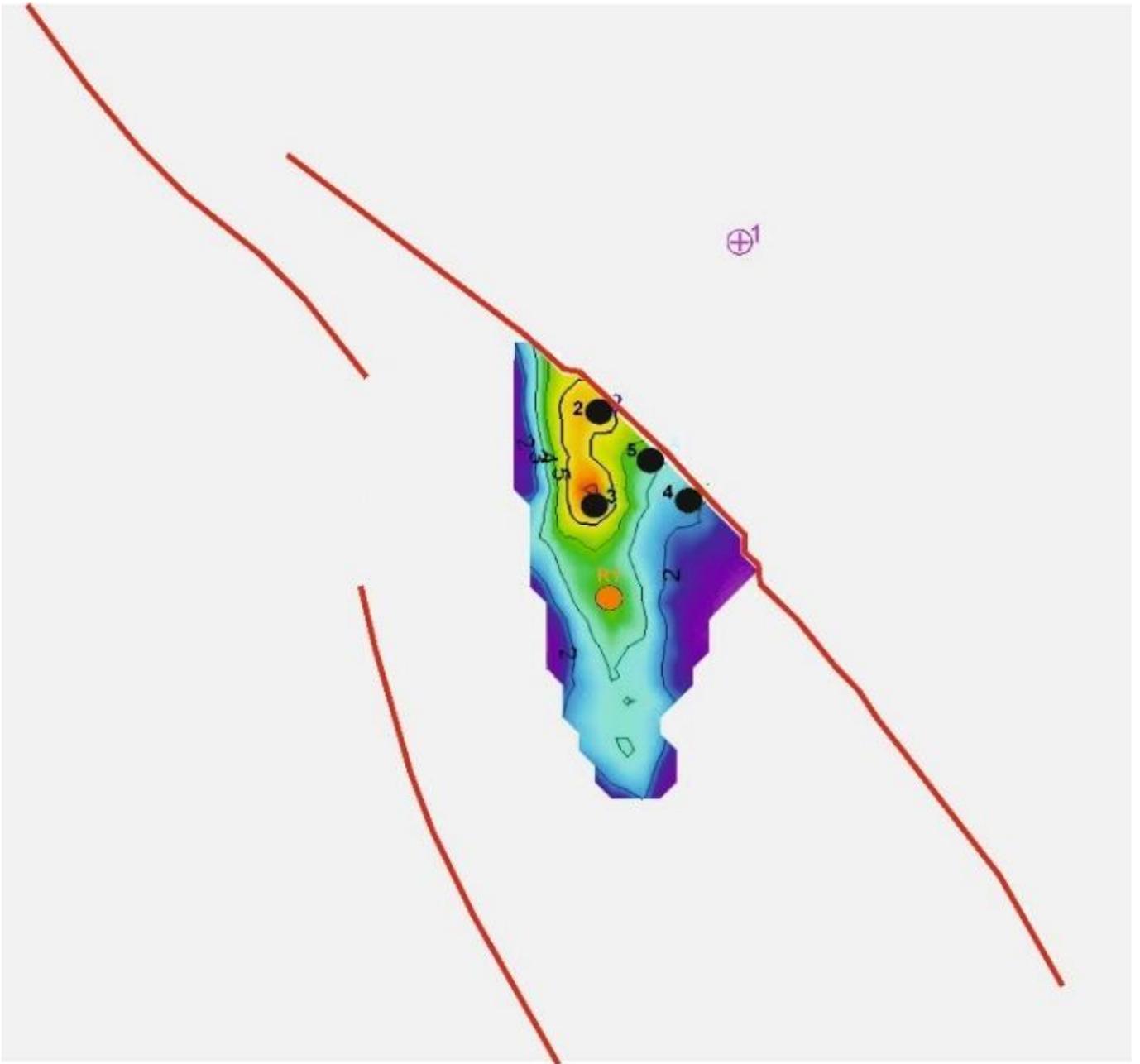


Рисунок 2.3.1 - Карта нефтенасыщенных толщин по горизонту М-1

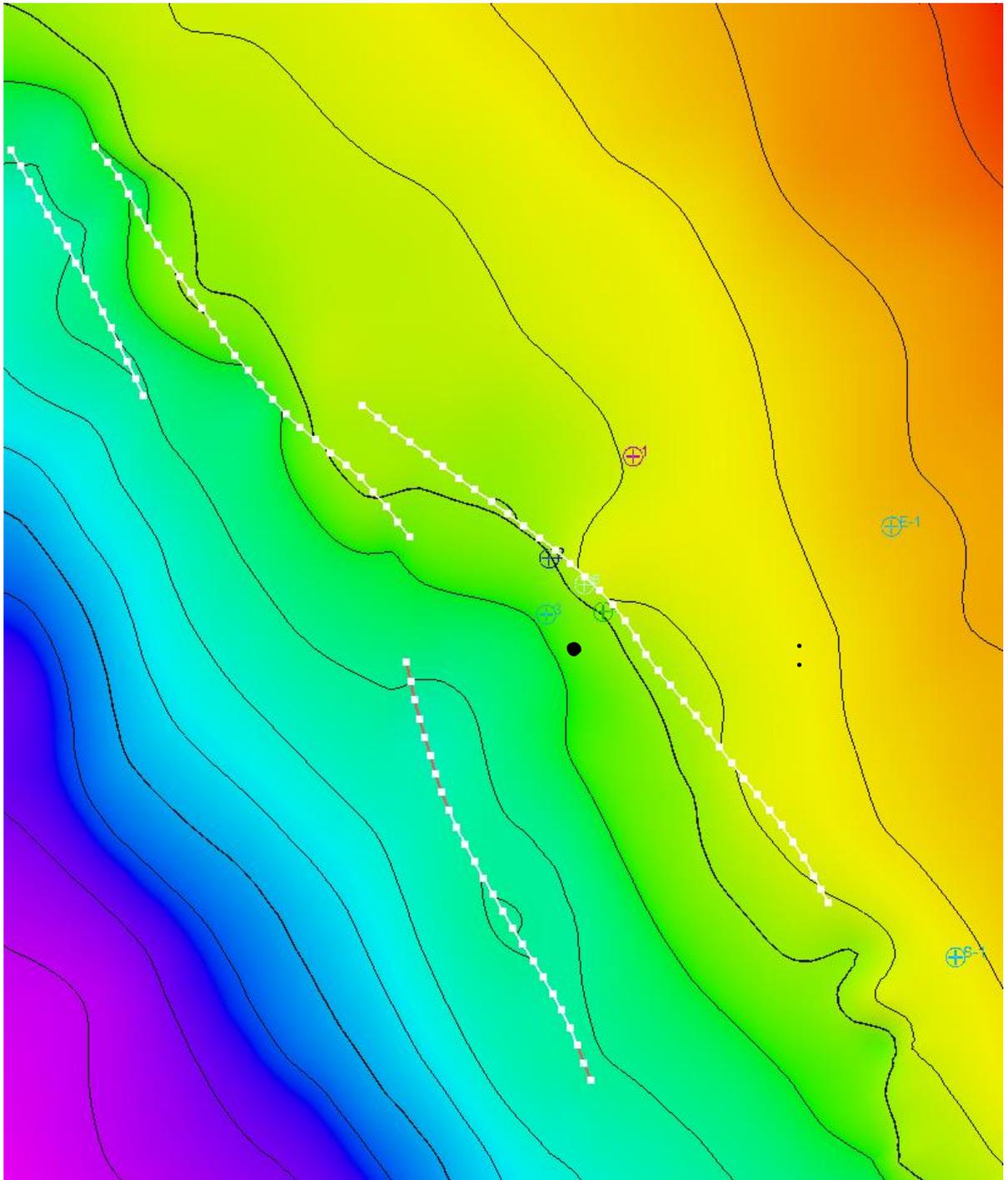


Рисунок 2.3.2 - Структурная карта по горизонту М-1

### **3 Экономическая часть**

#### **3.1 Оценка экономической эффективности**

Оценка экономической эффективности, специальный анализ керна и гидродинамическое исследование пласта являются важными компонентами процесса изучения и разработки месторождений нефти и газа. Давайте рассмотрим каждый из этих аспектов подробнее.

Оценка экономической эффективности:

Оценка экономической эффективности месторождения является основой для принятия решений о его разработке. Она включает в себя анализ различных факторов, таких как объемы запасов, стоимость добычи, цены на нефть или газ, налоговые ставки, инфраструктуру, операционные расходы и др. Оценка экономической эффективности позволяет определить прибыльность проекта и его возвратность инвестиций. В рамках этого процесса проводятся финансовые моделирования, включающие расчет показателей NPV (чистая приведенная стоимость), IRR (внутренняя норма доходности), DCF (дисконтированный денежный поток) и других показателей, которые позволяют оценить целесообразность инвестирования в разработку месторождения

Специальный анализ керна (кern-анализ) проводится на образцах горных пород (керне), извлеченных из скважин. Этот анализ предоставляет информацию о физических и петрофизических свойствах пластовых пород. С помощью специального анализа керна можно определить такие параметры, как проницаемость, пористость, насыщение, состав и другие характеристики пласта. Эти данные являются важными для оценки потенциала месторождения, определения оптимальных методов разработки и оценки добычных параметров.

Гидродинамическое исследование пласта:

Гидродинамическое исследование пласта (иногда называемое также испытаниями на приток или испытаниями скважин) проводится с целью оценки производительности и характеристик пласта. В ходе этого исследования в скважину вводится контролируемый.

Таблица 3.1.1 – Специальный и стандартный анализ керна

<b>Стандартный и специальный анализ керна, (Минимальная партия для исследований составляет 5 образцов керна на каждый вид анализов)</b>				
№	Описание работ	Максимальное количество	Цена за единицу, без учета НДС, тенге	Общая цена, без учета НДС, тенге
<b>Стандартный анализ керна</b>				
1	Подготовка образцов (сверление, обмывка, сушка);	5	5 500.00	27 500.00
2	Определение проницаемости по газу, мД;(вертикальная и горизонтальная)	5	10 000.00	50 000.00
3	Определение пористости (открытая, закрытая), д.ед;	5	10 000.00	50 000.00
4	Определение плотности, г/см3;	5	1 500.00	7 500.00
5	Определение гранулометрического состава, д.ед;	5	12 000.00	60 000.00
6	Рентгеноструктурный анализ (общий анализ)	5	45 000.00	225 000.00
7	Рентгеноструктурный анализ (отдельно выделенной глинистой фракции)	5	45 000.00	225 000.00
8	Составление стандартного отчета НИР по результатам исследования керна с фотографиями керна и шлифов, графиками зависимости, гистограммами	1	75 000.00	75 000.00
<b>Специальный анализ керна</b>				
9	Ртутная порометрия (получение распределения порового пространства и экспресс кривые кап. давления)	5	115 000.00	575 000.00
10	Замер удельного электрического сопротивления пород при 100% водонасыщенности, Омм;	5	85 000.00	425 000.00
11	Электрические свойства керна с получением кривых капиллярного давления и параметров а, m,n методом полупроницаемых мембран	5	225 000.00	1 125 000.00
12	ОФП в системе газ-вода	5	720 000.00	3 600 000.00
13	Вытеснение воды закачкой газа или центрифугой	5	260 000.00	1 300 000.00
14	Анализ чувствительности (к соли) – анализ изменения проницаемости по жидкости после закачки раствора в образец	5	240 000.00	1 200 000.00
15	Составление отчета НИР по результатам исследования керна с фотографиями керна и шлифов, графиками зависимости, гистограммами	1	125 000.00	125 000.00
	<b>Стоимость всех исследований</b>			<b>9 042 500.00</b>

### 3.2 Оценка ожидаемых ресурсов нефти

В связи с тем, что территория малоизучена, оценка ресурсов выполнена по методу вероятности Монте-Карло. Были рассчитаны 500 реализации, где переменными данными являлись – площадь, эффективная толщина коллектора, пористость, нефтенасыщенность. Все расчеты выполнялись в программе Excel. По результатам расчета составлено ранжирование по категориям P10, P50, P90.

На основании выполненных расчетов геологические ресурсы нефти по категории С1 меловых отложений по вероятности P50 составляют 756 144,65 тыс. т., извлекаемые ресурсы нефти составляют 226 843,40 тыс. т.

Оценка ресурсов нефти произведена в трех категориях P10, P50 и P90.

В связи с тем, что данный участок является малоизученным и имеющиеся материалы имеют низкое качество.

Геологические риски любых разведочных проектов всегда основывается на следующих параметрах:

- Вероятность наличие коллектора;
- Вероятность наличия ловушки;
- Вероятность наличия покрышки;
- Вероятность наличия нефтематеринской породы;
- Вероятность миграции УВ.

Учитывая вышеописанные параметры, была составлена таблица геологических рисков, где была учтена геолого-геофизические материалы на участке исследования и результаты бурения в соседних месторождениях.

Таблица 3.2.1 - Геологические риски объектов

Наименование	Риски
Вероятность наличия коллектора	0,80
Вероятность эффективности коллектора	0,70
<b>Вероятность наличия эффективного коллектора</b>	<b>0,56</b>
Вероятность наличия ловушки	0,80
Вероятность наличия покрышки	0,60
<b>Вероятность наличия эффективной ловушки</b>	<b>0,48</b>
Вероятность наличия зрелой нефтематеринской породы	0,80
Вероятность миграции УВ	0,60
<b>Вероятность наличия эффективной нефтематеринской породы</b>	<b>0,48</b>
<b>Вероятность сохранности залежи</b>	<b>0,80</b>
<b>Итоговый геологический успех</b>	<b>0,60</b>

Таблица 3.2.3 - Оценка ожидаемых ресурсов нефти

№	Горизонт	Категория	Площадь, тыс. м <sup>2</sup>	Н эфф. средняя, м	Эфф. объем, тыс. м <sup>3</sup>	Пористость, д.е.,	Нефтенасыщенность, д.е.	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Пересчетный коэффициент, д.е.	Геологические ресурсы нефти, тыс.т	КИН, д.е.	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс.т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	М-1	P10	564,34	4,9	2765.3	0.16	0.51	0.837	0.947	178.27	0.3	53.481
		<b>P50</b>	562,77	4,5	2532.5	0.13	0.55	0.837	0.947	143.5	0.3	43.05
		P90	591,08	4,1	2423.44	0.11	0.49	0.837	0.947	103.53	0.3	31.059
2	М-2	P10	499,52	4,6	2297.83	0.14	0.60	0.855	0.980	161.73	0.3	48.519
		<b>P50</b>	<b>365,88</b>	5,2	1902.6	0.12	0.74	0.855	0.980	141.56	0.3	42.468
		P90	319,32	5,5	1756.3	0.13	0.52	0.855	0.980	99.48	0.3	29.844
<b>Итого</b>		P10								<b>340.1</b>		<b>102</b>
		<b>P50</b>								<b>285.06</b>		<b>85.5</b>
		P90								<b>203.01</b>		<b>60.9</b>

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках работ предоставлены результаты расчетов геологической модели по месторождению. На основе полученных данных была построена детальная цифровая геологическая модель в программном комплексе Petrel. В процессе построения геологической модели были использованы новейшие алгоритмы для создания анизотропной модели с учетом всех неопределенностей месторождения. На основе трехмерной модели рассчитаны геологические запасы, которые составили 259,935 тыс. тонн нефти. Полученная геологическая модель стала основой для построения гидродинамической модели. В рамках данной дипломной работы были выполнены следующие работы:

- Детальная корреляция скважин
- Оцифрования структурных карт отражающих горизонтов
- Электрофациальный анализ
- Построение анизотропной литологической модели
- Построение анизотропной петрофизической модели
- Оценка запасов
- Анализ неопределённости
- Определение оптимальной точки бурения
- Экономическая целесообразность

Вышеперечисленный объем выполненных работ и полученные результаты свидетельствует о том, что цель и задачи, поставленные в работе, достигнуты и полностью решены в ходе исследования.

Оценка ресурсов выполнена по методу вероятности Монте-Карло в связи с мало изученностью территории. Были рассчитаны 500 реализаций, где переменными данными являются: площадь, эффективная толщина коллектора, пористость и нефтенасыщенность. По результатам метода Монте-Карло была определена вероятность наличия нефти в малом количестве, что приводит к значимым геологическим рискам.

Благодаря поисково-разведывательным работам можно получить необходимые данные о геологическом строении изучаемых пластов. Поисково-оценочные скважины изучают площади нефтяных залежей и находят нефтенасыщенные толщины по изучаемым залежам. Для снижения геологической неопределенности рекомендуется пробурить поисково-оценочную скважину по указанному точку бурения чтобы обнаружить нефтенасыщенные толщины для дальнейшей разработки.

А также рекомендуется сделать специальный анализ керна, который предоставляет информацию о физических и петрофизических свойствах пластовых пород. С помощью специального анализа керна можно определить такие параметры, как проницаемость, пористость, насыщение, состав и другие характеристики пласта. Эти данные являются важными для оценки потенциала месторождения, определения оптимальных методов разработки и оценки

добываемых параметров. Расходы для выполнения специального анализа керна соответствуют к 9 042 500 тг.

В связи с недостаточностью сейсмических данных, результаты проведенных работ желает дальнейшей доработки и рекомендуется провести следующие исследования:

- Провести сейсмический атрибутивный анализ
- Провести детальную привязку сейсмических данных к скважинам

С учетом вышеперечисленных рекомендации, требуется построить новую геологическую модель для дальнейшей разработки месторождения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдулин А. А., Цирельсон Б.С., Быкадоров В. А. и др. Тектоника области сочленения структур Урала, Тянь-Шаня и Центрального Казахстана. Алма-Ата, 1978г.
2. Абдулин А. А., Нурлыбаев А.Н., Кунаев Д.С. и др. Геология и полезные ископаемые юго-востока Тургайского прогиба и Северного Улытау. Т.1. Геологическое строение, Алма-Ата, Наука, 1984
3. Бакиров А. А. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции. Москва, Недра, 1982
4. Боголепов К.В. Мезозойская тектоника Сибири. Москва. Наука, 1967, 328
5. Булекбаев З.Е., Воцалевский Э.С., Шахабаев Р.С. Месторождения нефти и газа Казахстана. Издательство института минерального сырья, Алматы, 1996
6. Вассоевич Н.Б. Образование углеводородных газов в процессе литогенеза. В кн. Генезис углеводородных газов и формирование месторождений. М. 1977
7. Жолтаев Г.Ж. Геодинамические модели и нефтегазоносность палеозойских осадочных бассейнов Западного и Южного Казахстана. (Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук), Москва, ВНИГНИ, 1992
8. Жолтаев Г.Ж. Парагульгов Т.Х. Рифтогенез и нефтегазоносность Тургайского прогиба. Тезисы доклада Международной конференции «Рифтогенез и нефтегазоносность». Чернигов, 1990.
9. Клубов А.А. Геология и нефтегазоносность Тургайского прогиба. Ленинград, Недра, 1973
10. Sam Boggs Jr. Principles of sedimentology and stratigraphy
12. "Applied Geostatistics for Reservoir Characterization" by Oyvind Omholt.
13. "Geostatistical Reservoir Modeling" by Clayton V. Deutsch and André G. Journel.
14. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. 1984
15. Ванцева И.В. Теоретические основы поиска и разведки месторождений нефти и газа 2009

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.  
И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова  
Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

**РЕЦЕНЗИЯ**

на дипломную работу

**Бакалавриат:** Қазанғали Данияр Ержанұлы

**Специальность:** 6В05202 – «Геология и разведка месторождений  
полезных ископаемых»

**Тема дипломной работы:** «Построение анизотропной геологической модели на примере Южно-Торгайского бассейна и использование модели для определения оптимальных точек бурения».

В работе, выполненной студентом Қазанғали Данияр Ержанұлы, подробно исследован Южно-Торгайский бассейн с целью построения анизотропной геологической модели и использования этой модели для определения оптимальных точек бурения. Работа представляет собой значимый вклад в область геологического моделирования и разведки месторождений полезных ископаемых.

Автор осуществил успешное построение анизотропной геологической модели с использованием программного комплекса Petrel. Модель была создана с учетом всех неопределенностей месторождения, что требует глубоких знаний и навыков работы с геологическими данными и инструментами моделирования. Особое внимание было уделено детальной корреляции скважин и созданию анизотропной литологической и петрофизической моделей. Это позволяет более точно представить геологическую структуру и свойства месторождения.

Важным аспектом работы является использование полученной геологической модели для определения оптимальных точек бурения. Автор аргументированно обосновал выбор методов и подходов к этому процессу. Результаты работы позволяют определить места, наиболее перспективные для бурения, что имеет важное значение для разведки месторождений полезных ископаемых.

Работа также содержит несколько рекомендаций для дальнейших исследований. Они включают исследования физико-химических свойств пластовой нефти, отбор и специальный анализ керна, сейсмический атрибутивный анализ и детальную привязку сейсмических данных к скважинам. Эти

рекомендации позволят расширить понимание месторождения и улучшить точность определения оптимальных точек бурения.

Общая оценка работы - высокая. Работа заслуживает положительного отзыва с оценкой 97 баллов и рекомендуется для защиты в качестве дипломной работы..

**Рецензент**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник  
Институт Геологических Наук им.К.И. Сатпаева.



Фазылов Е.М..

Подпись

«1» июля 2023 г.



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова  
Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

**ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу

**Бакалавриат:** Қазанғали Данияр Ержанұлы

**Специальность:** 6В05201 – «Геология и разведка месторождений  
полезных ископаемых»

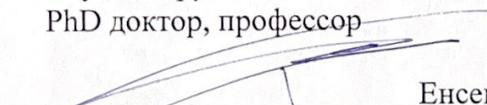
**Тема дипломной работы:** «Построение анизотропной геологической  
модели на примере Южно-Торгайского бассейна и использование модели для  
определения оптимальных точек бурения».

В данной дипломной работе подробно изложены геологическая и  
экономическая условия месторождения Южно-Торгайского бассейна а также  
литолого-стратиграфические характеристики разреза, электрофациальный  
анализ, тектоника, нефтегазоносность.

В специальном разделе было построена успешное анизотропной  
геологической модели с использованием программного комплекса Petrel.  
Модель была создана с учетом всех неопределенностей месторождения.  
Особое внимание было уделено детальной корреляции скважин и созданию  
анизотропной литологической и петрофизической моделей.

Исходя из ознакомления и обсуждения предложенной дипломной  
работы, считаю, что выпускник Satbayev University по специальности  
«Геология и разведка месторождений полезных ископаемых» Қазанғали  
Данияр заслуживает присвоения академической степени «бакалавр». Общая  
оценка работы - высокая.

Научный руководитель  
PhD доктор, профессор



Подпись

Енсепаев Т. А.

«03» 06 2023 г.

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

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

**Автор: Қазанғали Данияр Ержанұлы**

**Тақырыбы: 2023\_БАК\_Қазанғали Данияр Ержанұлы.docx**

**Жетекшісі: Талгат Енсепаев**

**1-ұқсастық коэффициенті (30): 6.1**

**2-ұқсастық коэффициенті (5): 0.8**

**Дәйексөз (35): 0.3**

**Әріптерді ауыстыру: 10**

**Аралықтар: 0**

**Шағын кеңістіктер: 5**

**Ақ белгілер: 0**

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

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

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

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

**Негіздеме:**

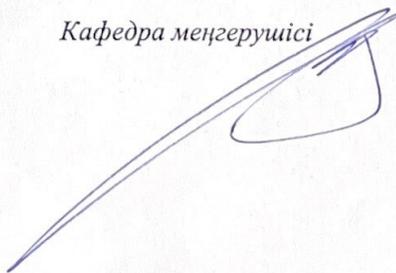
Все цитирования являются правомерными. Все использованные материалы являются основными данными и показателями месторождения.

2023-06-01

Күні

01.06.23

Кафедра меңгерушісі



## Протокол

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

Автор: Қазанғали Данияр Ержанұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: 2023\_БАК\_Қазанғали Данияр Ержанұлы.docx

Научный руководитель: Талгат Енсепбаев

Коэффициент Подобия 1: 6.1

Коэффициент Подобия 2: 0.8

Микропробелы: 5

Знаки из других алфавитов: 10

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

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

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

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

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

Обоснование:

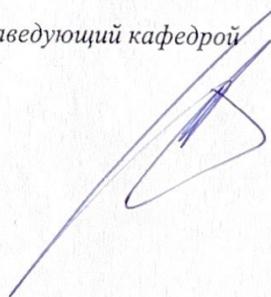
Все цитирования являются правомерными. Все использованные материалы являются основными данными и показателями месторождения.

2023-06-01

Дата

01 06 23

Заведующий кафедрой



## Протокол

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

**Автор:** Қазанғали Данияр Ержанұлы

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** 2023\_БАК\_Қазанғали Данияр Ержанұлы.docx

**Научный руководитель:** Талгат Енсепаев

**Коэффициент Подобия 1:** 6.1

**Коэффициент Подобия 2:** 0.8

**Микропробелы:** 5

**Знаки из других алфавитов:** 10

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 0

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

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

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

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

Обоснование:

Все цитирования являются правомерными. Все использованные материалы являются основными данными и показателями месторождения.

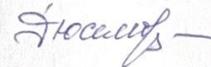
2023-06-01

Дата

01.06.23



Гульбану Дюсембаева



проверяющий эксперт



## Метаданные

Название

**2023\_БАК\_Қазанғали Данияр Ержанұлы.docx**

Автор

**Қазанғали Данияр Ержанұлы**

Научный руководитель / Эксперт

**Талгат Енселбаев**

Подразделение

**ИГИНГД**

## Оповещения

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		10
Интервалы		0
Микропробелы		5
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		65

## Объем найденных подобиий

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



КП1

**25**

Длина фразы для коэффициента подобия 2



КП2

**7150**

Количество слов



КЦ

**56384**

Количество символов

## Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

### 10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Проект разведочных работ на месторождении нефти и газа Майкум.doc 5/21/2019 Satbayev University (ИГИНГД)	84	1.17 %
2	Проект разведочных работ на месторождении нефти и газа Майкум.doc 5/21/2019 Satbayev University (ИГИНГД)	59	0.83 %
3	Проект разведочных работ на месторождении нефти и газа Майкум.doc 5/21/2019 Satbayev University (ИГИНГД)	41	0.57 %

4	Проект разведочных работ на месторождении нефти и газа Майкум.doc 5/21/2019 Satbayev University (ИГИНГД)	35	0.49 %
5	<a href="http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital:3279/SOURCE01">http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital:3279/SOURCE01</a>	32	0.45 %
6	<a href="http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital:3279/SOURCE01">http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital:3279/SOURCE01</a>	30	0.42 %
7	Проект разведочных работ на месторождении нефти и газа Майкум.doc 5/21/2019 Satbayev University (ИГИНГД)	29	0.41 %
8	Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины 5/18/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	28	0.39 %
9	<a href="https://kims-imio.kz/wp-content/uploads/2019/04/2021-2-2-1.pdf">https://kims-imio.kz/wp-content/uploads/2019/04/2021-2-2-1.pdf</a>	27	0.38 %
10	<a href="http://rmebrk.kz/journals/1521/49805.pdf">http://rmebrk.kz/journals/1521/49805.pdf</a>	24	0.34 %

#### из базы данных RefBooks (0.00 %)

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

#### из домашней базы данных (9.62 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Проект разведочных работ на месторождении нефти и газа Майкум.doc 5/21/2019 <b>Satbayev University (ИГИНГД)</b>	<b>542 (31)</b>	<b>7.58 %</b>
2	Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины 5/18/2020 <b>Satbayev University (ИГИНГД)</b>	<b>87 (7)</b>	<b>1.22 %</b>
3	Закономерности размещения залежей нефти и газа в юрских отложениях Арыскупского прогиба Южно – Тургайского бассейна.doc 6/4/2018 Satbayev University (ИГИНГД)	29 (4)	0.41 %
4	Геодинамическая модель и нефтегазоносность Арыскупского прогиба 6/21/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	19 (3)	0.27 %
5	Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр.doc 5/13/2019 Satbayev University (ИГИНГД)	11 (1)	0.15 %

#### из программы обмена базами данных (0.98 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Подсчет запасов углеводородов на основе 3д модели в симуляторе tНавигатор. Применение workflow для оптимизации работы 11/23/2022 Yessenov University (Yessenov University)	20 (2)	0.28 %

2	Қабдол Бақтығұл.docx 5/29/2019 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Отдел стратегического планирования)	15 (2)	0.21 %
3	Коллекция КарТУ 3/22/2023 Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda State Technical University)	12 (1)	0.17 %
4	Коллекция КарТУ 3/22/2023 Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda State Technical University)	12 (1)	0.17 %
5	Отеген Диас Диплом 2021.doc 4/28/2021 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Deanery)	11 (1)	0.15 %

## из интернета (7.03 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	<a href="http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital:3279/SOURCE01">http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital:3279/SOURCE01</a>	237 (15)	3.31 %
2	<a href="http://rmebrk.kz/journals/1521/49805.pdf">http://rmebrk.kz/journals/1521/49805.pdf</a>	77 (5)	1.08 %
3	<a href="https://kims-imio.kz/wp-content/uploads/2019/04/2021-2-2-1.pdf">https://kims-imio.kz/wp-content/uploads/2019/04/2021-2-2-1.pdf</a>	49 (2)	0.69 %
4	<a href="https://student-files.ru/referat/geologicheskoe-stroenie-mestorozhdeniya-kumkol">https://student-files.ru/referat/geologicheskoe-stroenie-mestorozhdeniya-kumkol</a>	48 (4)	0.67 %
5	<a href="http://www.gosthelp.ru/text/RD1533900796Reglamentsost.html">http://www.gosthelp.ru/text/RD1533900796Reglamentsost.html</a>	29 (3)	0.41 %
6	<a href="http://nauka.x-pdf.ru/17tehnicheckie/170613-24-azastanni-zhaa-ekonomikali-sayasatin-taratuda-zhas-alimdardi-orni-men-rli-haliarali-stbaev-oularini-ebekteri-iii-t.php">http://nauka.x-pdf.ru/17tehnicheckie/170613-24-azastanni-zhaa-ekonomikali-sayasatin-taratuda-zhas-alimdardi-orni-men-rli-haliarali-stbaev-oularini-ebekteri-iii-t.php</a>	24 (3)	0.34 %
7	<a href="https://docplayer.ru/69132071-Innovacionnye-tehnologii-dlya-neftegazovogo-kompleksa.html">https://docplayer.ru/69132071-Innovacionnye-tehnologii-dlya-neftegazovogo-kompleksa.html</a>	14 (1)	0.20 %
8	<a href="https://docplayer.ru/84987855-Uchebnoe-posobie-po-kursu.html">https://docplayer.ru/84987855-Uchebnoe-posobie-po-kursu.html</a>	13 (2)	0.18 %
9	<a href="https://moluch.ru/archive/146/40971/">https://moluch.ru/archive/146/40971/</a>	12 (2)	0.17 %

## Список принятых фрагментов

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	СОДЕРЖАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
	Проект разведочных работ на месторождении нефти ... <input checked="" type="checkbox"/>	542 (7.58%)
	<a href="http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Do...">http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Do...</a> <input checked="" type="checkbox"/>	237 (3.31%)
	<a href="https://student-files.ru/referat/geologicheskoe-...">https://student-files.ru/referat/geologicheskoe-...</a> <input checked="" type="checkbox"/>	48 (0.67%)