

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра геология нефти и газа

Калиева Мадина

«Анализ исходных геолого-геофизических данных и построение фациальной
геологической модели месторождения Южного Мангышлака»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 5В070600 – «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

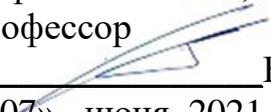
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра геология нефти и газа

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой Геологии
Нефти и Газа, доктор PhD,
профессор


Енsepбаев Т.А.
« 07 » июня 2021 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Анализ исходных геолого-геофизических данных и построение
фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака»

по специальности 5В070600 – «Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых»

Выполнила

Калиева М. Ж.

Научный руководитель
Кандидат геолого –
минералогических наук
Сеньор – лектор



Узбекгалиев Р.Х

«3» июня 2021 года

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

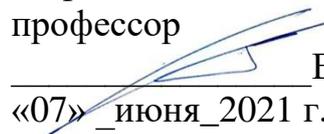
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра геология нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Геологии
Нефти и Газа, доктор PhD,
профессор


Енсеппбаев Т.А.
«07» июня 2021 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающийся: Калиева Мадина

Тема: «Анализ исходных геолого-геофизических данных и построение фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака»

Утверждена приказом Ректора Университета № 2131 – б от «24» ноября 2020 г

Срок сдачи законченной работы: 6 июня 2021 г.

Исходные данные к дипломной работе: Результаты седиментологического анализа кернa, структурной интерпретации сейсмических данных и данные РИГИС.

Краткое содержание дипломной работы: Построение фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака на основе геолого-геофизических данных.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) Геологическое строение района;
- б) Анализ геолого-геофизических данных;
- в) Построение фациальной геологической модели;
- г) Подсчет запасов по каждой фации;

Перечень графического материала: состоит из 31 рисунков и 5 приложений, представленные на 16 слайдах презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: состоит из 11 наименований.

ГРАФИК

подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геологическое строение района	15.02.2021	Выполнено
Анализ геолого-геофизических данных	16.03.2021	Выполнено
Построение фациальной геологической модели	12.04.2021	Выполнено
Подсчет запасов по каждой фации	12.04.2021	Выполнено

ПОДПИСИ

Консультантов и 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
Геологическое строение района	Р. Х. Узбекгалиев сениор- лектор кафедры Геологии нефти и газа	3.06.2021	
Анализ геолого-геофизических данных	Р. Х. Узбекгалиев сениор- лектор кафедры Геологии нефти и газа	3.06.2021	
Построение фациальной геологической модели	Р. Х. Узбекгалиев сениор- лектор кафедры Геологии нефти и газа	3.06.2021	
Подсчет запасов по каждой фации	Р. Х. Узбекгалиев сениор- лектор кафедры Геологии нефти и газа	3.06.2021	
Нормоконтролер	М Санатбеков М. Е., м.т.н., ассистент	6.06.2021	

Научный руководитель



Узбекгалиев Р.Х

Задание приняли к исполнению обучающийся



Калиева М.Ж

Дата

«24» ноября 2020 года

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа посвящена анализу геолого-геофизических данных и построению фациальной геологической модели месторождения. Геологическая часть дипломной работы описывает геологическое строение месторождения. В ней представлены общие сведения о месторождении, геологическая изученность, литолого-стратиграфическая характеристика месторождения, тектоника, нефтегазоносность и гидрогеология. Проектная часть дипломной работы посвящена анализу керна, анализу геолого-геофизических данных, поэтапному построению фациальной геологической модели месторождения и подсчету начальных запасов нефти объемным методом.

АНДАТПА

Аталған дипломдық жұмыс геологиялық-геофизикалық деректерді талдауға және кен орнының фациалды геологиялық моделін құруға арналған. Дипломдық жұмыстың геологиялық бөлімінде кен орны туралы жалпы мәліметтер, ауданның геологиялық зерттелуі, кен орнының литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы, тектоникасы, мұнай-газ кешендері және гидрогеологиясы сипатталған. Бұл тараулар кен орнының геологиялық құрылымын зерттеуде маңызды рөл атқарады. Дипломдық жұмыстың арнайы бөлімі негізгі талдауға, ұңғымалардың геологиялық-геофизикалық деректерді талдауға арналған. Сондай-ақ, бұл тарауда кен орнының фациалдық геологиялық моделінің кезең-кезеңімен құрастырылған құрылысы және мұнайдың бастапқы қорын көлемдік әдіспен есептеу сипатталған.

ANNOTATION

This thesis is devoted to the analysis of geological and geophysical data and the construction of a facies geological model of the field. The geological part of the thesis presents general information about the field, geological study, lithological and stratigraphic characteristics of the field, tectonics, oil and gas content and hydrogeology. These chapters are important for studying the geological structure of the field. The project part of the thesis is devoted to core analysis, geological and geophysical data analysis. This chapter also describes in detail the step-by-step construction of the facies geological model of the field and the calculation of the initial oil reserves by the volumetric method.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общие сведения о месторождении	8
2 Геологическая часть	9
2.1 Геологическая изученность месторождения	9
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика	9
2.3 Тектоника	11
2.4 Нефтегазоносность	12
3 Проектная часть	14
3.1 Построение трехмерной геологической модели месторождения	14
3.2 Анализ скважинных данных	14
3.3 Седиментологический анализ	16
3.4 Анализ сейсмических данных	18
3.5 Атрибутный анализ	19
3.6 Построение структурного каркаса	22
3.7 Фациальное моделирование	26
3.8 Петрофизическое моделирование	30
3.9 Подсчет запасов	32
Заключение	34
Перечень сокращений	35
Список использованной литературы	36
Приложение А – Куб глинистости по геологической модели	37
Приложение Б – Куб фаций по геологической модели	37
Приложение В – Куб коллектора по геологической модели	38
Приложение Г – Куб пористости по геологической модели	38
Приложение Д – Структурный каркас геологической модели с уровнем водонефтяного контакта	39

ВВЕДЕНИЕ

Тема дипломной работы: «Анализ исходных геолого-геофизических данных и построение фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака».

Цель работы: путём анализа и комплексирования всей имеющейся геолого-геофизической информации, построить фациальную геологическую модель месторождения.

Задачи работы:

- 1) Провести анализ геолого-геофизической информации;
- 2) Изучить особенности обстановок осадконакопления;
- 3) Провести седиментологический анализ керна;
- 4) Провести атрибутивный анализ сейсмических данных;
- 5) Поэтапно построить фациальную геологическую модель месторождения;

Личный вклад автора: дипломная работа, выполненная автором, является результатом самостоятельной работы во время прохождения производственной практики.

Научный руководитель университета: кандидат геолого-минералогических наук, сеньор – лектор Узбекгалиев Р. Х.

Научный руководитель предприятия: старший инженер службы развития ресурсной базы разрабатываемых месторождений Конысов Н. Ж. ТОО «КМГ Инжиниринг».

В связи с требованиями компании о неразглашении конфиденциальной информации название месторождения отсутствует.

1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Южного Мангышлака открыто во второй половине XIX века и разрабатывается несколько десятилетий. По геологическим запасам относится к уникальным месторождениям. В административном отношении расположено в Каракиянском районе Мангистауской области Республики Казахстан в непосредственной близости от г. Жанаозен и в 150 км от областного центра г. Актау (Рисунок 1).

Климат района континентальный. Температура воздуха в летние жаркие дни достигает 45° , а в зимние холодные месяцы – 30° . Среднегодовое количество осадков достигает 85 – 100 мм.

Растительный мир характерен для полупустынных районов: полынь, осока, верблюжья колючка, саксаул. Животный мир представлен сайгаками, зайцами, корсаками, тушканчиками, сусликами, куропатками, орлами, ястребами.

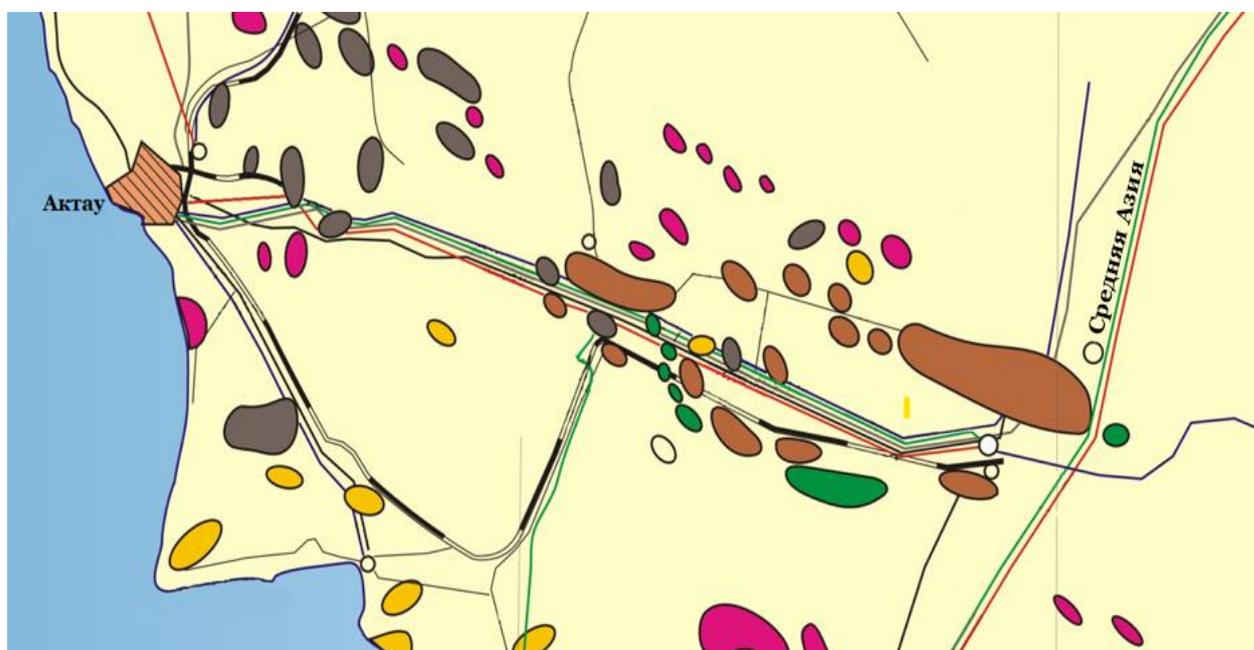


Рисунок 1 – Обзорная карта месторождения

2 Геологическая часть

2.1 Геологическая изученность месторождения

Западный Казахстан является центром нефтяной промышленности, именно здесь были начаты геологоразведочные работы и открыты первые месторождения.

Изучение территории месторождения геофизическими методами и бурением началось в начале XX века. В 1940-х годах была обнаружена структура месторождения, а в 1960-х годах получен фонтан нефти из юрских отложений. На месторождении общий фонд составил более 8000 скважин.

Ниже приведены геологические исследования, касающиеся изучения территории месторождения:

- 1) Аэромагниторазведка и гравиметрическая разведка;
- 2) Сейсморазведочные работы: МОВ и КМПВ;
- 3) Государственная геологическая съемка в масштабе 1:200000;
- 4) Геологическое картирование в масштабе 1:50000;
- 5) Поисково-разведочное бурение;
- 6) 2D и 3D сейсморазведка методом ОГТ;
- 7) В 2019 году проведены работы по ВРС;

В настоящее время в пределах месторождения может быть разведка сложноэкранированных ловушек палеозойского комплекса, на глубинах более 5 км.

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Осадочный комплекс пробурен до глубины 4500м и сложен мезозойскими и кайнозойскими отложениями.

Мезозойская группа (Mz)

Триасовая система (Т)

Нижний отдел (Т₁)

Отложения триаса состоят из нижнего отдела, а именно индский (Т_н) и оленекский (Т_о) яруса. Отложения индского яруса на основании данных керна и электрического каротажа представлены красноцветными грубозернистыми песчаниками, туфопесчаниками, алевролитами. Оленекский ярус сложен терригенной и карбонатно-терригенной толщами. Терригенная толща оленекского яруса сложена аргиллитами, туфопелитами с прослоями туфов, алевролитов, туфоалевролитов. Породы отличаются бурым цветом, примесью туфогенного и карбонатного материала, горизонтальной и линзовидной слоистостью. Карбонатно-терригенная толща оленекского яруса характеризуется чередованием терригенных пород с органогенными, детритовыми известняками.

Юрская система (J)

Продуктивными горизонтами месторождения являются отложения юры. Юрская система по результатам палинологических исследований представлена нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел (J₁)

Нижнеюрские отложения характеризуются переслаиванием песчаников, алевролитов, углей и глин с органическими растительными остатками (ОРО).

Средний отдел (J₂)

Отложения средней юры представлены алювиальными, пойменными, прибрежными и морскими осадками. В результате споро-пыльцевого анализа в среднеюрской толще выделены породы ааленского, байосского, батского, келловейского ярусов. Литологически отложения средней юры представлены чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин.

Верхний отдел (J₃)

Отложения верхней юры представлены оксфордским ярусом. Оксфордский ярус сложен глинистой и мергельной толщей пород. Глинистая толща отличается зеленовато-серым цветом, примесью алевролитов и карбонатного материала, наличием раковин. Мергельная толща достигает 15м и содержит фораминиферы.

Меловая система (Cr)

Меловые отложения представлены нижним и верхним отделами. Юрские и меловые отложения имеют различный литологический состав, поэтому явно прослеживается граница между ними.

Нижний отдел (Cr₁)

Нижний мел представлен неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами. Отложения нижнего отдела сложены песчаниками, глинами, алевролитами и мергелями, с прослоями известняков.

Верхний отдел (Cr₂)

Верхний мел представлен сеноманским, туронским, сантонским, кампанским, маастрихтским и датским ярусами. Отложения верхнего отдела относятся к фациям морского шельфа. По литологическим признакам верхний мел сложен терригенной и мергельной толщами.

Кайнозойская группа (Kz)

Кайнозойские отложения состоят из палеогена, неогена и четвертичных отложений.

Палеогеновая система (Pg)

В разрезе палеогеновой системы выделяются два отдела – эоценовый и олигоценовый. Эоценовые отложения состоят из мергелей и известняков с фораминиферами. Олигоценовые отложения представлены толщей глин с ОРО и зернами пирита.

Неогеновая система (N)

Отложения представлены тортонским и сарматским ярусами. Разрез представлен глинами, мергелями, известняками и мелкозернистыми песчаниками.

Антропогеновая система (Q)

Четвертичные отложения представлены слоем суглинков, толщиной до нескольких десятков сантиметров. Впадины состоят из коллювиальных, аллювиальных и делювиальных отложений.

2.3 Тектоника

Месторождение относится к Жетыбай-Узенской тектонической ступени, которая является структурным элементом второго порядка. Данный тектонический элемент находится в пределах северного борта Южно-Мангышлакского прогиба (Рисунок 2). Размеры Жетыбай-Узенской тектонической ступени: ширина около 40 км, простирание с севера-запада на юго-восток порядка 200 км.

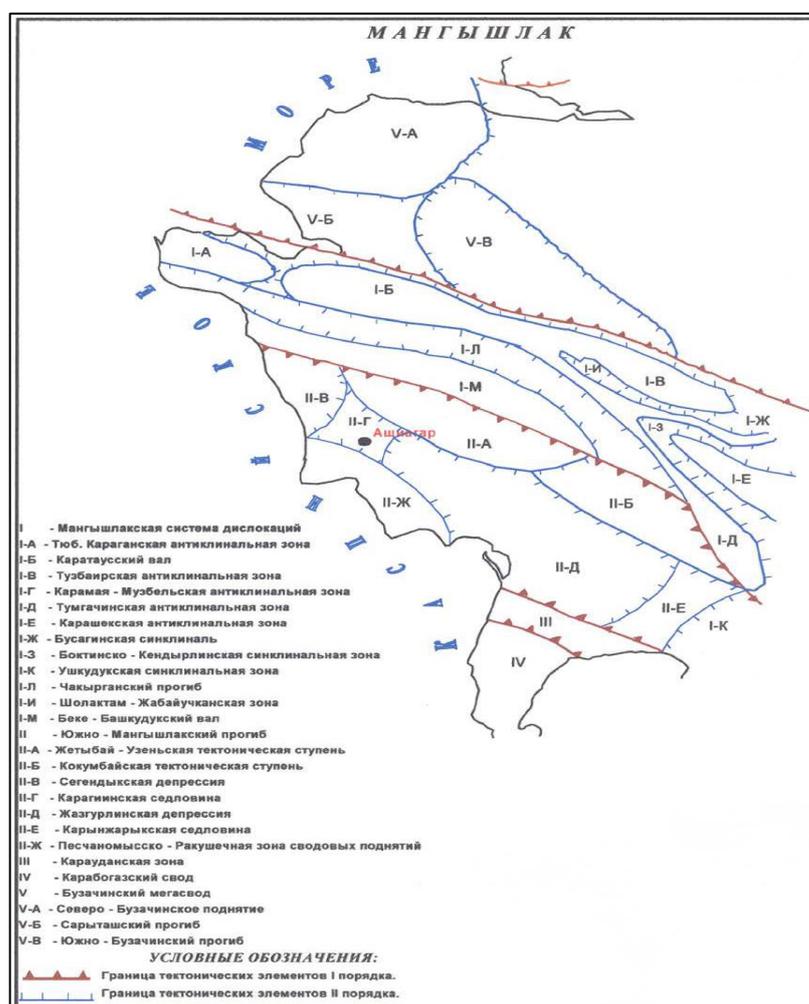


Рисунок 2 – Тектоническая схема Мангышлака

Разрез исследуемого региона состоит из трех структурных этажей:

- 1) Геосинклинальный этаж, состоит из кристаллических пород возраста верхнего палеозоя;
- 2) Переходный этаж, который включает отложения перми и триаса;

3) Платформенный этаж, включающий осадочные породы мезозоя и кайнозоя; Выделенные структурные этажи различаются несогласиями: структурными и стратиграфическими.

Месторождение приурочено к антиклинальной структуре с размерами 34,5x10,0 км, с амплитудой порядка 300 м. Данная антиклинальная складка является самой крупной на Жетыбай-Узеньской ступени и простирается с юго-востока на северо-запад. Морфологически складка ассиметрична с углами падения от 5 до 60 градусов. Структура осложнена шестью куполами.

По данным бурения и сейсмическим данным было подтверждено наличие тектонических нарушений. Наиболее обоснованным является сброс, названный Центральным блоком. [1]

2.4 Нефтегазоносность

Перспективы нефтегазоносности месторождения связаны с отложениями средней юры. По типу природного резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Продуктивные коллекторы месторождения сложены мощным напластованием песчаников, алевролитов и глинистых пород средней юры.

Продуктивные горизонты характеризуются сложным строением, высокой неоднородностью и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. Выделяются первичные и вторичные факторы, контролирующие качество коллектора. К первичным факторам относятся осадочные фации и наличие алевроглинистых пород. Горизонты, сложенные фациями русел, обладают наилучшими коллекторскими свойствами. Горизонты, сложенные пойменными фациями, обладают наихудшими значениями пористости и проницаемости из-за наличия аргиллитовых пород. Вторичные факторы, определяющие качество пласта-коллектора, можно просто свести к факторам, приводящим к уплотнению породы, которое уменьшает поровый объем, пористость. Вторичные процессы могут также сказываться благоприятно на качестве коллектора; например, выщелачивание зерен полевого шпата приводит к образованию вторичных пор. [2]

Обоснование уровней ВНК проведено по результатам опробования скважин до начала закачки воды и по комплексу геолого-геофизических исследований. Колебания ВНК (негоризонтальность ВНК) связаны со сложным строением продуктивных толщ, а также с недостаточной освещенностью керном и ГИС. [1]

2.5. Гидрогеология

В результате поисково-разведочных работ в 1960-х годах были изучены гидрогеологические особенности месторождения. Три основных гидрогеологических этажа прослеживаются в пределах Южного Мангышлака, а именно: меловой, юрский и триасовый этажи. Выделенные этажи отличаются друг от друга химическим составом и свойствами пластовых вод.

Пластовые воды продуктивных горизонтов бессульфатные, по классификации О. А. Алекина очень жесткие, хлоридно-кальциевого типа, плотность до 1,119 г/см³, содержат ионы кальция и магния до 9 мг-экв/л. Подземные воды месторождения обладают лечебными свойствами за счет высокой минерализации и содержания йода, брома, бора.

3 Проектная часть

3.1 Построение трехмерной геологической модели месторождения

Геологическое моделирование дает представление о геологическом строении месторождения, позволяет мгновенно посчитать петрофизические параметры и проследить за процессом разработки. В данной дипломной работе построение трехмерной геологической модели месторождения проводилось для изучения фациальной неоднородности продуктивных горизонтов и подсчета запасов нефти объемным методом.

Для построения трехмерной геологической модели использовался программный комплекс Petrel компании Schlumberger. Для ускорения процесса геологического моделирования было принято решение построить модель по участку месторождения. Основными этапами: геологического моделирования являются [3]:

- Сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных;
- Корреляция пластов по скважинным данным;
- Структурное моделирование (построение и редактирование карт, построение структурно-стратиграфического каркаса);
- Атрибутный анализ;
- Литолого-фациальное моделирование;
- Петрофизическое моделирование;
- Подсчет запасов;

В проекте была установлена координатная система GK 42 – Pulkovo. На основе материалов был собран проект и в него загружены следующие данные:

- Координаты и альтитуды скважин в формате well heads;
- Инклинометрия скважин в формате well path deviation;
- Данные ГИС, РИГИС в формате well logs ASCII;
- Стратиграфические отбивки по опорным скважинам в формате Well tops;
- Сейсмические данные: 3Д сеймика в формате SegYsesimic data, сейсмические поверхности в глубинной обработке в формате Irap classic layer;

3.2 Анализ скважинных данных

При построении модели были использованы результаты интерпретации данных ГИС, а именно кривые: глинистости, пористости и насыщенности. Предварительно был сделан анализ данных РИГИС.

Определение глинистости коллекторов

Определение глинистости коллекторов осуществлялось по методам ГК и ПС. Определение коэффициента глинистости по ГК [4]:

$$\Delta V_{sh} = \frac{\Delta I\gamma_{пл} - \Delta I\gamma_{min}}{\Delta I\gamma_{max} - \Delta I\gamma_{min}} \quad (1)$$

$\Delta I\gamma, \Delta I\gamma_{max}, \Delta I\gamma_{min}$ – интенсивности гамма-излучения в интересующем интервале, интенсивность гамма-излучения чистого песчаника, интенсивность гамма-излучения в неколлекторах (gAPI).

Определение глинистости по ПС [4]:

$$V_{sh} = \frac{U_{sp} - U_{spmin}}{U_{spmax} - U_{spmin}} \quad (2)$$

V_{sh} – коэффициент глинистости, д. ед;

U_{sp} – показания ПС, мВ;

U_{spmin} – показания в чистых песчаниках, мВ;

U_{spmax} – показания в глинах, мВ;

Определение пористости коллекторов

Пористость коллекторов была определена по ГИС, а именно по акустическому, нейтронному и плотностному каротажам, так как хорошая сходимости значений пористости, полученных по ГИС и керну.

Уравнение пористости, рассчитанная по акустическому каротажу [4]:

$$K_{п} = \frac{(\Delta t - \Delta t_{ск})}{(\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})} \quad (3)$$

$K_{п}$ – коэффициент пористости, д. ед;

Δt – показания АК в исследуемом интервале;

$\Delta t_{ск}$ – Интервальное время пробега в скелете горной породы, мс;

$\Delta t_{ж}$ – Интервальное время пробега в буровом растворе, мс;

Уравнение пористости, рассчитанная по нейтронному каротажу [4]:

$$K_{п} = K_{пнк} - K_{гл} \times K_{пгл} \quad (4)$$

$K_{п}$ = Коэффициент пористости, д. ед;

$K_{пнк}$ = Коэффициент пористости по НГК, д. ед;

$K_{гл}$ = Коэффициент глинистости (напр. определённый по методу ГК), д. ед;

$K_{пгл}$ = Коэффициент пористости глин, д. ед;

Уравнение пористости, рассчитанная по плотностному каротажу [4]:

$$K_{\Pi} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (5)$$

K_{Π} – Коэффициент пористости, д. ед;

ρ_b – Плотность породы по каротажу, г/см³;

ρ_f – Плотность жидкости, заполняющей поровое пространство, г/см³ ;

ρ_{ma} – Плотность матрицы горючей породы, г/см³;

Коэффициент нефтенасыщенности

Нефтенасыщенность рассчитывалась по уравнению Арчи [5]:

$$S_{oil} = 1 - S_w = 1 - \sqrt{\frac{a \times R_w}{K_{\Pi}^m \times R_t}} \quad (6)$$

R_w – Сопротивление пластовой воды, Ом*м;

R_t – Сопротивление пласта, Ом*м;

a – Коэффициент связи, д. ед;

m – Коэффициент цементации, д. ед;

K_{Π} – Коэффициент пористости, д. ед;

Вывод: анализ качества данных РИГИС показал удовлетворительные результаты и может применяться для дальнейшего моделирования

3.3 Седиментологический анализ

Отложения средней юры включают в себя осадочные породы, условия накопления которых меняются в широких пределах. В этой системе выделены три основные обстановки и четыре основные среды осадконакопления. Осадконакопление происходило в условиях обширной, низменной морской (береговой) равнины и прибрежной полосы, расположенной в средних широтах. В пределах среды осадконакопления, соответствующей данному исследованию, выделено четыре обширные фациальные ассоциации:

- 1) Аллювиальная/Дельтовая равнина;
- 2) Пойменная фация;
- 3) Прибрежная зона;
- 4) Морской шельф;

Ввиду того, что обстановка осадконакопления охватывает морскую равнину и прибрежную полосу, рукавообразные каналы по мере приближения к морскому побережью приобретают характер приливно-отливных каналов и могут образовывать локальные эстуарии [6]. Эти две фациальные ассоциации сменяют друг друга: там, где преобладают рукавообразные каналы - фазой преобладания рукавообразных каналов (Рисунок 3), а где преобладают пойменные осадки, эта фаза называется фазой преобладания пойм (Рисунок 4) [2].

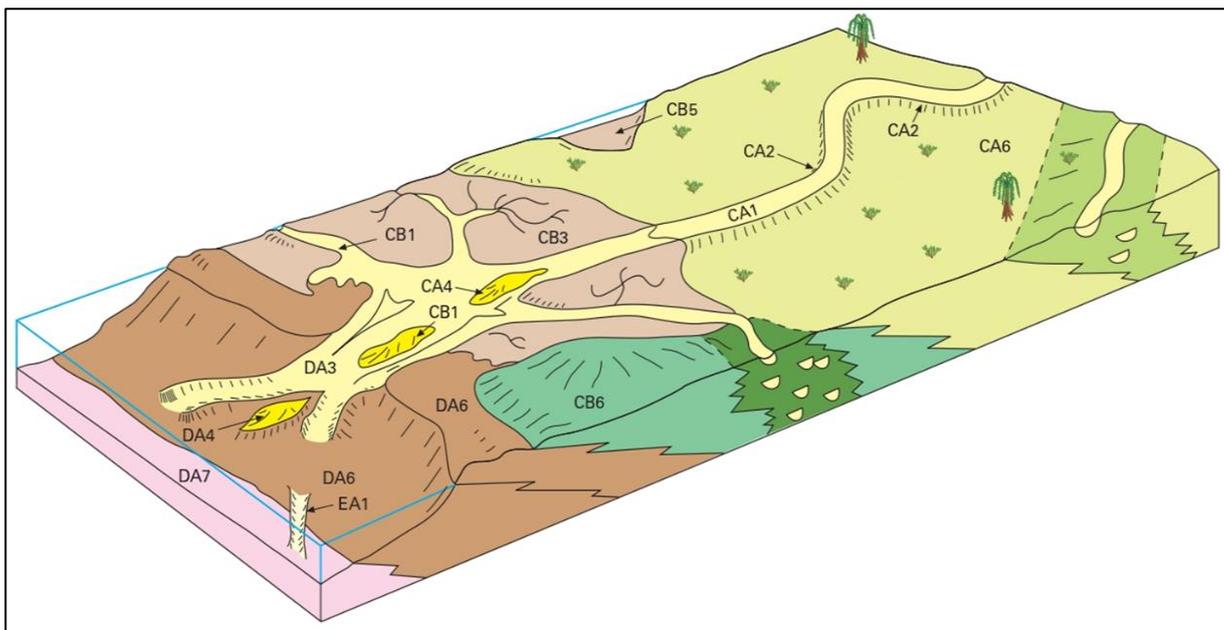


Рисунок 3 – Схематическая фациальная модель отложений среднеюрского возраста, фаза преобладания рукавообразных каналов

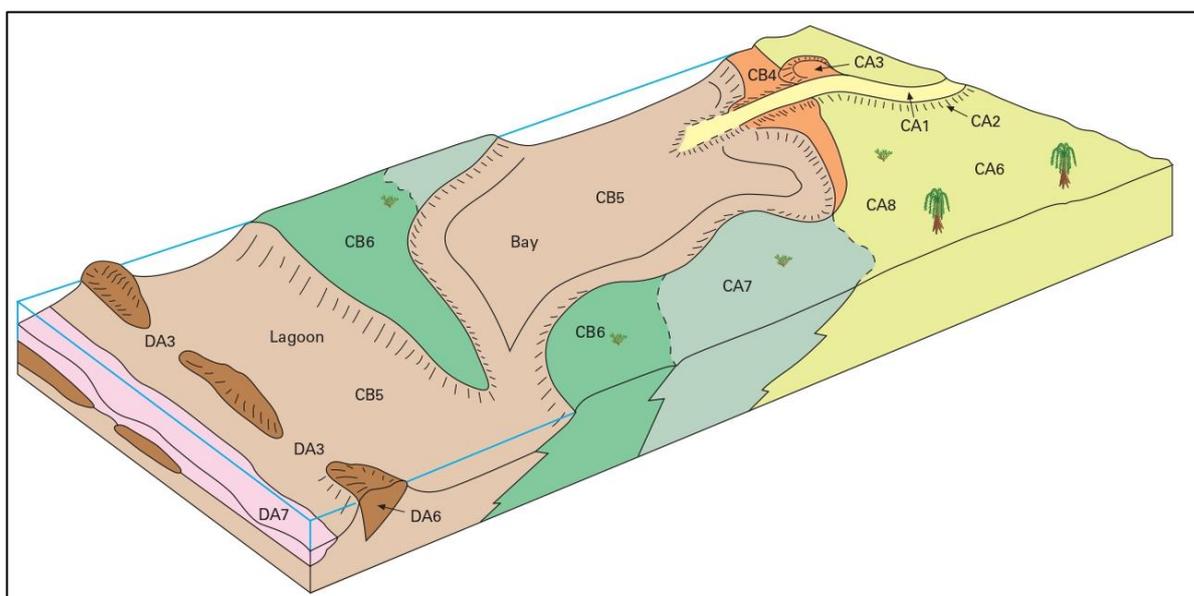


Рисунок 4 – Схематическая фациальная модель отложений среднеюрского возраста, фаза преобладания пойм

Во время прохождения производственной практики мною был проведен седиментологический анализ керна месторождения Южного Мангышлака по скважине №1, привязка интервалов отбора керна к данным ГИС (Рисунок 5). Общий интервал отбора керна составил 90 метров, охватывал 4 стратиграфических горизонта. В данной скважине наблюдается преобладание фаций приливных каналов, приливо-отливных проток и пойменных фаций.

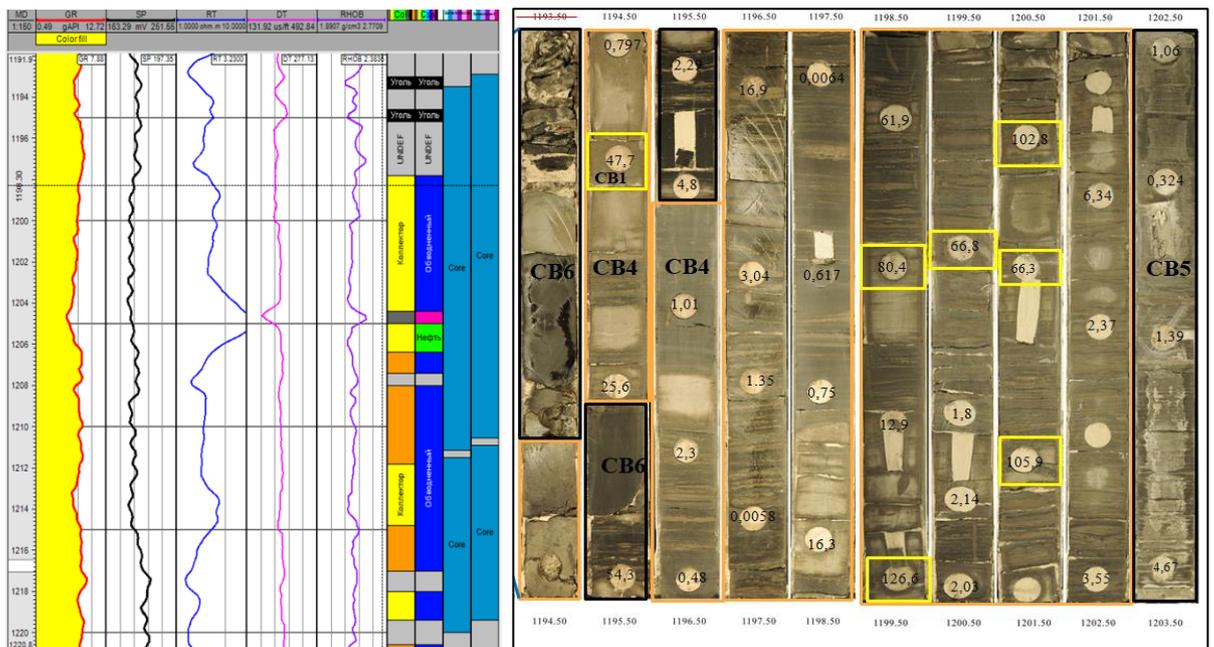


Рисунок 5 – Седиментологический анализ керна скважины №1

3.4 Анализ сейсмических данных

Структурная интерпретация сейсмических позволяет сделать корреляцию отражающих горизонтов, выделить тектонические нарушения, различные фациальные особенности (рифты, русла). По результатам структурной интерпретации сейсмических данных можно выполнить построение структурных карт, атрибутный анализ, использовать в качестве структурного каркаса для модели [7].

В ПО Petrel реализовано большое количество инструментов для проведения структурной интерпретации сейсмических данных.

В данной работе был сделан анализ структурной интерпретации сейсмических данных, который имеет хорошее качество и может применяться для дальнейшего геологического моделирования (Рисунок 6).

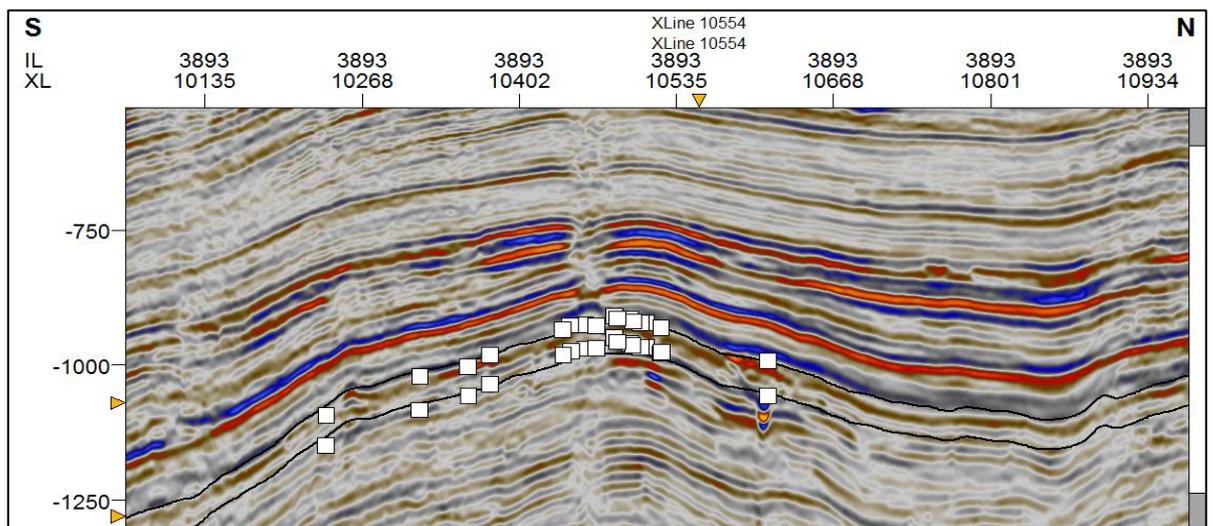


Рисунок 6 – Сейсмогеологический разрез со скважинными отбивками

3.5 Атрибутный анализ

Был проведен атрибутный анализ сейсмических данных, в результате которого были получены объемные кубы сеймики, для дальнейшего комплексирования результатов со скважинными данными.

Атрибутный анализ — это математическая операция с исходными параметрами волнового поля. Атрибуты увеличивают контраст определенного сигнала сейсмических данных и используются для лучшей визуализации определенных свойств породы [8].

Для выделения русел были выбраны следующие атрибуты:

- 1) General Spectral Decomposition – частотный атрибут, разбивает сейсмический сигнал на отдельные частотные компоненты: высокие, средние, низкие (Рисунок 7). В зависимости от мощности песчаника атрибут служит для выделения каналов, а также для изучения эффекта затухания, вызванного УВ.

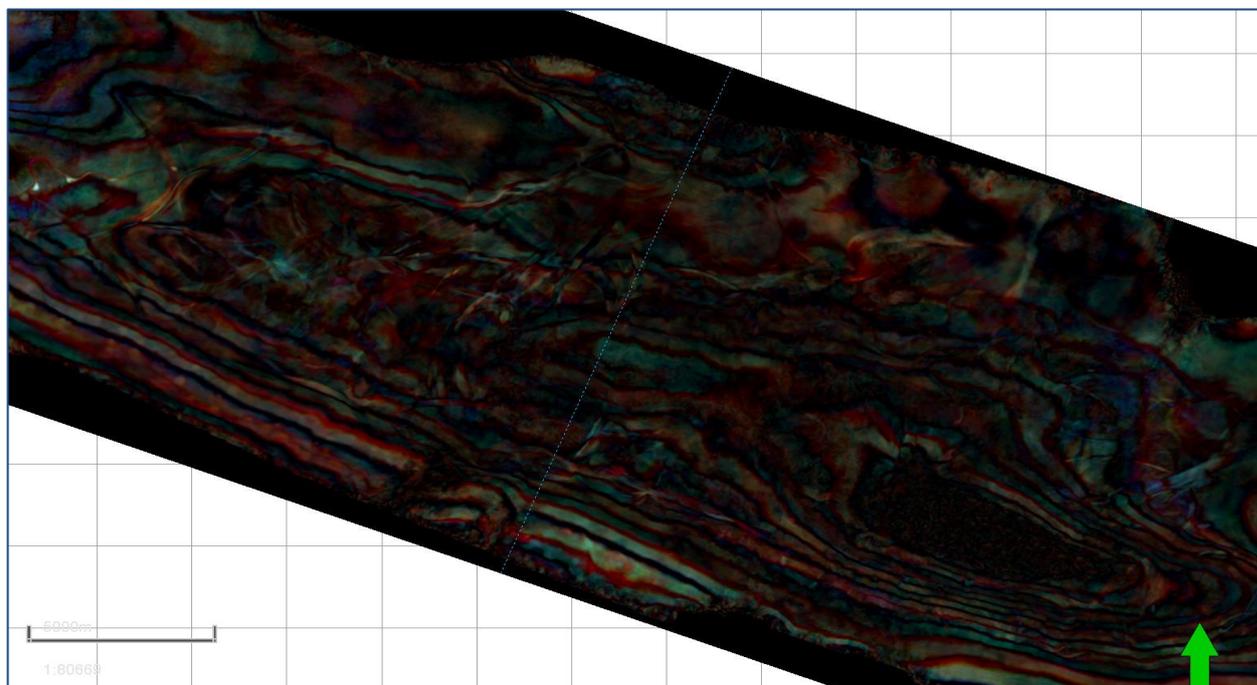


Рисунок 7 – Частотный атрибут General Spectral Decomposition

- 2) Variance – структурный атрибут, служащий для отображения несогласий, неоднородностей (Рисунок 8). Значения атрибута Variance находятся в пределах между 0 и 1. Значения близкие к 0 – области хорошей корреляции отражений, значения близкие к 1 являются индикаторами зон нарушения или русловых каналов. Зоны нарушения атрибута Variance выделяются красным и жёлтым цветами.

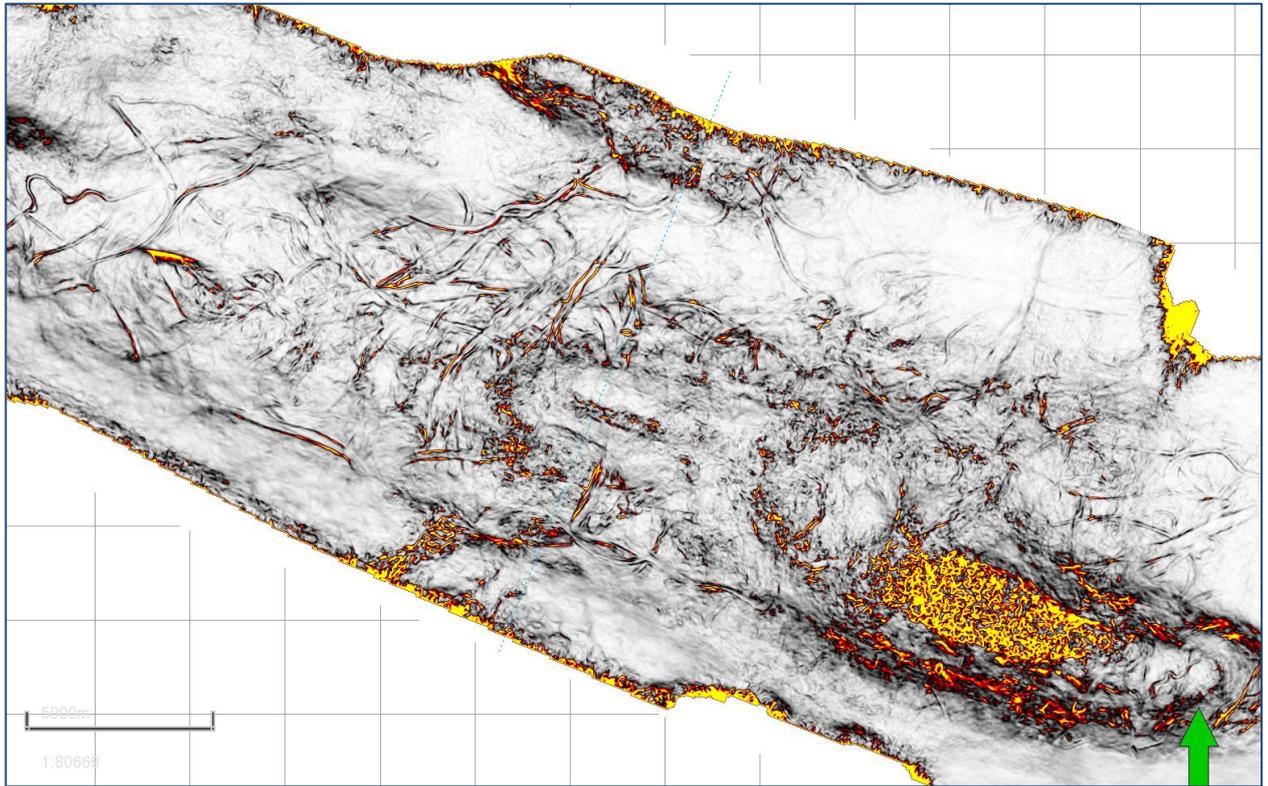


Рисунок 8 – Атрибут Variance

3) RMS Amplitude – поверхностный атрибут, который рассчитывается как корень из среднего квадрата исходной трассы. Этот атрибут характеризует относительную энергию трассы и является индикатором УВ и изменчивости литологии (Рисунок 9).

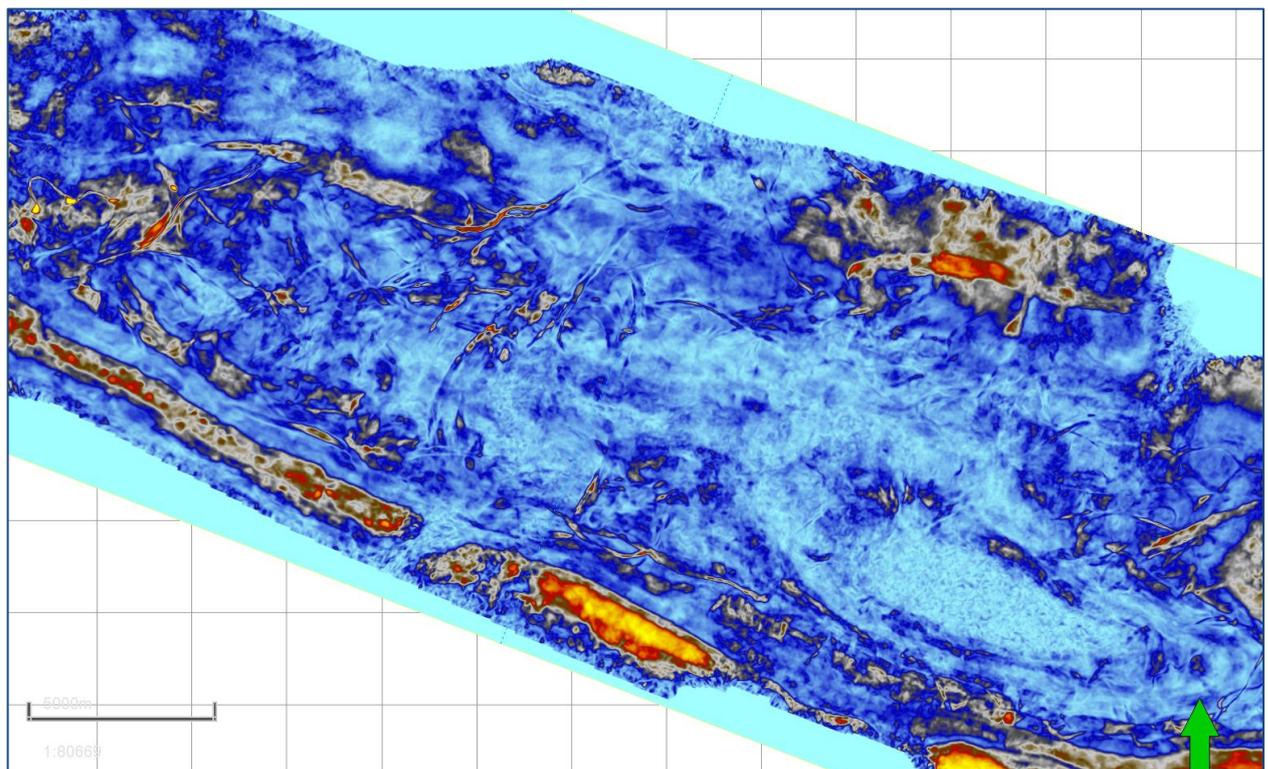


Рисунок 9 – Атрибут RMS Amplitude

- 4) Атрибут eXchromaSG – разложение сейсмического сигнала на 3 группы частот (3 куба с высокими, средними, низкими частотами) определяющиеся палитрой красного, зеленого и голубого цветов (RGB). Полученные 3 куба с разными частотами с помощью инструмента Mixer суммируются и при визуализации хорошо видны русла (Рисунок 10).

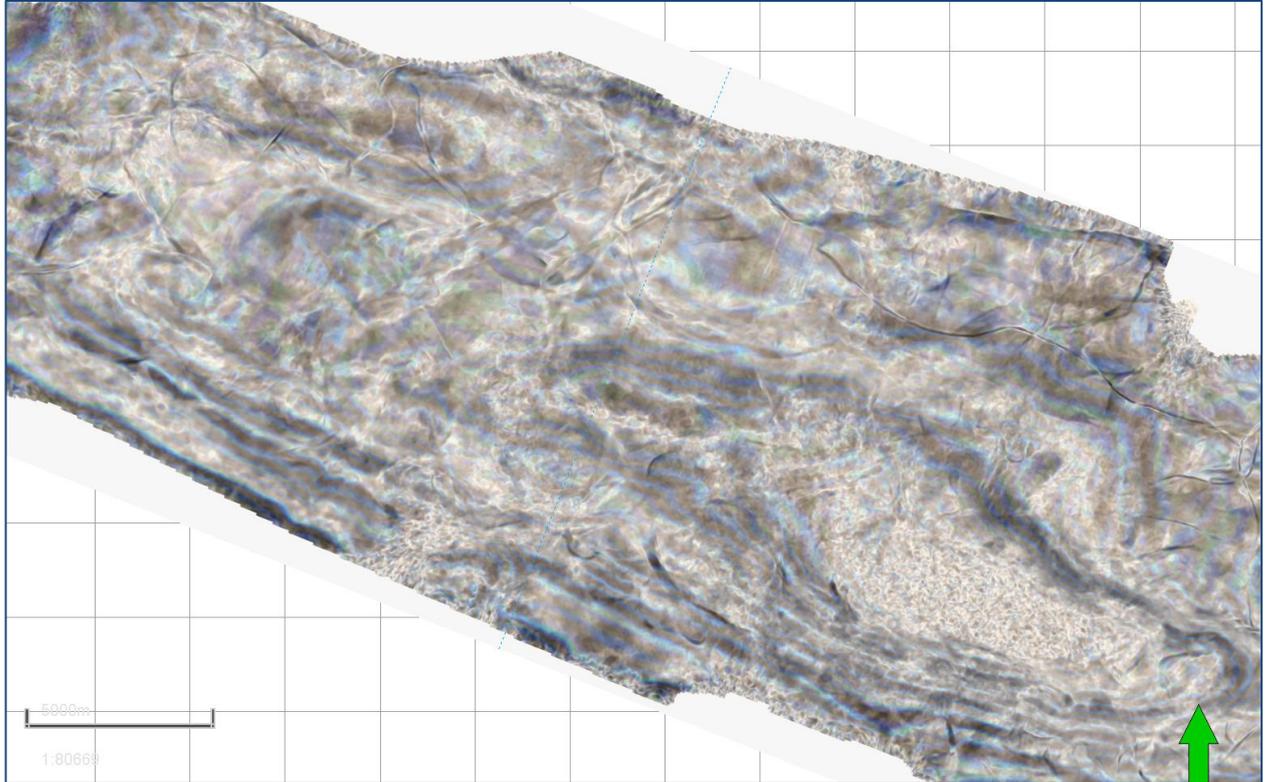


Рисунок 10 – Атрибут eXchromaSG

Атрибут eXchromaSG был использован в геологическом моделировании как тренд при распределении свойств куба глинистости (Рисунок 11, 12, 13), так как является наиболее информативным и имеет значения в диапазоне от 0 до 1, так же, как и куб глинистости.

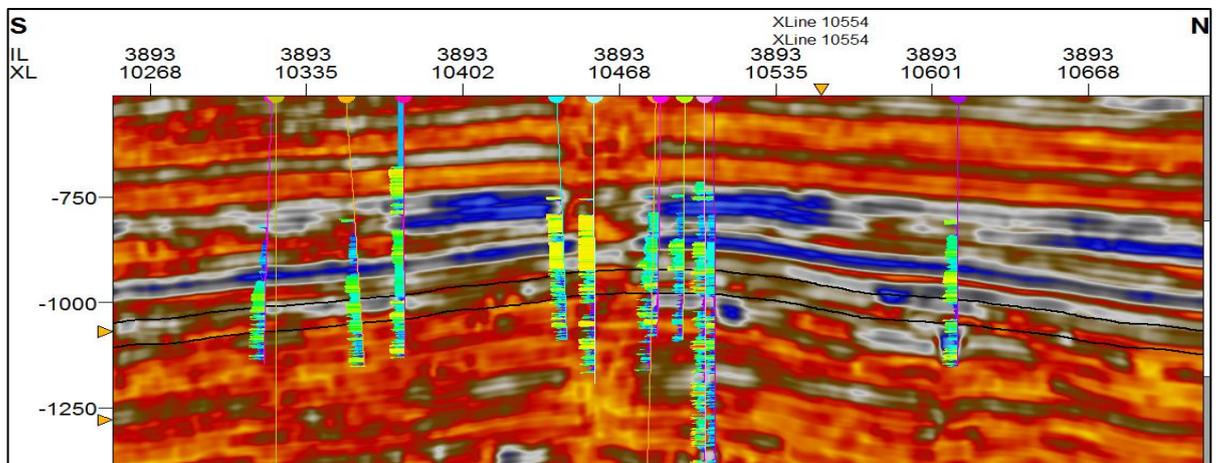


Рисунок 11 – Сейсмический профиль атрибута eXchrome R до ремасштабирования

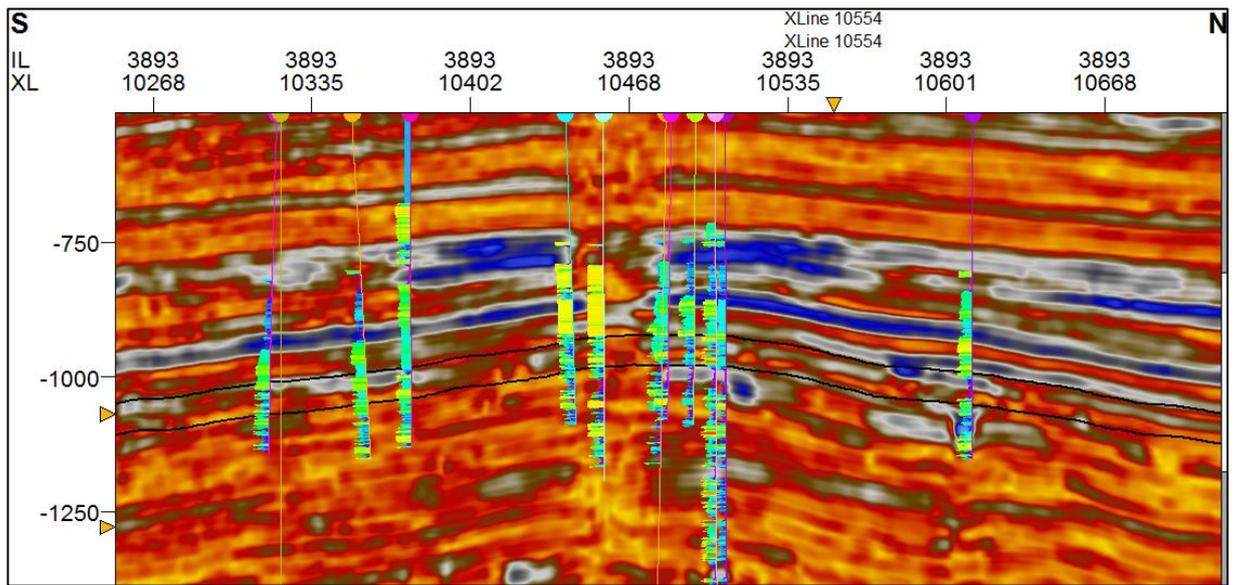


Рисунок 12 – Сейсмический профиль атрибута eXchrome G до ремасштабирования

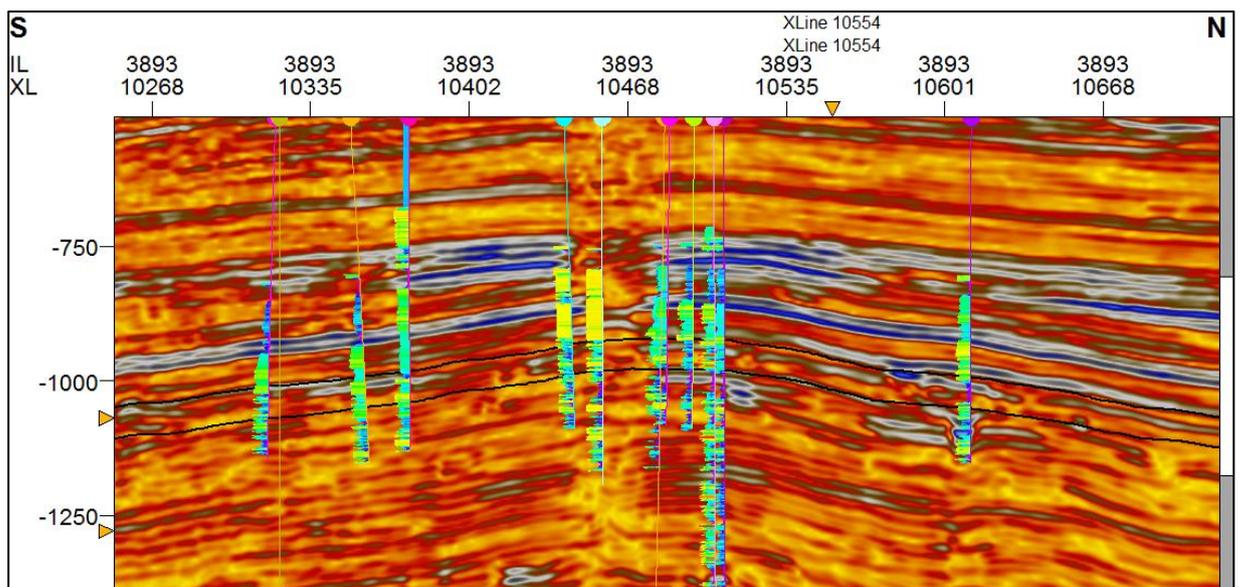


Рисунок 13 – Сейсмический профиль атрибута eXchrome B до ремасштабирования

3.6 Построение структурного каркаса

Следующим этапом после проведения атрибутного анализа является структурное моделирование. Структурное моделирование состоит из 2-х последовательных действий: корреляции пластов по скважинным данным и построение структурного каркаса на основе полученных отбивок при корреляции.

1) Корреляция пластов по скважинным данным.

Основными задачами корреляции были: выделить кровли и подошвы горизонтов, и полученные в процессе корреляции стратиграфические отбивки

использовать для построения структурного каркаса геологической модели. Для корреляции использовался набор ГИС: кривые гамма – каротажа и каротажа потенциала спонтанной поляризации. Суть корреляции заключается в следующем:

- Выделение линий чистых глин (максимальное положительная амплитуда кривых ГК и ПС) и линий чистых песчаников (максимальное значение отрицательной амплитуды кривых ГК и ПС), таким образом, осуществилось выделение проницаемых и непроницаемых участков.
- Прослеживание и выделение реперных горизонтов.

Корреляция осуществлялась следующим образом:

- В 2D окне были отображены все скважины, построены корреляционные схемы через встроенный в программе Petrel инструмент x-section editing (Рисунок 14);
- В окне well section window были визуализированы скважины с кривыми ГК И ПС, и сделана корреляция через инструмент well correlation. (Рисунок 15);

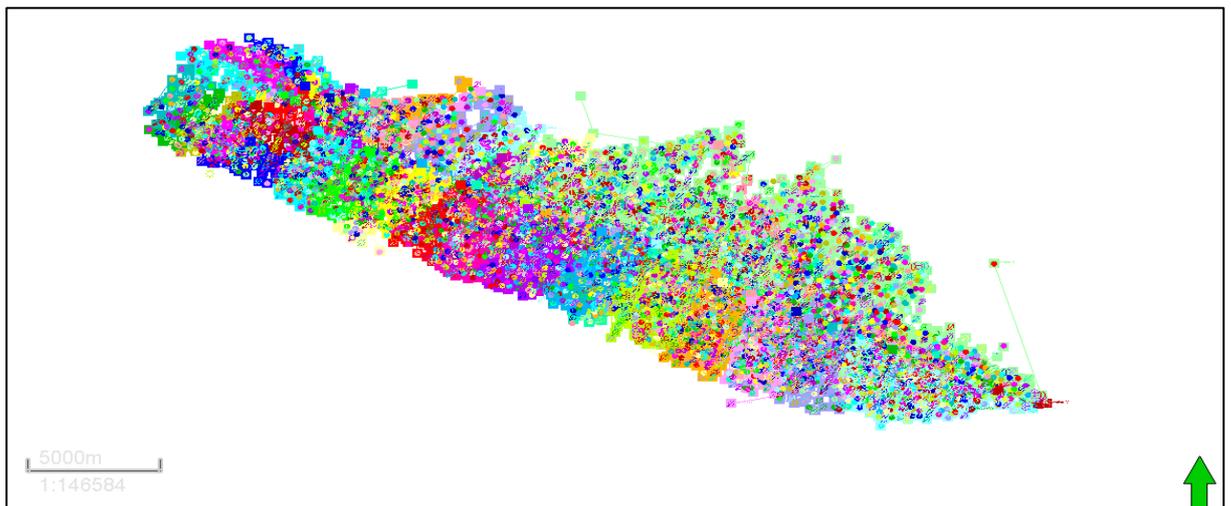


Рисунок 14 – Корреляционная схема по скважинам

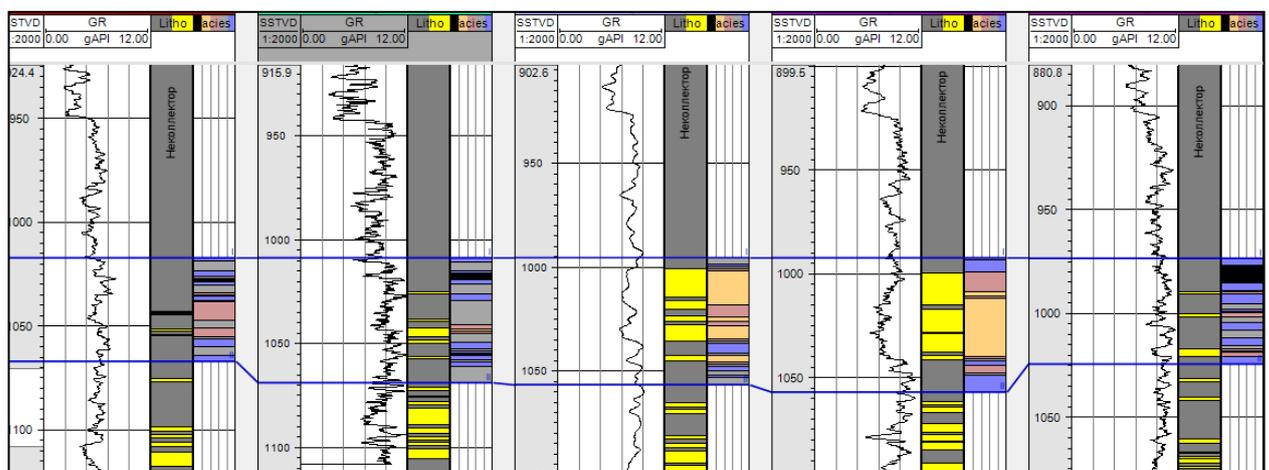


Рисунок 15 – Корреляционная схема по скважинам с отбивками исследуемого горизонта

2) Построение структурного каркаса.

Для построения структурного каркаса использовался процесс simple grid, так как в исследуемом участке месторождения нет разломов. В качестве входных данных были заданы поверхности, полученные по результатам интерпретации сейсмических данных (Рисунок 16 и 17). Сейсмические сигналы имеют следующий параметр – это фаза. Фаза-граница перехода от одной среды к другой, чтобы проследить эту границу закладывали именно сейсмические поверхности при построении структурного каркаса [11].

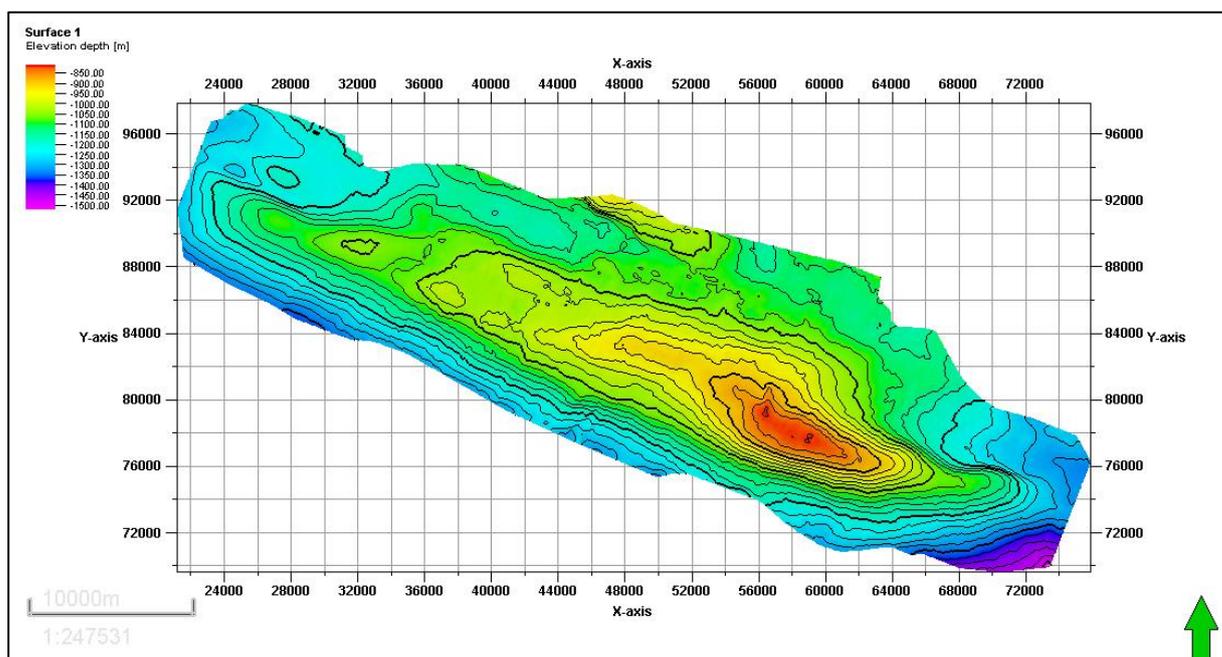


Рисунок 16 – Сейсмическая структурная карта по кровле горизонта 1

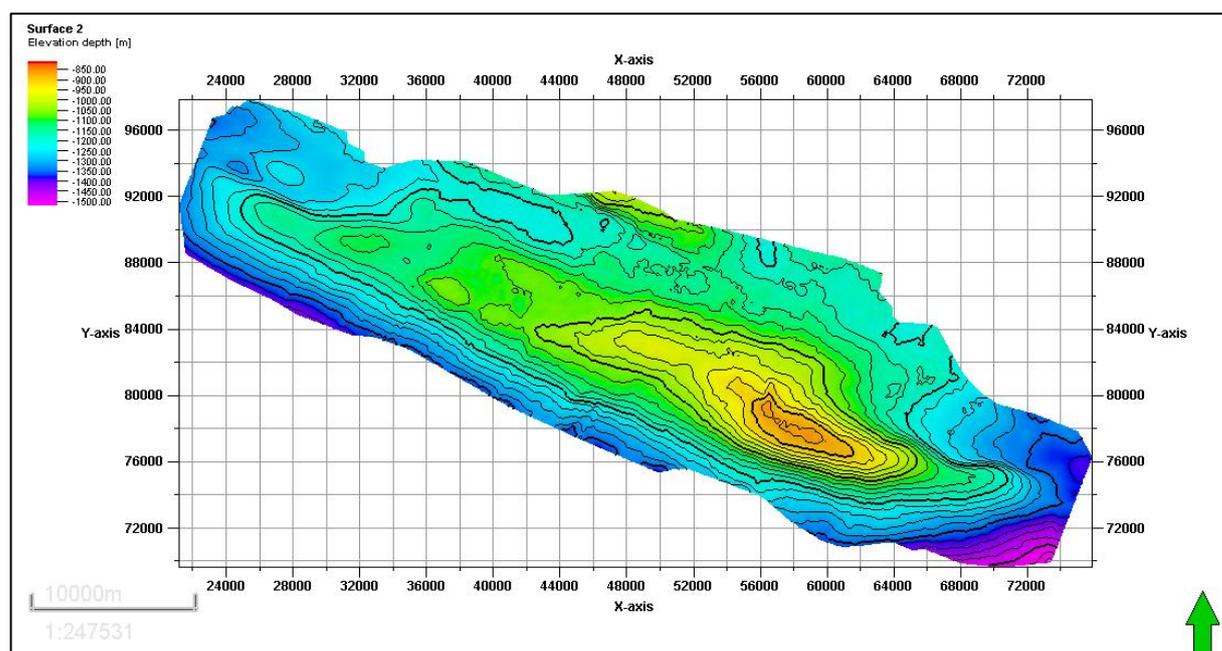


Рисунок 17 – Сейсмическая структурная карта по подошве продуктивного горизонта 1

Размерность структурного каркаса по латерали была выбрана 50x50м и является оптимальной при данном расстоянии между скважинами. Размерность ячеек по вертикали было принято взять 1 метр, связано со средней мощностью коллектора в исследуемом интервале.

После построения структурного каркаса была проведена процедура Seismic resampling – ремасштабирование 3 сейсмических кубов, полученные из атрибута eXchrome SG на ячейки сетки (Рисунок 18, 19, 20).

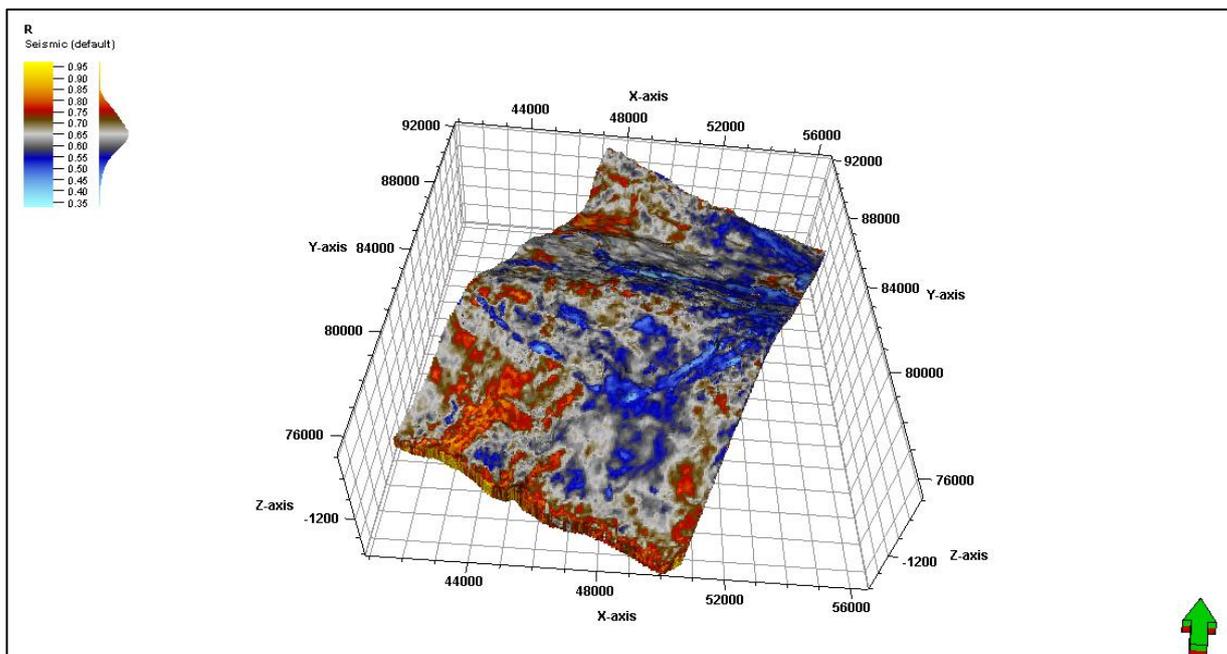


Рисунок 18 – Сейсмический куб eXchrome R после ремасштабирования

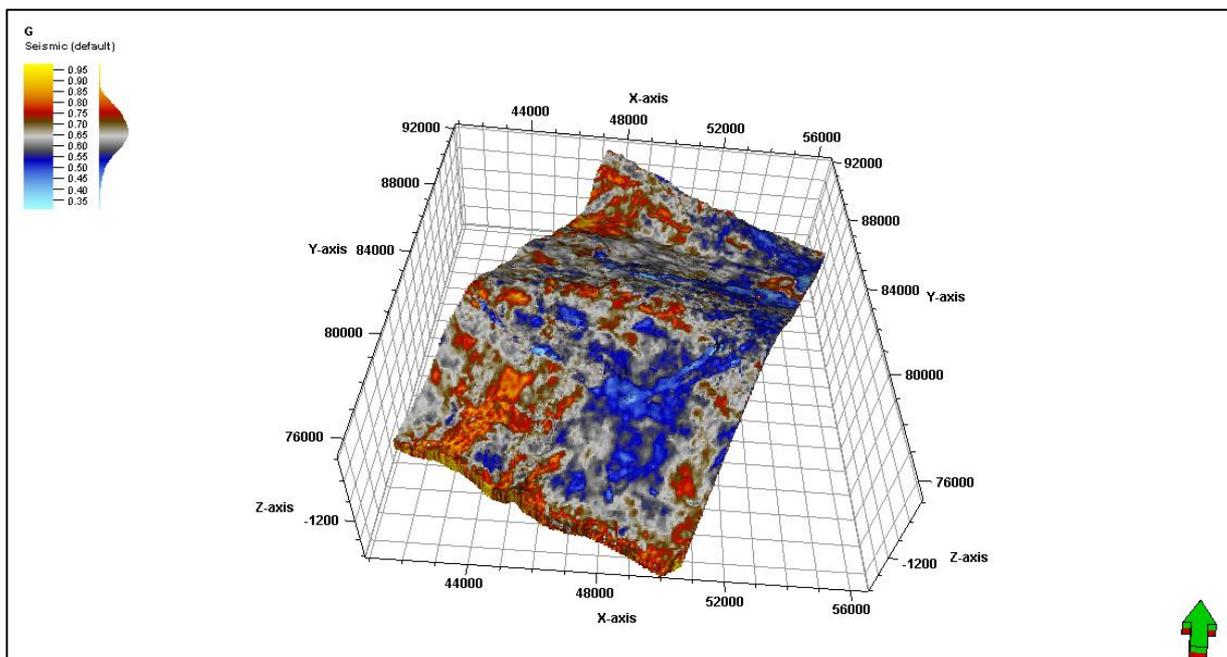


Рисунок 19 – Сейсмический куб eXchrome G после ремасштабирования

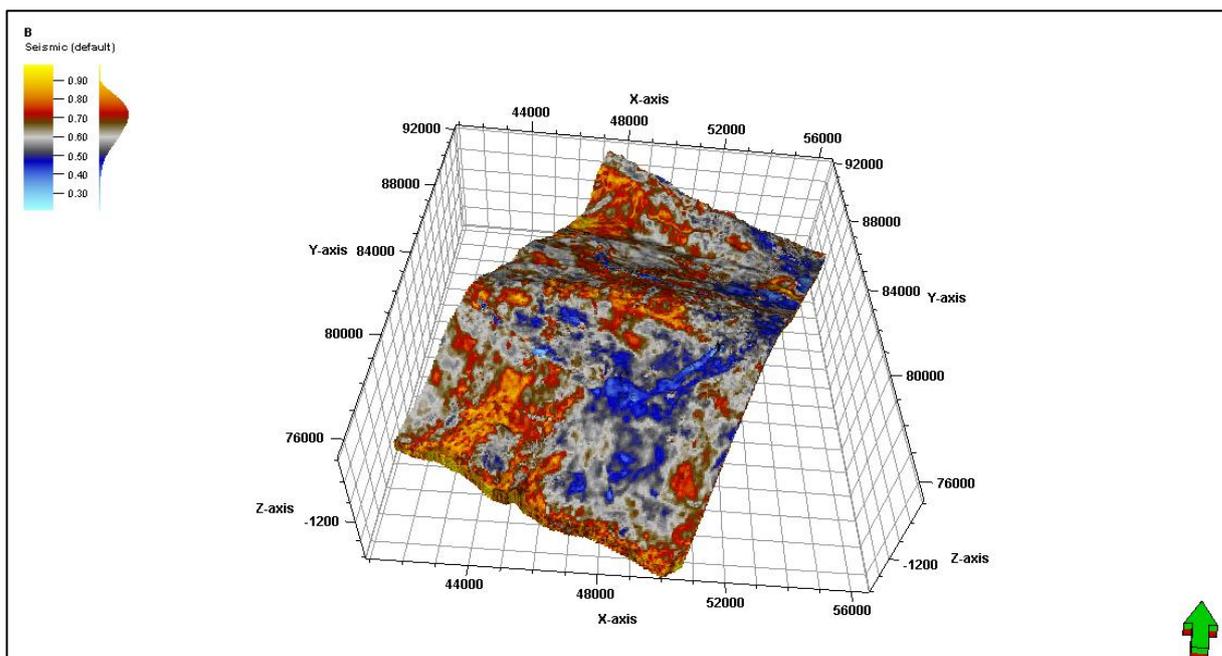


Рисунок 20 – Сейсмический куб eXchrome B после ремасштабирования

Для полученного структурного каркаса с сейсмическими поверхностями была проведена процедура Local model update с целью лучшей сходимости со скважинными отбивками.

3.7 Фациальное моделирование

После построения геометрии сетки, была проведена процедура Scale Up – ремасштабирование скважинных данных на ячейки сетки. Осреднялись параметры глинистости, литологии, пористости и нефтенасыщенности.

При осреднении непрерывных скважинных кривых глинистости, пористости и нефтенасыщенности на ячейки сетки использовался метод arithmetic. Это значит, что все значения, которые соответствует одной ячейке в интервале 1 метра, будут арифметически пересчитаны в единое значение.

При осреднении дискретной скважиной кривой литологии на ячейки сетки использовался метод most of. Это значит, что из всех значений, которые попадают в глубину ячейки, будет выбрано самое большое значение в ячейке [3].

Следующим этапом после осреднения скважинных данных на ячейки сетки является построение куба глинистости. Для этого была проведена процедура trend modeling, являющаяся основой для фациальной модели. На вход были заданы ремасштабированные значения глинистости и 3 ремасштабированных сейсмических куба, полученные из частотного атрибута eXchrome SG.

Таким образом, путем комплексирования скважинных данных РИГИС и ремасштабирования результатов атрибутивного анализа сейсмических данных на ячейки грида, был получен объемный тренд глинистости (Рисунок 21 и приложение А).

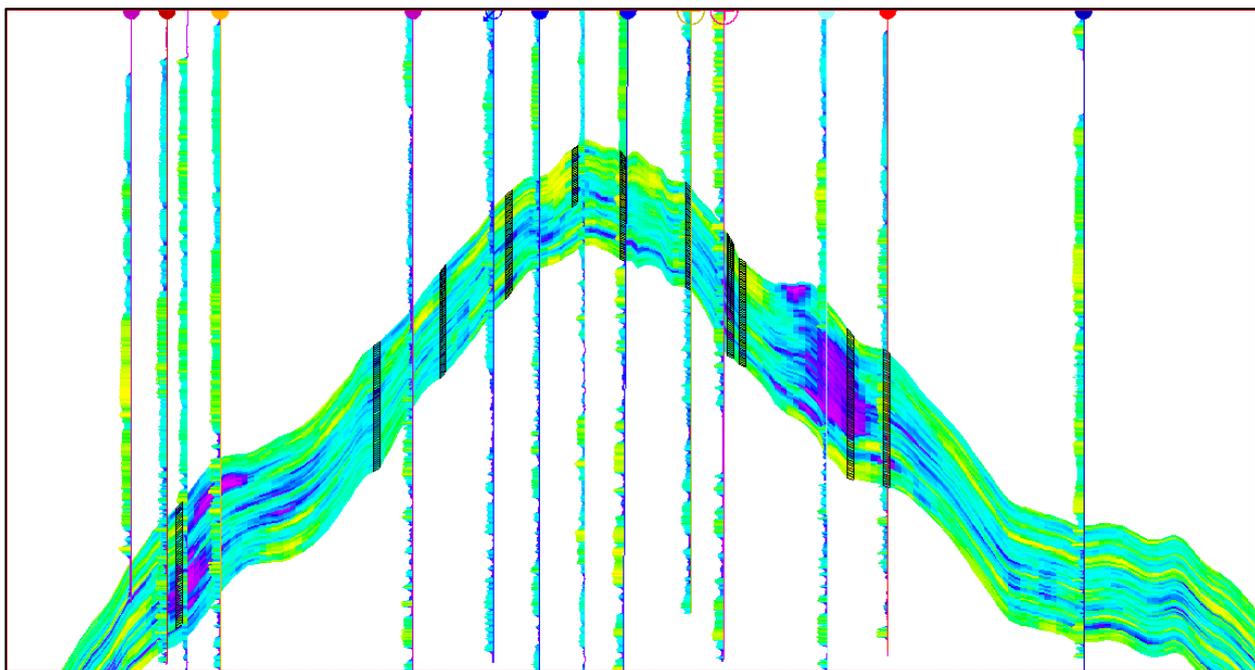


Рисунок 21 – Профиль по кубу глинистости

Куб глинистости был построен для построения фациальной модели. Данная процедура осуществлялась через инструмент калькулятор. Куб глинистости был разделен на 5 дискретных кодов с одинаковыми граничными значениями. (Таблица 1). Диапазонные значения выбирались на основе интерпретации керна (сопоставления результатов анализа керна на глинистость).

Таблица 1 - Значения куба фаций через куб глинистости

Код фации	Название фации	Значение глинистости
0	Неколлектор	80-100%
1	Хорошее русло	0-20%
2	Плохое русло	20-40%
3	Хорошая пойма	40-60%
4	Плохая пойма	60-80%

Куб фаций был построен для правильного распределения интервалов коллекторов, а также для выделения основных обстановок осадконакопления: русел и пойм. (Рисунок 22 и 23, приложение Б).

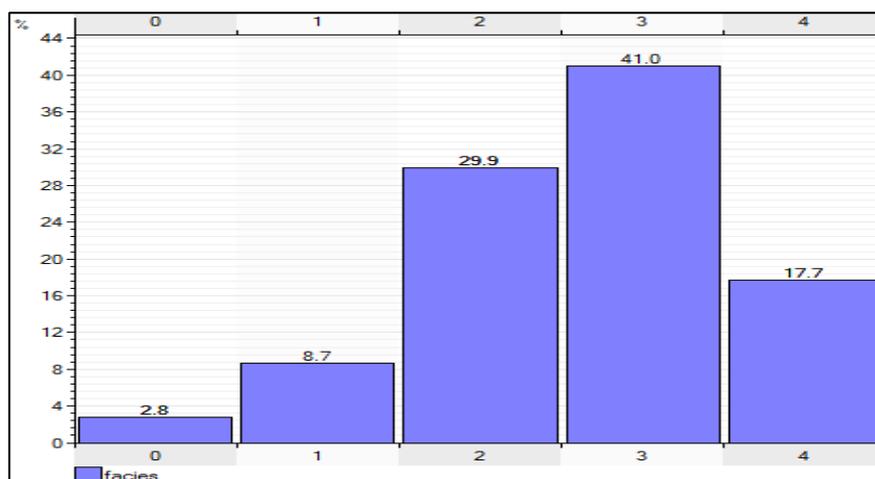


Рисунок 22 – Гистограмма распределения куба фаций с преобладающими фациями русел и пойм (код 2 и 3)

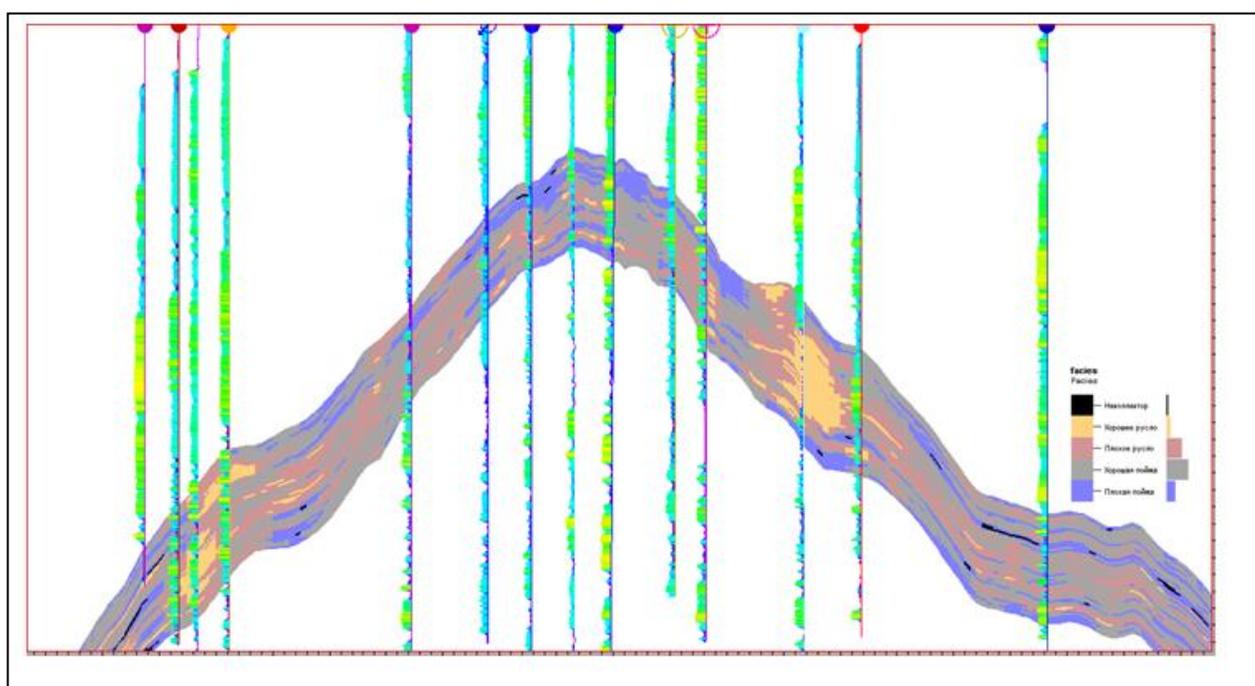


Рисунок 23 – Профиль по кубу фаций

Построение куба коллектора осуществлялось методом распределения данных РИГИС для каждой фации отдельно, для лучшей связности и учета анизотропии коллекторов по площади месторождения (Рисунок 24, приложение В).

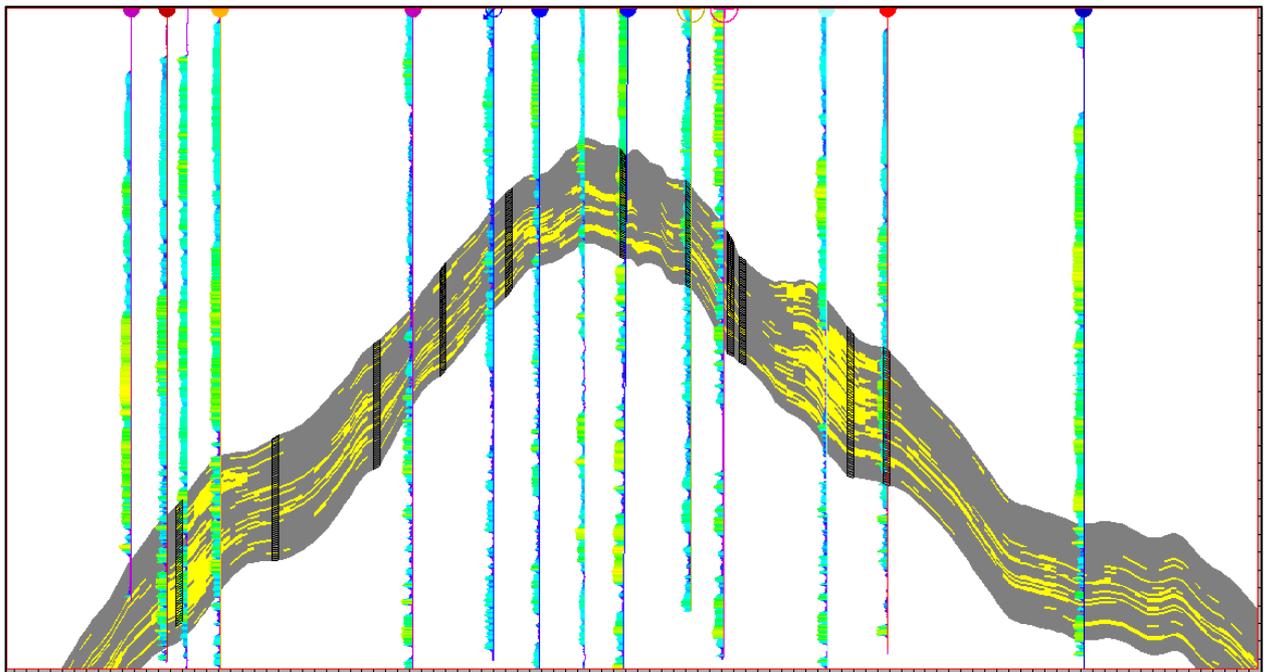


Рисунок 24 – Профиль по кубу коллектора

На основе построенного куба коллектора была построена карта толщин по кубу коллектора (Рисунок 25).

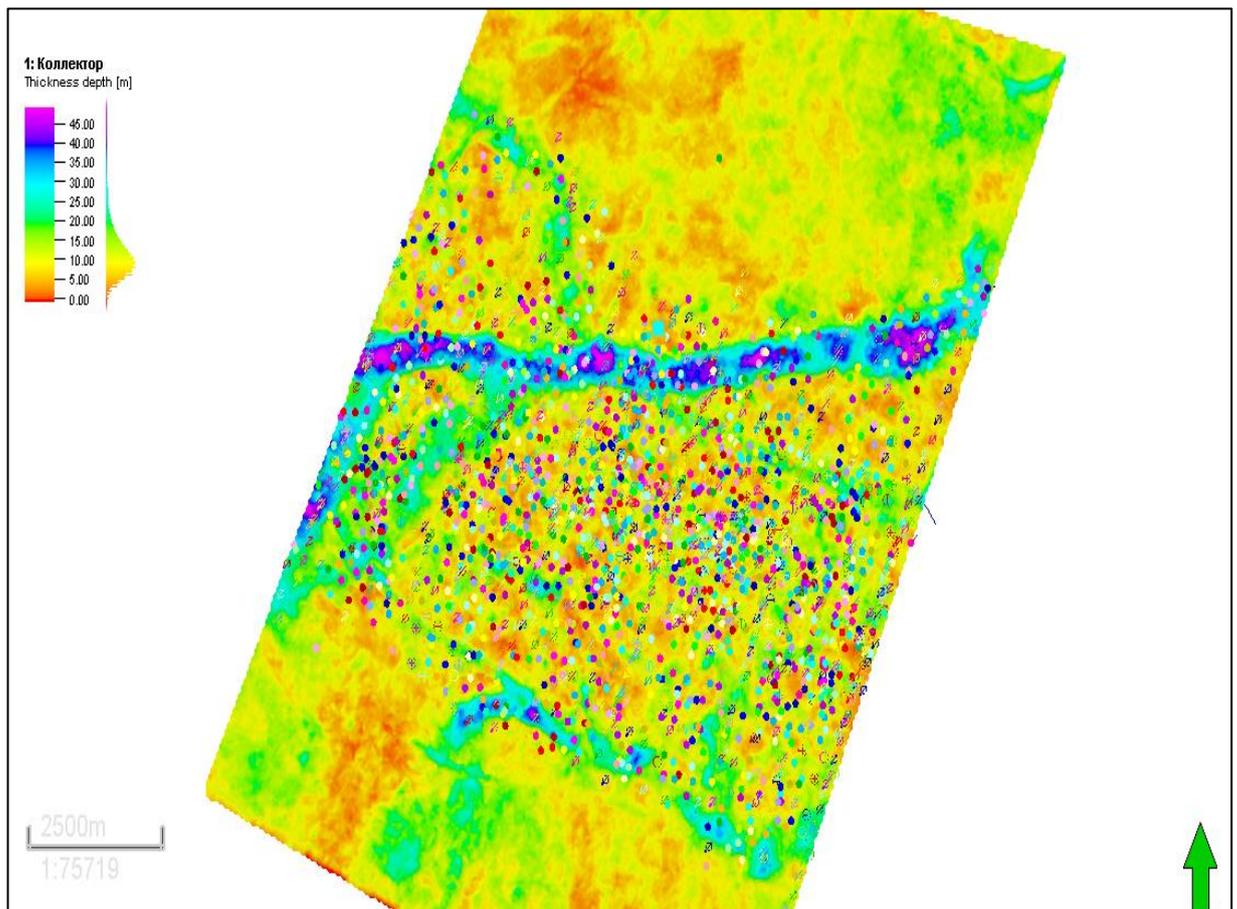


Рисунок 25 – Карта толщин по кубу коллектора

Контроль качества построения куба глинистости и литологии осуществлялся путем сравнения гистограмм распределения значений 3Д кубам и по данным ГИС (Рисунок 26 и 27).

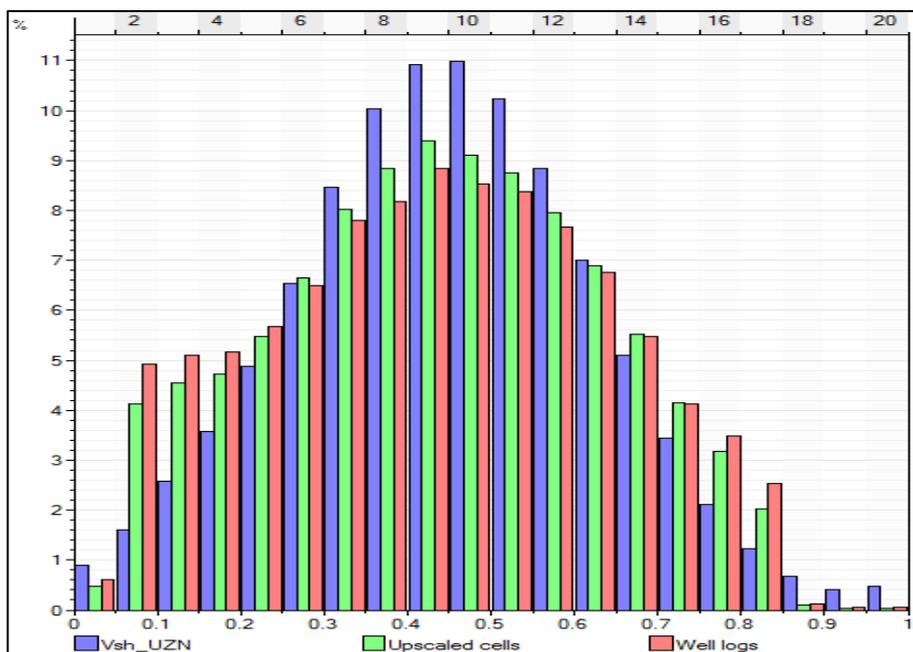


Рисунок 26 – Гистограмма распределения куба глинистости

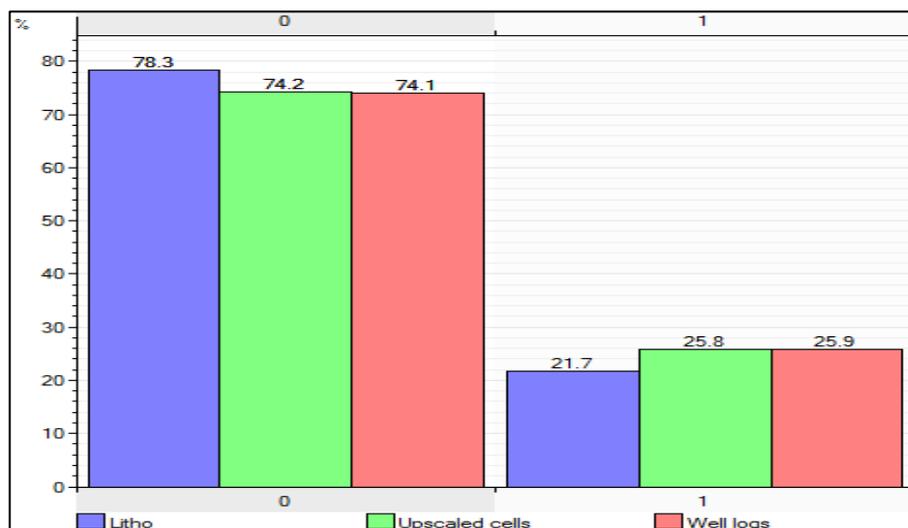


Рисунок 27 – Гистограмма распределения куба литологии

3.8 Петрофизическое моделирование

Построение куба пористости и насыщенности.

Исходными данными для построения кубов петрофизических параметров являлись результаты интерпретации ГИС. Куб пористости построен с помощью petrophysical modeling методом SIS интерполяции данных РИГИС в интервалах коллектора (Приложение Г). Куб насыщенности построен методом SIS интерполяции данных РИГИС.

Алгоритм SIS – метод стохастического моделирования, который выполняет следующие действия [9]:

- 1) Последовательно обходит точки на сетке с неизвестными значениями по случайной траектории;
- 2) Определяет какие значения и с какими вероятностями параметр может иметь в этой неизвестной точке по известным значениям данного параметра (скважинах);
- 3) Реализует полученные вероятности случайным образом и заносит в рассматриваемую точку;
- 4) Помещенное в точку значение присоединяется к числу известных данных и может использоваться для нахождения значений в новых точках.

Контроль качества построения куба пористости и насыщенности осуществлялся путем сравнения гистограмм распределения значений пористости по 3Д кубу и по данным ГИС (Рисунок 28 и 29).

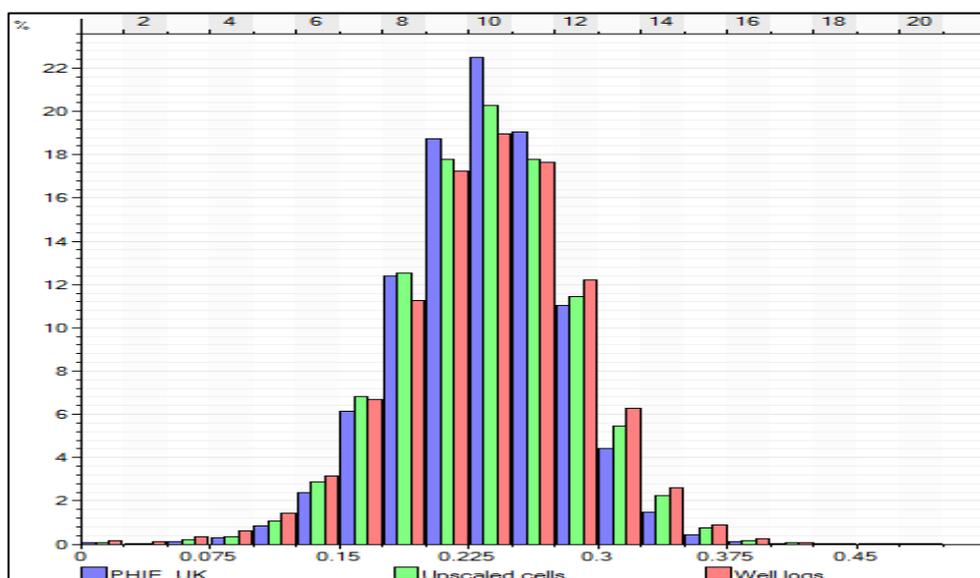


Рисунок 28 – Гистограмма распределения пористости

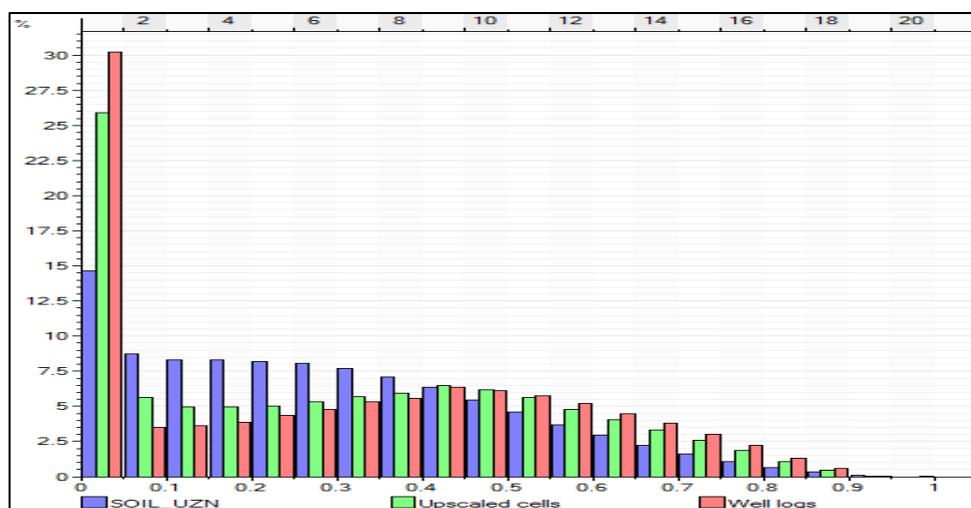


Рисунок 29 – Гистограмма распределения насыщенности

По результатам построения кубов пористости и нефтенасыщенности, был сделан вывод, что основные нефтенасыщенные коллектора связаны с неструктурными ловушками рукавообразных каналов (Рисунок 30 и 31).

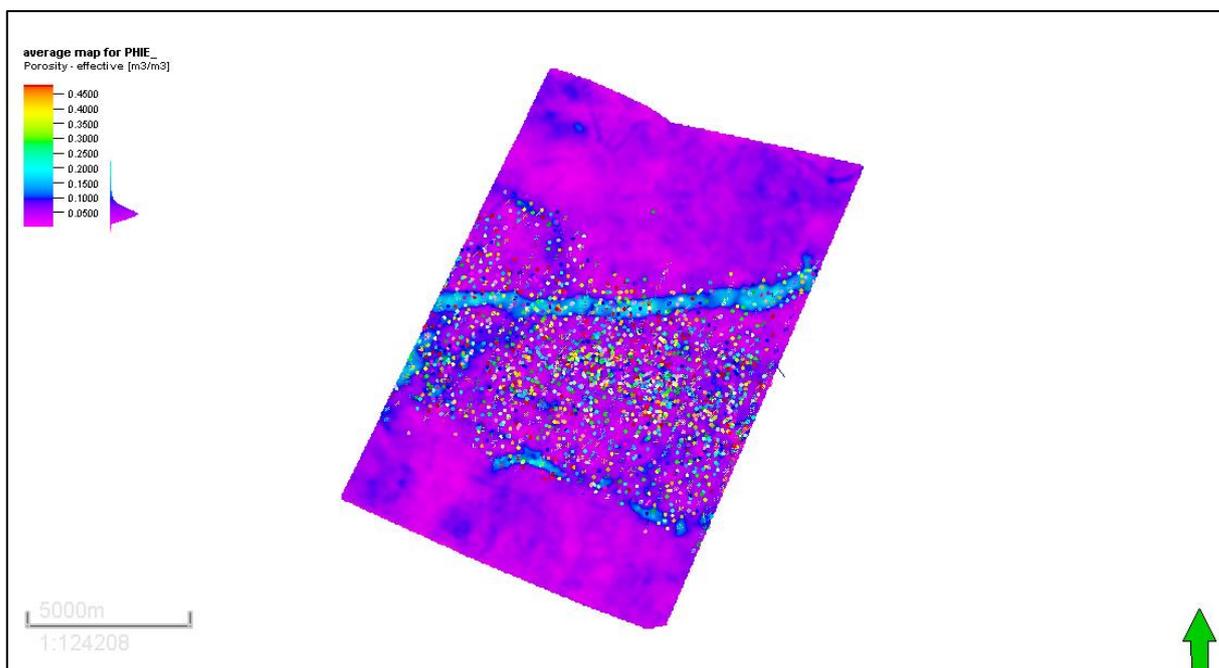


Рисунок 30 – Карта средней пористости

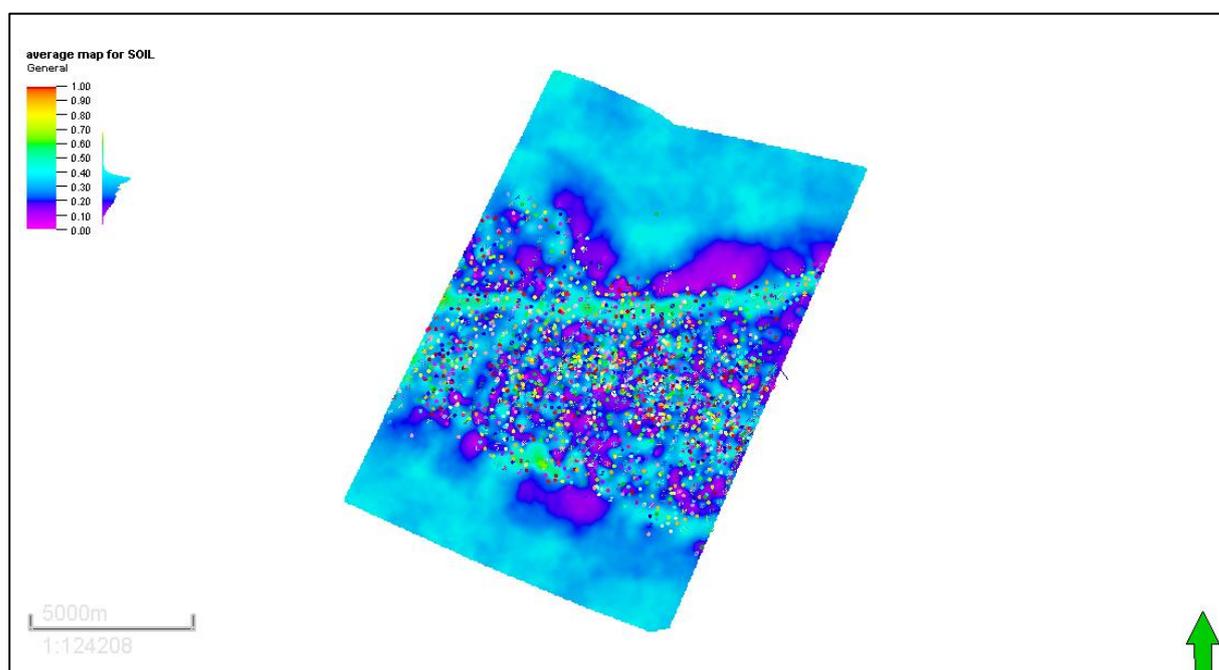


Рисунок 31 – Карта средней насыщенности

3.9 Подсчет запасов

По результатам геологического моделирования проводилась оценка запасов объемным методом по каждой фации [10].

$$Q = S \times H \times K_{\Pi} \times S_{\text{H}} \times B_{\text{H}} \times \rho_{\text{H}} \quad (7)$$

Q – Геологические запасы нефти, тыс. тонн;
 S – Площадь нефтеносности, тыс. кв. км;
 H – Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 $K_{п}$ – Коэффициент пористости, д. ед;
 $S_{н}$ – Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед;
 $B_{н}$ – Пересчетный коэффициент, д. ед;
 $\rho_{н}$ – Плотность нефти, г/см³;

По данным из отчета по подсчету запасов уровень водонефтяного контакта находится на глубине – 1130 метров (Приложение Д), это значение использовалось при оценке запасов нефти. Предварительные результаты подсчета запасов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Подсчет начальных геологических запасов

Фация	Общий объем пород, тыс м3	Эффективн. объем пород, тыс м3	Эффективн. поровый объем, тыс м3	Нефтенасыщ. объем пород, тыс м3	Коэффициент пористости, д.ед	Коэффициент нефтенасыщ, д.ед	Пересчетный коэффициент, д.ед.	Плотность, г/см3	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т
Русло с хорошей проницаемостью	533774	458141	114448	65819	0.25	0.57	0.833	0.854	46822
Русло с плохой проницаемостью	1657132	702772	160183	62651	0.23	0.39	0.833	0.854	44568
Пойма с хорошей проницаемостью	2206945	92345	19144	4650	0.20	0.24	0.833	0.854	3307
Пойма с плохой проницаемостью	770884	2850	580	142	0.20	0.24	0.833	0.854	101
Неколлектор	58976	185	29	5	0.15	0.17	0.833	0.854	4
Итого	5227711	1256293	294384	294384					94802

В каждой ячейки рассчитывается ее геометрический объем. Сумма объемов ячеек в пределах насыщенной зоны, за вычетом ячеек – неколлекторов, составляет общий объем залежи. Сумма геометрических объемов ячеек, умноженных на пористость в ячейках, составляет поровый объем, а сумма геометрических объемов ячеек, умноженных на пористость и на нефтенасыщенность, составляет объем углеводородов в пластовых условиях. Для расчета запасов нефти в поверхностных условиях и в тоннах, пластовые объемы умножаются на пересчетный коэффициент и на плотность дегазированной нефти. Значение пересчетного коэффициента и плотности нефти были взяты из отчета подсчету запасов.

По результатам предварительных расчетов 3Д геологической фациальной модели, суммарные начальные запасы нефти по участку месторождения Южного Мангышлака составляет 94 млн тонн.

Можно сделать вывод о том, что основные запасы нефти на месторождении связаны с русловыми фациями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогу данной дипломной работы:

1. Была построена фациальная геологическая модель месторождения;
2. Выделены основные обстановки осадконакопления: русла и поймы;
3. Применены новые методики по комплексированию скважинных и сейсмических данных;
4. Изучение анизотропии пласта;
5. Основа для гидродинамической модели;
6. Модель может применяться для снижения неопределенностей при бурении новых скважин.

Благодаря новым подходам к комплексированию геолого-промысловых данных, на основе данной фациальной геологической модели, есть возможность откартировать русла и поймы, что в последствии позволит оптимизировать разработку месторождения и снизить неопределённости при бурении скважин.

Для улучшения качества геологической модели рекомендуется:

- Провести отбор керна и его седиментологический анализ;
- Провести детальную привязку сейсмических данных к скважинам;
- По специальным исследованиям керна (капилярометрии) построить функцию насыщенности (J-функция).

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

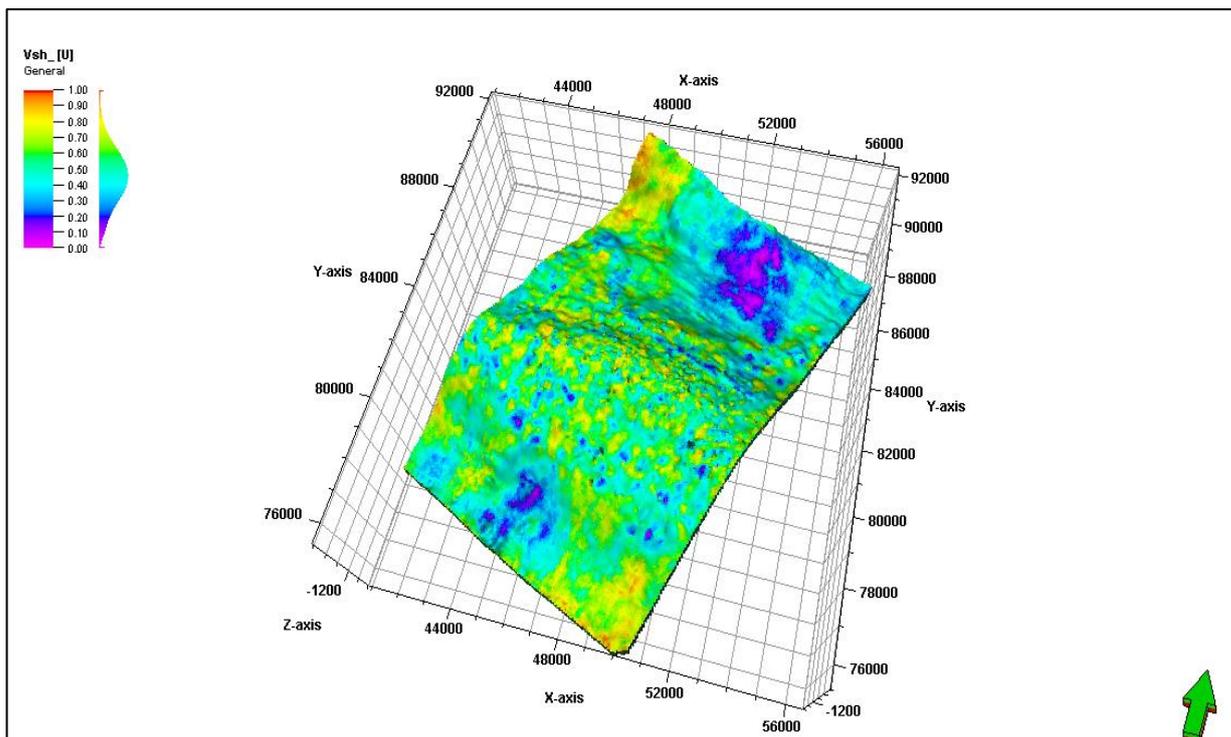
1. ТОО – товарищество с ограниченной ответственностью;
2. МОВ – метод отраженных волн;
3. КМПВ – корреляционный метод преломлённых волн;
4. ОГТ – метод общей глубинной точки;
5. ВРС – высоко разрешающая сейсморазведка;
6. ВНК – водонефтяной контакт;
7. ГИС – геофизические исследования скважин;
8. РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;
9. ГК – гамма – каротаж;
10. ПС – каротаж потенциала самопроизвольной поляризации;
11. ПО – программное обеспечение;
12. УВ – углеводороды;
13. SIS – sequential indicator simulation;
14. ФЕС – фильтрационно – ёмкостные свойства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 КазНИПИМунайгаз, «Подсчет запасов нефти и газа», Актау, 2016
- 2 Robertson Research International, «Отчет по основным обстановкам осадконакопления Южного Мангышлака,» Robertson Research International, Актау, 2001
- 3 Schlumberger, Введение в Petrel, Хьюстон: Schlumberger, 2016
- 4 А. В. Ежова, «Геологическая интерпретация геофизических данных» 2012 / <https://portal.tpu.ru/SHARED/p/PTG/study/geofiz%20dan/Tab1/study.pdf>
- 5 И. Г. Сквородников, Геофизические исследования скважин, Екатеринбург, 2014
- 6 О. С. Чернова, «Седиментология резервуара» 2004 / <https://www.geokniga.org/books/1195>
- 7 З. К. Е. Кирилов А. С., Практикум по сейсмической интерпретации в Petrel, Москва: МАИ - ПРИНТ, 2014
- 8 E. M. D. Ralph Daber, Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов, Schlumberger, 2007
- 9 Е. Ковалевский, Геологическое моделирование на основе геостатистики, Женева, 2012
- 10 Х. Д. И. Грунис Е. Г., Подсчет запасов объемным и вероятностным методами с помощью программного комплекса Petrel - 2013, Геология нефти и газа, 2017
- 11 «Построение грида (горизонта) по сейсмической интерпретации» 2018 / <http://petroportal.ru/post/postroenie-grida-gorizonta-po-seysmicheskoy-interpretacii.html>

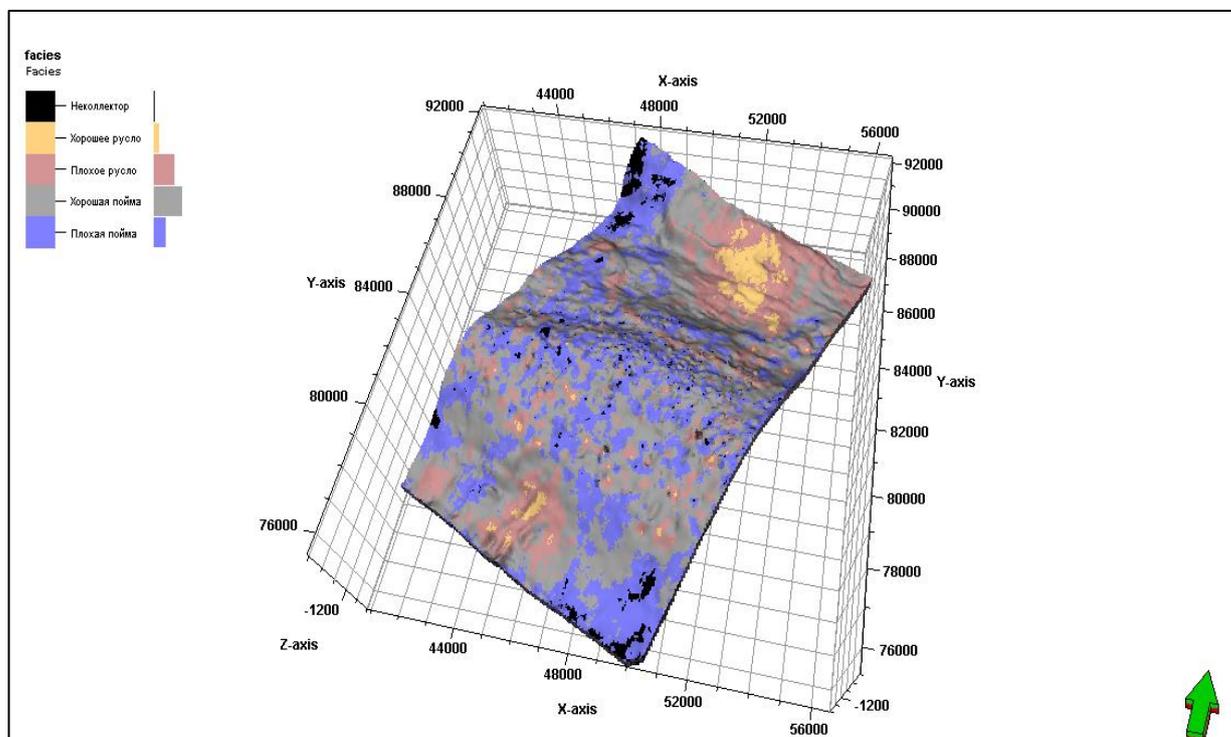
Приложение А

Куб глинистости по геологической модели



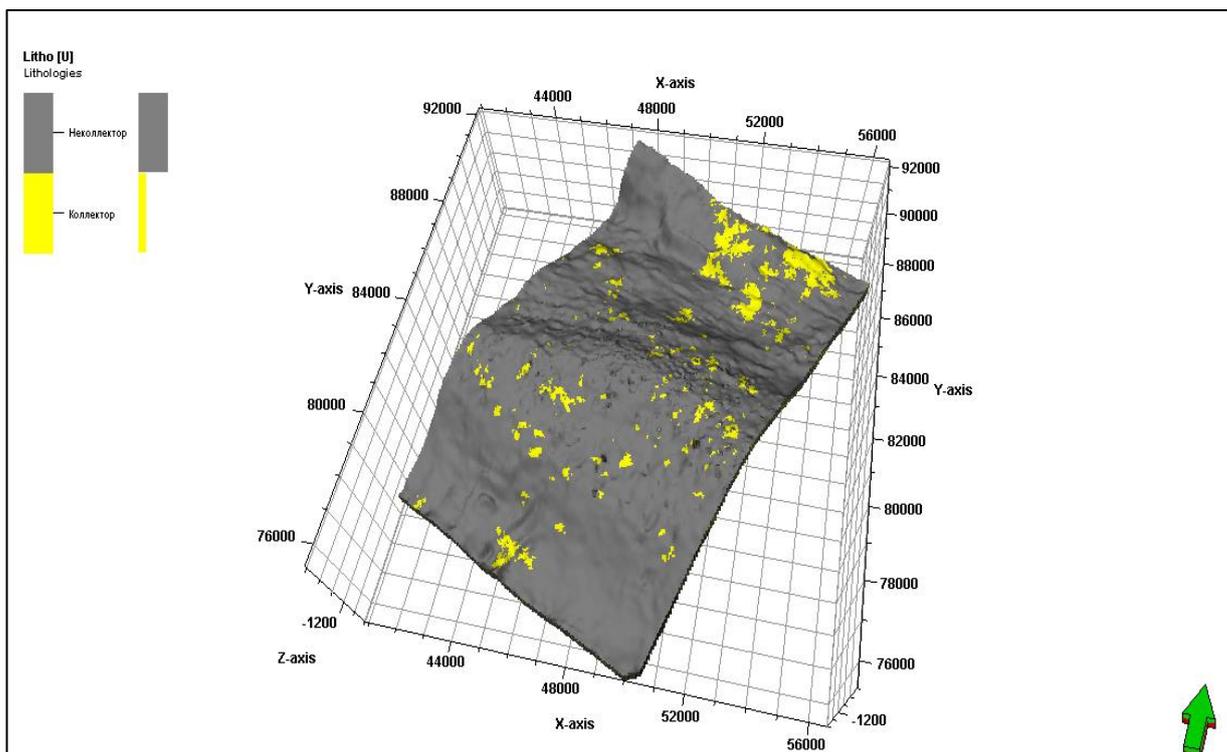
Приложение Б

Куб фаций по геологической модели



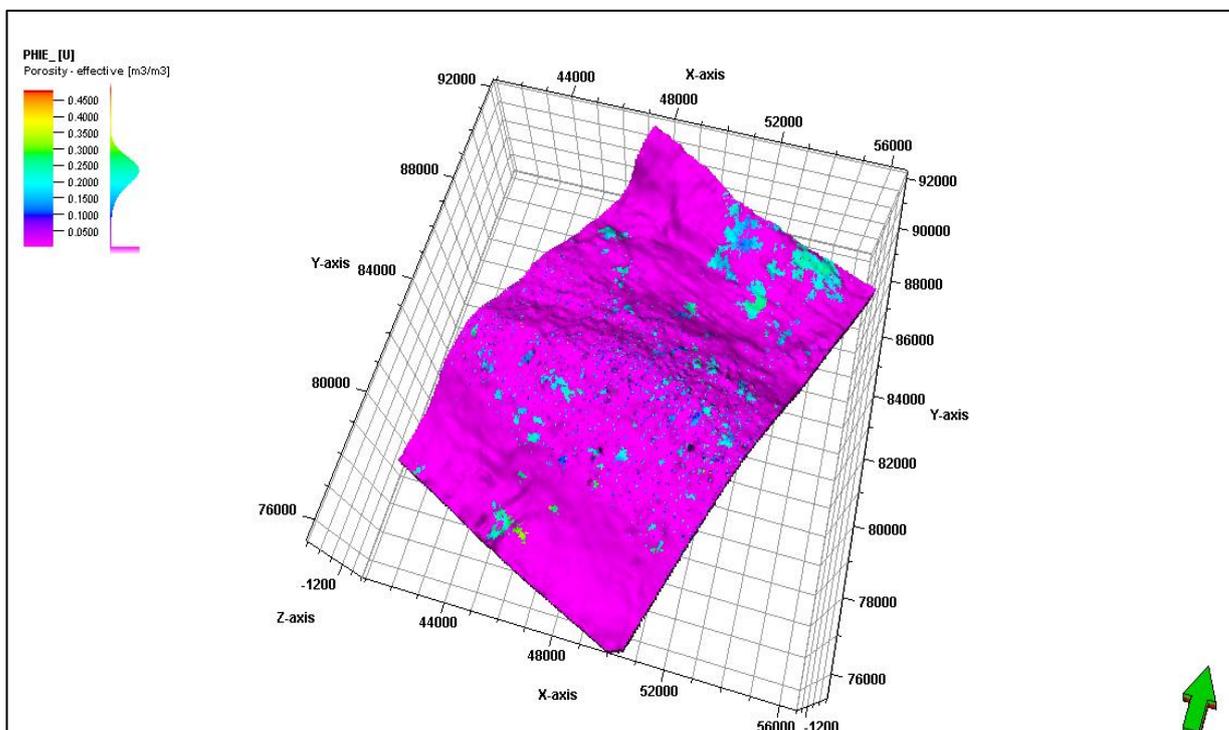
Приложение В

Куб коллектора по геологической модели



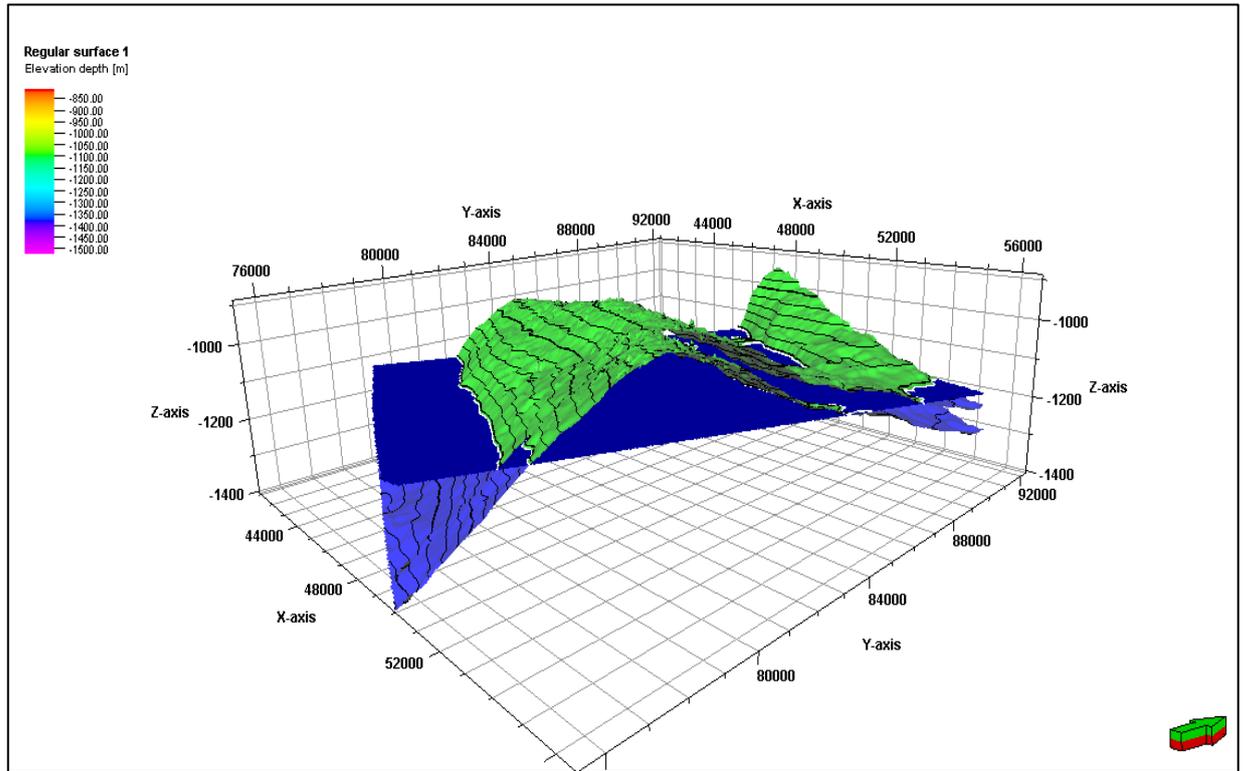
Приложение Г

Куб пористости по геологической модели



Приложение Д

Структурный каркас геологической модели с уровнем водонефтяного контакта



РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

Калиева Мадина Жарасовна

На тему «Анализ исходных геолого-геофизических данных и построение фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака»

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Замечания к дипломной работе представлены автору в устной форме и должны быть устранены при подготовке материалов к защите

Обоснованность темы исследований и постановки задач

Построение фациальной геологической модели, путем комплексирования всех имеющихся геолого-геофизических данных (керна, ГИС, сеймика) является наиболее эффективным инструментом для уточнения геологического строения месторождения, а также является основой для гидродинамической модели, что позволяет минимизировать риски при разработке месторождения.

В связи с этим, считаю тему дипломной работы, обоснованной и актуальной.

Оценка работы

Данная дипломная работа посвящена анализу геолого-геофизических данных и построению фациальной геологической модели месторождения.

В первом разделе дипломной работы представлены общие сведения месторождении, геологическая изученность, литолого-стратиграфическая характеристика месторождения, тектоника, нефтегазоносность и гидрогеология. Данные главы имеют важную роль для изучения геологического строения месторождения.

Во втором разделе представлена проектная часть дипломной работы, которая включает в себя результаты седиментологического анализа керна по фотографиям, где показаны работы по привязке керна к данным ГИС, описание керна по фациям и концептуальная модель месторождения. Также, сбор и анализ геолого-геофизических данных, корреляция стратиграфических отбивок, построение структурного каркаса геологической модели, построение литолого-фациальной модели, кубов ФЕС, а также подсчет запасов нефти объемным методом.

Рассматриваются результаты анализа качества структурной интерпретации сейсмических данных, результаты работ по атрибутивному анализу сеймики, построению структурных поверхностей, как основы для структурного каркаса

геологической модели. Представлена методика комплексирования геолого-геофизических данных для построения куба фаций.

В последнем разделе представлены выводы и рекомендации по улучшению геологической модели месторождения.

Дипломная работа, выполненная Калиевой Мадией Жарасовной на тему «Анализ исходных геолого-геофизических данных и построение фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака», является результатом самостоятельной работы и анализа предоставленных материалов, в соответствии с актуальной темой. Работа содержит разъяснения, а также графику и таблицы.

Данная дипломная работа полностью соответствует требованиям, предъявляемым к дипломным работам, а автор рекомендуется к защите.

Рецензент

Старший инженер службы развития
Ресурсной базы разрабатываемых месторождений
ТОО «КМГ Инжиниринг»



Конысов Н.Ж.

(подпись)

«01» мая 2021 г.

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломную работу Калиевой Мадины Жарасовны
Специальность 5В070600 – Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых

Тема: «Анализ исходных геолого-геофизических данных и построение
фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака»

Дипломная работа состоит из введения, трех разделов, заключения, перечня сокращений, списка используемой литературы из 11 наименований; всего 47 страницы текста, а также 5 графических приложений, 31 рисунок, 2 таблицы и 7 формул.

Суть работы заключается в анализе геолого-геофизических данных и в построении фациальной модели месторождения Южного Мангышлака для выделения основных обстановок осадконакопления и подсчета начальных запасов нефти. Подсчет запасов проводился по результатам геологического моделирования. Практическая часть дипломной работы полностью была выполнена в ПО «Petrel».

Автором был обработан и проанализирован внушительный объем опубликованных источников, а также проведена последовательная работа по построению модели месторождения. В процессе подготовки дипломной работы Калиева Мадина продемонстрировала успешное применение теоретических знаний, полученных в стенах университета, на практике.

По моему мнению, тема дипломной работы раскрыта полностью и составлена в соответствии со всеми требованиями на высоком уровне.

Дипломный проект Калиевой Мадины может быть рекомендован к защите с присвоением ей академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Научный руководитель:

Кандидат геолого-минералогических наук, сеньор-лектор



Узбекгалиев Р. Х.
«3» июня 2021

Метаданные

Название

Анализ исходных, геолого-геофизических данных и построение фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака

Автор

Калиева Мадина Жарасовна

Научный руководитель

Ризахан Узбекглиев

Подразделение

ИГНИГД

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв		1
Интервалы	A→	0
Микропробелы		0
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)	a	5

Объем найденных подоби

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



25

Длина фразы для коэффициента подобия 2



3651

Количество слов



34908

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 расположенными рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	ЦВЕТ ТЕКСТА
НОМЕР			
1	https://stud.kz/ru/referat/show/32489	13	0.36 %
2	https://stud.kz/ru/referat/show/32489	12	0.33 %
3	Геологическое строение, нефтегазоносность подсоловых отложений востока Прикаспийской впадины и проект разведки месторождения Северная Трува. Кагазов Сапарамат Сериков 5/8/2019 Satbayev University (ИГНИГД)	11	0.30 %

4	Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины Қарабаянова Лейла Маратқызы 5/18/2020 Satbayev University (ИГНи ГД)	11	0.30 %
5	https://ppt-online.org/407948	10	0.27 %
6	Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины Қарабаянова Лейла Маратқызы 5/18/2020 Satbayev University (ИГНи ГД)	10	0.27 %
7	Геологическое строение, нефтегазоносность подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины и проект разведки месторождения Северная Трува. Кагазов Саламат Серикович 5/8/2019 Satbayev University (ИГНи ГД)	10	0.27 %
8	https://ppt-online.org/407948	5	0.14 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

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

из домашней базы данных (1.15 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Геологическое строение, нефтегазоносность подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины и проект разведки месторождения Северная Трува. Кагазов Саламат Серикович 5/8/2019 Satbayev University (ИГНи ГД)	21 (2)	0.58 %
2	Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины Қарабаянова Лейла Маратқызы 5/18/2020 Satbayev University (ИГНи ГД)	21 (2)	0.58 %

из программы обмена базами данных (0.00 %)

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

из интернета (1.10 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	https://stud.kz/ru/referat/show/32489	25 (2)	0.68 %
2	https://ppt-online.org/407948	15 (2)	0.41 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

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

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Калиева Мадина Жарасовна

Название: Анализ исходных, геолого-геофизических данных и построение фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака

Координатор: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент подобия 1: 2.2

Коэффициент подобия 2: 0

Замена букв: 1

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;

обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;

обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией

Дата

«3» июня 2021 года



Подпись Научного руководителя

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Калиева Мадина Жарасовна

Название: Анализ исходных, геолого-геофизических данных и построение фациальной геологической модели месторождения Южного Мангышлака

Координатор: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент подобия 1: 2.2

Коэффициент подобия 2: 0

Замена букв: 1

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;

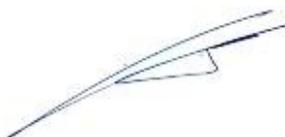
обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;

обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

Дата

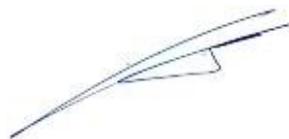


Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Диплом допускается к защите перед государственной комиссией.

Дата

A handwritten signature in blue ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения