

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 геофизики

Ахатқызы Дана

«Использование современных интерпретационных комплексов для уточнения
геологического строения месторождения Безымянное с целью оптимизации
системы разработки и добычи»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 5B070600 – «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 геофизики

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
Геофизики, доктор геолого-
минералогических наук,
профессор



Абетов А.Е.

«30» мая 2021 ж.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Использование современных интерпретационных комплексов для
уточнения геологического строения месторождения Безымянное с целью
оптимизации системы разработки и добычи»

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

Выполнила: Ахатқызы Дана

Научный руководитель



Умирова Г. К.

«29» мая 2021 ж.

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 геофизики

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Геофизики,
доктор геолого-минералогических
наук, профессор



Абетов А.Е.

«30» мая 2021ж.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающийся: Ахатқызы Дана

Тема: «Использование современных интерпретационных комплексов для уточнения геологического строения месторождения Безымянное с целью оптимизации системы разработки и добычи»

Утверждена приказом Ректора Университета № 2131-б от «24» ноября 2020 года

Срок сдачи законченной работы «2» июня 2021 г

Исходные данные к дипломной работе:

Краткое содержание дипломной работы:

а) Общие сведения о районе работ

б) Геолого-геофизическая изученность района работ

в) Геологическое строение района работ (литолого-стратиграфическая характеристика разреза, тектоника района, нефтегазоносность)

д) Методика полевых работ 2002 года; Проблемы и сложности результатов переработки 2012 года; Пути их решения при интерпретации 2018 года

е) Информационные технологии при обработке и интерпретация сейсмических данных

ж) Результаты структурной интерпретации

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): представлены 26 слайдов презентации работы

Рекомендуемая основная литература: из 8 наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Общие сведения о место- рождениях	11.05.2021 г.	выполнено
Современное состояние геолого-геофизической изученности района работ	13.05.2021 г.	выполнено
Методика полевых работ 2002 года. Проблемы и сложности результатов переработки 2012 года. Пути их решения при интерпретации 2018 года	17.05.2021 г.	выполнено
Информационные технологии при обработке и интерпретация сейсмических данных	19.05.2021 г.	выполнено
Результаты структурной интерпретации	25.05.2021 г.	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
Общие сведения о месторождений	Г. К. Умирова, доктор философии Ph.D	26.05.2021 г.	
Современное состояние геолого-геофизической изученности района работ	Г. К. Умирова, доктор философии Ph.D	26.05.2021 г.	
Методика полевых работ 2002 года. Проблемы и сложности результатов переобработки 2012 года. Пути их решения при интерпретации 2018 года	Г. К. Умирова, доктор философии Ph.D	26.05.2021 г.	
Информационные технологии при обработке и интерпретация сейсмических данных	Г. К. Умирова, доктор философии Ph.D	26.05.2021 г.	
Результаты структурной интерпретации	Г. К. Умирова, доктор философии Ph.D	26.05.2021 г.	
Нормоконтролер	М.М.Алиакбар, Лектор	31.05.2021 г.	

Научный руководитель



Умирова Г. К.

Задание приняли к исполнению обучающийся



Ахаткызы Д.

Дата

«2» июня 2021 г.

АНДАТПА

дипломдық жұмысқа: «Игеру және өндіру жүйесін оптимизациялау мақсатында Безымянное кенорнының геологиялық құрылымын нақтылау үшін заманауи интерпретациялық кешендердерді пайдалану»

Дипломдық жұмыс кіріспеден, 6 тараудан, қорытындыдан және пайдаланылған әдебиеттер тізімінен тұрады.

Кіріспеде жұмыстың өзектілігі, дипломдық жұмыстың мақсаты және оларды шешу жолдары қарастырылған.

Бұл жұмыс жұмыстарын заманауи интерпретациялық кешендерді пайдалана отырып, 3D сейсмобарлау деректерін қайта өңдеу негізінде Безымянное кенорнының тұз асты карбонатты резервуарының құрылымдық-тектоникалық құрылысын нақтылауға негізделген.

АННОТАЦИЯ

к дипломной работе: «Использование современных интерпретационных комплексов для уточнение геологического строения месторождения Безымянное с целью оптимизации системы разработки и добычи»

Дипломная работа состоит из введения, 6 глав, заключения и списка использованной литературы.

Во введении рассмотрены актуальность исследования, цель дипломной работы и их решения.

Данная работа была проведена для уточнения структурно-тектонического строения подсолевого карбонатного резервуара месторождения Безымянное на основе переобработке 3D сейсмических данных с применением современных интерпретационных комплексов.

ABSTRACT

to the diploma work: «Use of modern interpretation systems to refine the geological structure of an Bezymianny field in order to optimize the development and production system»

The diploma work consists of an introduction, 6 chapters, a conclusion, and a list of references.

The introduction discusses the relevance of the study, the purpose of the thesis and their solutions.

This work was carried out to clarify the structural-tectonic structure of the subsalt carbonate reservoir of the Bezymianny field based on the reprocessing of 3D seismic data using modern interpretation systems.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общие сведения о месторождении	9
2 Современное состояние геолого-геофизической изученности	11
3 Геологическое строение района и месторождения	16
3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	16
3.2 Тектоника	22
2.3 Нефтегазоносность	24
4 Методика полевых работ 2002 года	25
4.1 Проблемы и сложности результатов переобработки 2012 г.	27
4.2 Пути их решения при интерпретации 2018 г.	29
5 Информационные технологии при обработке и интерпретация сейсмических данных для улучшения качеств материала	36
6 Результаты структурной интерпретации	51
Заключение	56
Список использованной литературы	57

ВВЕДЕНИЕ

Значительная часть подтвержденных мировых запасов нефти и газоконденсата приурочена к естественно трещиноватым коллекторам. В прошлом столетии основная добыча нефти шла из активных запасов – песчаных коллекторов. На сегодняшний день на фоне всестороннего осложнения процесса добычи наблюдается еще одна тенденция – в недрах разрабатываемых месторождений остаётся всё больше трудноизвлекаемой нефти. Основная доля оставшихся запасов приходится на карбонатные коллекторы – горные породы, обладающие слабой проницаемостью, трещиноватостью, неоднородной по строению геологической структурой, «тяжелыми» нефтями, т. е. сложными во всех отношениях. Поэтому задача повышения эффективности эксплуатации месторождений нефти и газа на основе максимального интегрирования накопленного опыта и знания геологии региона с новыми современными информационными технологиями является актуальной задачей.

Цель дипломной работы – детальное изучение структурно-тектонического строения подсолевого карбонатного резервуара месторождения Безымянное на основе переобработки 3D сейсмических данных с применением современных интерпретационных пакетов Geoframe 2012.

Поставленной цели можно добиться решением следующих задач:

1. Уточнение структурных поверхностей за счет проведения повторной обработки данных для уточнения положения кровли соляных куполов и основных отражающих горизонтов;
2. Уточнение положения тектонических нарушений;
3. Выделение нефтегазоперспективных участков для дальнейшей рекомендации бурения.

1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Безымянное по административному расположению находится в Мугалжарском и Байганинском районах Актюбинской области Республики Казахстан (Рисунок 1.1).

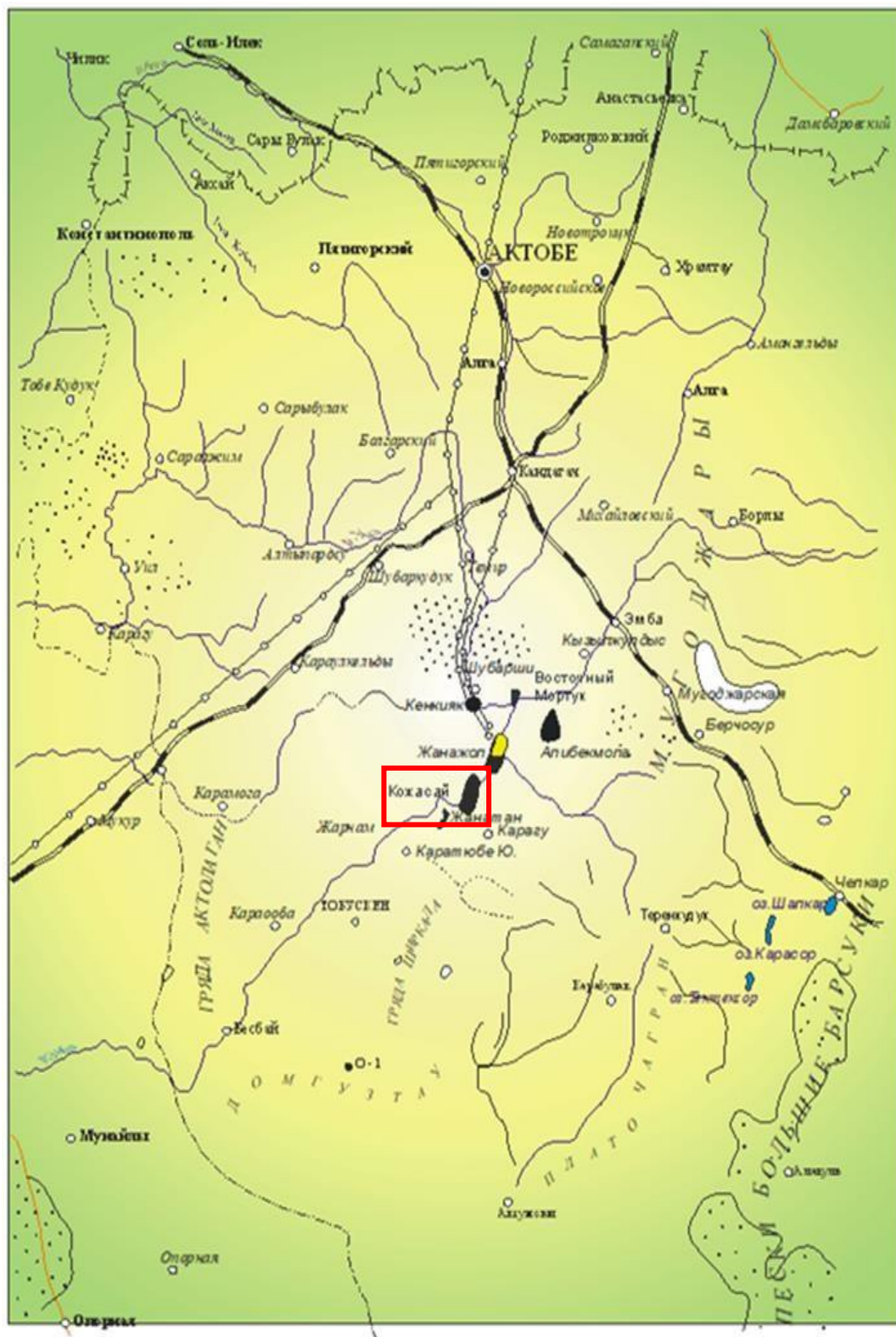


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

В орографическом отношении описываемый район работ расположен в пределах Предуральяского плато и представляет собой слабо всхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +140 м до +260 м и повышаются с запада на восток, от правобережья р. Эмба в сторону Мугалжарских гор.

Транспортировка добываемой нефти от месторождения Безымянное до промысла ближайшего ЦДНГ осуществляется по нефтепроводу и далее по магистральному нефтепроводу, который проходит на расстоянии 100 км - до города Орск (Россия).

Гидрографическая сеть представлена рекой Эмба и левыми притоками рек Атжаксы и Ащисай. Главной водной артерией является р. Эмба, которая пересекает площадь с северо-востока на юго-запад и имеет постоянный водоток.

В климатическом отношении район резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Летом температура поднимается до +40°C +43°C, с частыми сильными ветрами преимущественно восточного направления. Зимой температура воздуха понижается до -45°C. Высота снежного покрова составляет 15–25 см.

Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 170 мм.

Растительность района работ бедная. Весной травяной покров обилен, представлен полынью, ковылем и различными злаками, к лету всё выгорает. По берегам реки Эмба и на окраине песков растет тальник, джида, по балкам встречаются заросли кустарника.

Животный мир представлен млекопитающими – дикими кабанами, встречаются зайцы и корсаки, из пресмыкающихся – ужи и степные гадюки, из пернатых – орлы, ястребы, куропатки.

На рассматриваемой территории имеются ресурсы строительных материалов: песок, глина.

2 Современное состояние геолого-геофизической изученности

Первые сведения о геологическом строении района появились в начале XX века.

В дальнейшем, до 1940 г., исследования района носили маршрутный и рекогносцировочный характер. Более детальное и планомерное изучение территории начинается с 1944 г. Так, в 1944-1946 гг. Каспийско-Аральской партией под руководством А.Т. Яншина проводилась геологическая съемка листа М-40 в масштабе 1: 1 000 000.

В результате работ была составлена геологическая карта и объяснительная записка к листу.

В 1948 г. территория листа М-40, в пределах которого расположена структура изучаемого месторождения, была покрыта геологической съемкой в масштабе 1: 200 000.

На составленной геологической карте нашли отражение купола Кумыз-Тобе, Саркрама, Замятина и т.д.

В 1952 г., при проведении гравиметрической съемки в масштабе 1:200 000 на территории Западного Примугоджарья, Л.Я. Тушкановым впервые был открыт минимум силы тяжести месторождения Безымянное.

В 1953-54 гг. на листах М-40-115, 126, 128, 129, 134, 140 (площадь Саркрамабасская) проводилась геологическая съемка под руководством А.С. Зингера. Несмотря на то, что номинально съемка была в масштабе 1: 50 000, фактически она весьма схематична, а местами страдает неточностями из-за недостаточного учета естественных обнажений.

В 1958-1960 гг. на территории Западного Примугоджарья проводилось профильное бурение.

В 1960 г. на площади изучаемого месторождения проводились площадные сейсмические исследования. Получены данные об условиях залегания кровли соляного ядра и прослежены отражающие горизонты надсолевой толщи (с/п 29-30/60). Эти материалы подтвердили наличие соляно купольной структуры на месторождении Безымянное.

В 1960 г. АГФЭ сейсмическими работами МОВ по горизонту P_1 выявлено поднятие Жанажол. В 1962 г., в пределах листа М-40-, на двух площадях: Приэмбинской и Безымянной проведена структурно-геологическая съемка в масштабе 1:50 000.

Материалы этих исследований дополнили ранее полученные данные о геологическом строении района.

Так было установлено, что сводовая часть соляного купола месторождения Безымянное сложена с поверхности отложениями альбского яруса.

В 1962-63 гг. на ряде площадей восточной части Прикаспийской впадины, включая и месторождение Безымянное, проводятся сейсмические исследования МОВ и КМПВ. Эти данные и материалы предыдущих исследователей были обобщены тематической партией 52/63-64.

Обобщенные и переинтерпретированные сейсмические материалы позволили построить структурные карты по отражающим горизонтам V, Д, S, П. По горизонту П, для площади месторождения Безымянное, из-за низкого качества первичного материала, построена только схематическая карта.

С целью продолжения изучения строения подсолевых отложений в пределах восточной части Прикаспийской впадины, в 1966 г., сейсмической партией 7-8/66 был отработан КМПВ ряд региональных профилей. Один из них (XXIII) проходит через купол месторождения Безымянное. Непосредственно под соляным куполом месторождения Безымянное на региональном профиле XXIII прослежены горизонты Π_1 и Π_2 .

В 1968 г. на соляном куполе месторождения Безымянное проведено поисковое бурение с целью выяснения перспектив нефтеносности юрских и триасовых отложений. В сводовой части купола пробурены скв. 1 и 2. Обе скважины прошли мел, юру, триас и вскрыли кровлю кунгурского яруса. Признаки нефти и газа во вскрытом разрезе не отмечены. На основании этого площадь была выведена из глубокого бурения.

В 1972 г. АГФЭ (с/п 1-2-3/72) проводила сейсмические работы МОВ и КМПВ на площади соляных куполов, с целью изучения геологического строения района по подсолевым отложениям и поисков структур, перспективных в нефтегазоносном отношении. В результате этих работ докунгурские отложения на этих площадях были изучены по отражающим горизонтам Π_1 , Π_2 , Π_3 .

В скважине 4 месторождения Жанажол из известняков верхнего карбона, КИИ в процессе бурения, получен фонтанный приток нефти, что дало основание для широкого разворота сейсморазведочных и буровых работ на сопредельных площадях. Сейсморазведочные работы МОГТ были продолжены с/п 1/79-80, 2/80, 4/80 Актюбинской ГФЭ. В результате построены структурные карты по подсолевому комплексу отложений и были выявлены другие поднятия, такие как Кунгурское, Синельниковское, Безымянное и др.

В ноябре 1980 года, получением фонтанного притока нефти в скв. 23 месторождения Жанажол, впервые доказана промышленная нефтегазоносность нижней карбонатной толщи.

В 1981 г. с/п 2-5/81 Актюбинской ГФЭ проводились детальные сейсморазведочные работы МОГТ на всех потенциально перспективных подсолевых структурах Безымянное, Надеждинская, Синельниковская и на западном склоне Жанажольского поднятия. По отражающему горизонту Π_2 отмечается Безымянное поднятие субмеридиального простирания. Северо-северо-западный участок при этом остался не оконтуренным.

В мае 1983 г. в скв. 0-2, при испытании в колонне, из интервала 3558-3575 м (КТ-II) получен фонтанный приток нефти. Скважина П-2 является первооткрывательницей месторождения Безымянное.

Поисковое бурение было начато в 1984 г., согласно комплексному геологическому проекту поисково-разведочного бурения. Поэтому же проекту с июля 1984 г. по 1989 г. было проведено разведочное бурение.

В 2001 г. Компанией ОАО «КазСейсмоШельф» проведена полевая сейсморазведка 3Д на контрактной территории в объеме 202 км². В результате работ детально изучено строение литолого-стратиграфических комплексов разреза по целевым отражающим горизонтам: III, V, VI, П₁, П_{2с}, П_{2т}, П₂, П₂^I, С.

Краткий обзор на геолого-геофизическую изученность района работ приведено в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Геолого-геофизическая изученность района работ

№	Авторы отчета, год, наименование, организация, проводившая работы	Виды и масштаб работ	Основные результаты и исследований
1	2	3	4
1	А.Т. Яншина, в 1944-1946 г.г. Каспийско-Аральской партией	Геологическая съемка листа М-40 в масштабе 1: 1000 000	Была составлена геологическая карта и объяснительная записка к листу
2	Л.Я. Тушканова, в 1952 г.	Гравиметрической съемки в масштабе 1:200 000 на территории Западного Примугоджарья	Впервые был открыт минимум силы тяжести Безымянное
3	Под руководством А.С. Зингера, в 1953-54 гг	Геологическая съемка на листах М-40-115, 126, 128, 129, 134, 140 (площадь Саркрамабасская) в масштабе 1: 50 000	Была составлена геологическая карта, из-за недостаточного учета естественных обнажений, местами страдает неточностями
4	В 1960-63 г. АГФЭ	Сейсмические работы МОВ в модификации 2D, КМПВ	Было выявлено поднятие Жанажол, благодаря работам уточнилось геологическое строение района Были построены структурные карты по отражающим горизонтам V, Д, S, П
5	В 1972 г. АГФЭ (с/п 1-2-3/72)	Сейсмические работы МОВ и КМПВ	В результате работ докунгурские отложения были изучены по отражающим горизонтам П ₁ , П ₂ , П ₃ .

1	2	3	4
6	с/п 1/79-80, 2/80, 4/80, 1981г, Актюбинская ГФЭ	Сейсморазведочные работы МОГТ были продолжены	В результате построены структурные карты по подсолевому комплексу отложений По отражающему горизонту П ₂ отмечается поднятие субмеридиального простирания. Северо- северо- западный участок при этом остался не окоптуренным.
7	В 2001 г., Компания ОАО «КазСейсмоШельф»	Полевая сейсморазведка 3D	Было детально изучено строение литолого-стратиграфических комплексов разреза по целевым отражающим горизонтам: III, V, VI, П ₁ , П _{2с} , П _{2т} , П ₂ , П ₂ ^I , С
8	В 2005 г., Компания ТОО «Шокан»	Проведена интерпретация	Были построены структурные карты и схемы по 6-ти отражающим горизонтам: VI, П ₁ , КТ-I, МКТ, КТ-II, С
9	2011-2012 г.г., Компания ТОО «Петролеум Гео Сервисез» (Казахстан)	Переобработку данных сейсмосьемки МОГТ 3D	Были построены карты тектонических нарушений

3 Геологическое строение района и месторождения

3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Значительный объем, выполненных на рассматриваемой территории региональных и поисковых геолого-геофизических исследований, позволяет рассматривать восточную часть Прикаспийской впадины, как зону краевого ограничения Восточно-Европейской платформы, в геологической истории которой и, соответственно, строении отразилось влияние развития Уральской геосинклинали. Этими исследованиями выявлена и окомтурена Астраханско-Актюбинская система сводовых поднятий по фундаменту, вытянутая вдоль зоны сочленения Прикаспийской впадины с Уральскими и Южными варисцидами. В Актюбинской части этой системы, по поверхности фундамента, выделяется ряд крупных выступов: Енбекский, Жаркамысский и Кызылжарский, в их пределах кровля фундамента прослежена на глубине 7,5 – 8,0 км. Осадочный чехол региона делится на два структурных этажа: подсолевой и надсолевой, разделенных сложнопостроенными соленосными отложениями кунгурского яруса нижней перми. Пробуренными глубокими скважинами на площади работ вскрыты и изучены осадочные отложения от нижнекаменноугольного до четвертичного возраста включительно (Рисунок 3.1.1).

ГРУППА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ГОРИЗОНТ	ГЛУБИНА	ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ КОЛОНКА	ТОЛЩИНА, м	КРАТКАЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ПРИУРОЧНОСТЬ СЕЙСМ. ГОРИЗОНТА
МЕЗОЗОЙСКАЯ	Р	меловая	нижний				0-40	глины	
							30-170	глины известняковые	
							40-320	пески с прослоями глины	
							80-390	пески, глины и песчаники	
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ	Т	юрская	верхний	T ₁			0-320	глины, пески и песчаники	III V VI
							0-790	глины, пески, песчаники, алевролиты с прослоями конгломератов	
							250-1800	каменная соль с прослоями алевролитов, реже песчаников, алевролитов и ангидритов	
							0-535	аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников	
							0-160	известняки, доломиты с прослоями аргиллитов и песчаников	
							160-215	известняки, доломиты	
							20-145	известняки, доломиты	
							70-100	известняки, доломиты	
							430-690	аргиллиты с прослоями алевролитов, песчаников, известняков	
							190-270		
							150		
							110-170	известняки с редкими прослоями терригенных пород	
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ	Т	пермская	нижний	P _{1as}			160-200		IV V VI VII VIII IX X XI XII
							100-125		
							70-85		
							130-150		
							120		
							83	аргиллиты с прослоями песчаника и алевролитов	

Рисунок 3.1.1 – Литолого-стратиграфический разрез

На месторождении Безымянное бурением вскрыты породы осадочных отложений палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста на максимальную глубину 4526 м в скважине ПГС-1.

Биостратиграфические исследования, проведенные после подсчета запасов 2007 г. в эксплуатационных скважинах 1, 3 и 7, включающие данные по микрофауне, привели к уточнению стратиграфических границ в подсолевых отложениях, уточнив схему расчленения разреза. Стратиграфические границы подсолевых отложений установлены с учетом палеогеографических условий формирования каменноугольной продуктивной толщи месторождения и результатов переинтерпретации сейсмических исследований 3D.

Ниже представлена литолого-стратиграфическая характеристика разреза на основе обобщения результатов литолого-петрографических, палеонтологических анализов, каротажа и описания керна на месторождении.

Отложения представлены палеозойской, мезозойской и кайнозойской группами.

Палеозойская группа (Pz)

В разрезе месторождения присутствуют каменноугольная и пермская системы.

Каменноугольная система – C

Каменноугольная система представлена нижним, средним и верхними отделами.

Нижний отдел – C₁

Отложения нижнего отдела включают визейские и серпуховские отложения, к которым приурочена продуктивная пачка КТ-II-II. Алексинский горизонт верхневизейского подъяруса, представленный терригенными породами, является ограничением ее в подошвенной части.

Визейский ярус – C_{1v}

Породы визейского яруса вскрыты всеми скважинами, за исключением скважин 88, 99, 104, 106 и представлены верхневизейским подъярусом, в котором по палеонтологическим данным выделяются алексинский, михайловский и веневский горизонты.

Алексинский горизонт - C_{1v2a1} сложен терригенными породами, характеризующимися переслаиванием аргиллитов зеленовато-серых, темно-серых до черных, плотных, плитчатых, слюдистых, с ОРО, с включением фауны, алевролитов и песчаников серых, зеленовато-серых, плотных, разнотернистых, полимиктовых, редко конгломератов и гравелитов. Встречаются также прослои известняков серых, плотных, глинистых.

Терригенные отложения, по данным палеонтологических и палинологических определений, датируются верхневизейским подъярусом (скв. 4).

К подошве второй карбонатной толщи (к кровле алексинского горизонта) приурочен отражающий горизонт – С. Максимальная вскрытая толщина горизонта составляет 717,5 м (скв. П-2).

Михайловский горизонт - C_{1v_2mkh} представлен известняками серыми, водорослево-фораминиферовыми с включениями оолитовых и комковатых разностей, органогенно-детритовыми с детритом криноидей, брахиопод и водорослей. Встречаются в разрезе трещиноватые известняки с включениями черного глинистого материала. Толщина колеблется от 21,2 м (скв. 46) до 74,9 м (скв. 3).

Веневский горизонт - C_{1v_2vp} сложен известняками коричневато-светло-серыми, светло-коричневыми, органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными, комковато-органогенными, доломитовыми, участками доломитизированными и перекристаллизованными, местами пористыми, трещиноватыми со стилолитовыми швами. В основании горизонта отмечается небольшой прослой светло-серо-голубых аргиллитов с включениями пирита и обугленных растительных остатков.

К кровле веневского горизонта приурочен отражающий сейсмический горизонт Π_2^1 .

После подсчета запасов был проведен биостратиграфический анализ отложений в скважине 7, который определяет возраст как тарусский в интервале 3632,7-3727,8 м. Толщина отложений колеблется от 76,3 (скв. 44) до 126,9 м (3).

Стешевский горизонт - C_{1s_1st} представлен известняками от светло - до темно-серых, коричневых, массивных, иногда плитчатых, слаботрещинчатых, участками доломитизированных, редко со стилолитовыми швами, встречаются линзочки гипса. В основании горизонта залегает тонкий пласт темно-зеленых аргиллитов с включением обуглившихся растительных остатков.

Толщина отложений стешевского горизонта изменяется от 52,2 м (скв. 142) до 149 м (скв. 16).

Протвинский горизонт - C_{1s_2pr} сложен известняками от светло-серых до коричневато-серых. Известняки криноидные, органогенно-сгустковые, детритовые, плитчатые, массивные, трещиноватые, перекристаллизованные, участками доломитизированные, низкопористые, кавернозные, часто со стилолитовыми швами.

Толщина отложений протвинского горизонта изменяется от 49,8 м (скв. 42) до 113 м (скв. 62).

Средний отдел – C_2

Отложения среднего отдела представлены нижнебашкирским подъярусом и московским ярусом, залегают со стратиграфическим несогласием на нижнем карбоне. Продуктивная пачка КТ-II-I приурочена к среднему отделу, за исключением подольского горизонта верхнемосковского подъяруса, который является крышкой для данной пачки.

Башкирский ярус – C_2b

В башкирском ярусе присутствует только нижнебашкирский подъярус, в котором по палеонтологическим определениям установлены краснополянский, северо-кельтменский и прикамский горизонты.

Краснополянский горизонт - C_2b_1kr сложен известняками, от белых до светло-коричневых цветов, оолитовыми, органогенными, перекристаллизованными, слабопористыми, редко с кавернами, трещиноватыми.

Возраст отложений определен по остаткам фораминифер, остракод, иглокожих, брахиопод, водорослей, определенных по биостратиграфическому анализу на основе описания керн из скважин 1, 2 в интервалах 3265-3292, 3240-3268 м.

Толщина горизонта колеблется в пределах от 48,4 м (скв. 134) до 101,9 м (скв. 62).

Северо-кельтменский горизонт - C_2b_1svk представлен известняками с тонкими прослоями аргиллитов.

Известняки серые, светло-серые, белые, светло-коричневые, органогенно-детритовые, массивные, плитчатые, в разной степени трещиноватые, слабостилолитизированные, частично перекристаллизованные, редко глинистые. Аргиллиты темно-зеленые и черные, слабоизвестковистые, алевролитистые, твердые.

Толщина северо-кельтменского горизонта варьирует от 34,2 м (скв. 104) до 87,8 м (скв. 87).

Прикамский горизонт - C_2b_1prk сложен известняками серыми, темно-серыми, органогенно-обломочными, органогенно-комковатыми, органогенно-детритовыми, массивными со стилолитовыми швами, выполненными глинистым и черным метаморфизованным веществом.

Возраст определен по комплексу фораминифер, на основе исследований керн в разведочных скважинах.

Толщина отложений прикамского горизонта варьирует от 2,5 м (скв. 142) до 38,3 м (скв. 202).

Московский ярус - C_2m

Московский ярус состоит из двух подъярусов и со стратиграфическим несогласием залегает на нижележащих отложениях.

Нижний подъярус (верейский и каширский горизонты) имеет неповсеместное распространение. В пределах южной части месторождения отложения нижнего подъяруса отсутствуют и появляются в северной части в скважинах П-3, 62, 83, 87, 91 и др.

Отложения нижнего подъяруса представлены известняками серыми, темно-серыми, органогенно-обломочными, органогенно-детритовыми, с прослоями темно-серого аргиллита и глауконитового известковистого песчаника.

Отложения от визейского яруса до нижнемосковского включительно составляют вторую карбонатную толщу - КТ-II.

К кровле второй карбонатной толщи нижнебашкирско-верейского возраста приурочен отражающий горизонт Π_2 .

Толщина верейского горизонта изменяется от 1,4 м (21) до 55,5 м (скв. 6), каширского – от 2,5 м (96) до 46 м (скв. 122).

Верхнемосковский подъярус включает только подольский горизонт – С2m2pg и сложен, преимущественно терригенными породами, представленными темно–серыми и черными аргиллитами с прослоями песчаников, реже известняков и является покрывкой для нефтегазоконденсатной залежи. Толщина его колеблется от 4 (скв.102) до 313,7 м (скв. 6).

Верхний отдел – С₃

Отложения верхнего отдела каменноугольной системы с размывом и стратиграфическим несогласием залегают на породах среднего отдела. Они имеют неповсеместное распространение и представлены известняками серыми, скрытокристаллическими, массивными, с нитеобразными трещинами, выполненными кальцитом. Толщина отложений изменяется от 10,1 м (скв. 104) до 131,9 м (скв. 4).

Пермская система – Р

Пермские отложения несогласно залегают на каменноугольных отложениях и представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел Р₁

Отдел представлен нерасчлененными отложениями ассельско-сакмарского возраста и гидрохимическими отложениями кунгурского яруса.

Ассельско–сакмарский ярус - Р_{1a}- Р_{1s}

Отложения яруса со стратиграфическим несогласием залегают на породах верхнего карбона. Разрез сложен переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов, реже глинистых известняков.

Толщина отложений достигает 119,1 м (скв. 64).

Кунгурский ярус – Р_{1k}

Гидрохимические отложения кунгурского яруса со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях карбона и нижней Перми. В разрезе Кунгура выделяют три толщи: нижняя – терригенно-сульфатная, представленная переслаиванием аргиллитов, ангидритов, с прослоями каменной соли; средняя – галогенная толща, представленная каменной солью с прослоями терригенных пород, верхняя - сульфатно–терригенная толща, литологический сложена, в основном, ангидритами.

Максимальные толщины кунгурского яруса наблюдаются в районе скважины 77 и достигают 2260,7 м, минимальные – в районе скважины 39 (87,6 м).

Верхний отдел – Р₂

Отложения верхней перми представлены переслаиванием терригенных пород: глин, аргиллитов, песчаников, алевролитов, с отдельными прослоями ангидритов и мелкогалечниковых конгломератов. Окраска пород серая и пестроцветная. Толщина отложений изменяется от 16,5 м (скв. 9) до 2564,2 м (скв. 80).

Мезозойская группа – МZ

Мезозойские отложения вскрыты в составе триасовой, юрской и меловой систем.

Разрез триасовых отложений, состоящий из нижнего отдела, представлен чередованием пестро окрашенных глин, песчаников, алевролитов, встречаются прослой слезавшихся слабосцементированных песчаников. Толщина колеблется от 90,5 м (скв. 46) до 523,7 м (скв. 97).

Юрские отложения, представленные средним и нижним отделами, с размывом залегают на триасе. Разрез представлен переслаиванием глин, песчаников, реже алевролитов и песков. Толщина изменяется от 93,6 м (скв. 46) до 286 м (скв. 92).

Меловые отложения (только нижний отдел) со стратиграфическим несогласием залегают на юрских породах и представлены переслаиванием глин, песчаников, алевролитов. Толщина варьирует от 222,5 м (скв. 77) до 513 м (скв. 90).

Кайнозойская группа – KZ

В разрезе месторождения присутствуют только отложения четвертичной системы.

Четвертичная система – Q

Отложения четвертичной системы со стратиграфическим несогласием залегают на меловых породах, распространены повсеместно и представлены суглинками и супесями. Толщина отложений составляет 2-10 м.

3.2 Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Безымянное расположено в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины (Рисунок 3.2.1), в зоне сочленения Кенкиякской и Жанажольской тектонических ступеней и является приразломной структурой, примыкающей с запада к Жанажольскому разлому.

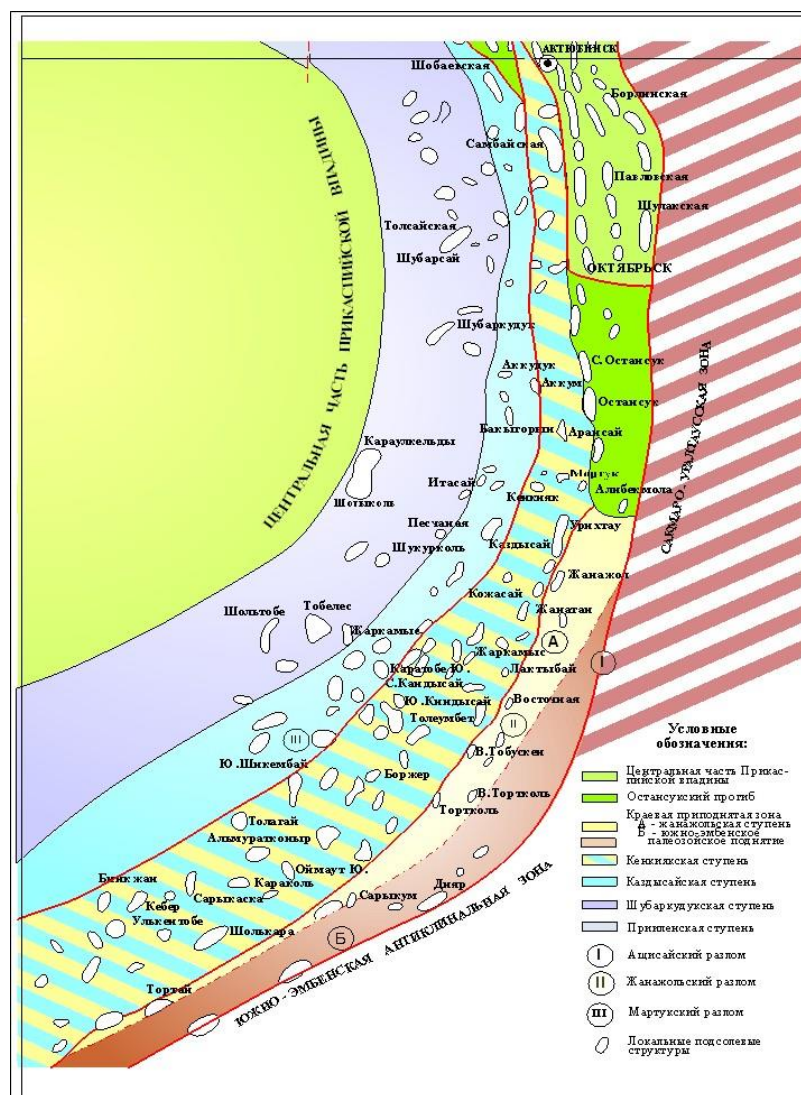


Рисунок 3.2.1 – Тектоническая схема подсолевых отложений Восточной части Прикаспийской впадины

Месторождение Безымянное приурочено к одноименному подсолевому поднятию, сложенному карбонатными породами каменноугольного возраста. О глубинном строении поднятия, о различных литолого-стратиграфических комплексах можно судить по данным глубокого бурения и детальной сейсморазведки МОГТ.

На структурных картах по кровле и подошве коллектора, построенных по данным геолого-геофизических исследований, структура Безымянное представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридианального

простирается с выположенной приосевой частью. Размеры поднятия в пределах замкнутой изогипсы – 3700 м составляют 20,7х2,5-5,0 км, амплитуда – до 700 м. Поднятие имеет асимметричную форму с крутым северо-западным крылом, где углы падения составляют 17-19° и пологим юго-восточным, при углах падения 6-8°. В морфоструктурном отношении в пределах поднятия выделяются две самостоятельные вершины: северная и южная, соединенные между собой относительно узким перешейком.

2.3 Нефтегазоносность

Месторождение Безымянное примыкает непосредственно к юго-западной периклинальной части крупного газонефтяного месторождения Жанажол.

В отличие от месторождения Жанажол, продуктивность которого связана с двумя карбонатными толщами (КТ-I, КТ-II) ниже-верхнекаменноугольного возраста, на месторождении Безымянное установлена нефтяная залежь с газовой шапкой лишь в нижней карбонатной толще (КТ-II).

Верхняя карбонатная толща (КТ-I) по имеющимся скважинным данным колеблется от 30,6 м до 313,7 м. Признаки нефти или газа ни в процессе бурения, ни в керне не отмечались. По данным ГИС отложения КТ-I представлены плотными или водонасыщенными известняками.

Нижняя карбонатная толща КТ-II в стратиграфическом отношении охватывает отложения нижнего и среднего карбона. Покрышкой для залежи в отложениях КТ-II служат терригенная пачка подольского горизонта верхнемосковского подъяруса толщиной от 30,6 до 313,7 м.

Детальная корреляция разрезов скважин позволяет наряду с пачками коллекторов проследить по площади и пачки неколлекторов, наиболее выдержанной из которых является пачка плотных пород краснополянского возраста средней толщиной 25 м в средней части карбонатного массива. Это обстоятельство послужило основанием для выделения в разрезе КТ-II двух продуктивных пачек (I и II), верхняя из которых (I) содержит нефтяную залежь с газовой шапкой, нижняя (II) – чисто нефтяную.

Пачка КТ-II-I приурочена к среднекаменноугольным отложениям, включает каширский, верейский, прикамский, северо-кельтменский, краснополянский горизонты.

Пачка КТ-II-II выделена в нижнекаменноугольных отложениях, продуктивными являются горизонты протвинский, стешевский, тарусский, веневский и михайловский.

Породы-коллекторы продуктивной толщи КТ-II представлены, в основном, органогенными известняками, пустотное пространство которых составляют, преимущественно, межзерновые пустоты выщелачивания. Кроме вторичных пор пустотное пространство пород-коллекторов сложного типа представлено трещинами, развитых в более плотных известняках. Фильтрация осуществляется по развитой системе разнонаправленных трещин.

4 Методика полевых работ 2002 года

Рассмотренные априорные сведения о месторождении Безымянное явились основанием для проведения на данной территории сейсморазведки 3D в 2001-2002 гг. Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 3D на площади Безымянное проводились силами ОАО «КазСейсмоШельф».

Параметры системы полевых наблюдений сейсморазведки МОГТ 3D приведены в таблице 4.1. На рисунке 2.7 представлена карта кратности.

Таблица 4.1 – Параметры методики производственных работ

Параметры	Значение
1	2
Регистрация	
Оборудование	I/O System II
Время регистрации	20 с
Длина записи	8с
Шаг дискретизации	2 мс
Фильтр	3 Hz
Режекторный фильтр	Out
Количество активных каналов	1440
Вспомогательные каналы	1 - sweep or time break; 2 clock TB
Корреляция/суммирование	Correlation after stacking
Полярность	SEG standard
Формат ленты	SEGD 8058
Параметры возбуждения	
Тип	Вибросейс
Марка вибратора	Mertz AMG P28 M28/4/28T
Изготовитель	1/0(USA)
Количество вибраторов	4+(1 запасной)
Пиковое усилие	28.594 Т
Прилагаемое усилие	27.696 Т
База группы X,Y	21-45 м, 0 м
Частоты свипа	10-70 Гц
Длина свипа	12 с.
Тип свипа	нелинейный
Конус свипа	Косинусный. 0.5 с в начале и конце
Схема профиля взрыва	Ортогональный 300 м между линиями
Шаг ПВ	50 м
Количество свипов на вибратор	4
Количество свипов при одном положении плиты	1
1	2
Перемещение	0

Расстояние в группе	15 м
Приемник	
Конфигурация/Тип сейсмоприемника	GS20DX 10 Hz
Расстояние между линиями ПП	300 м
Шаг ПП	50 м
Тип группы	Линейная
Количество СП в группе	12
База группы X,Y	22 м, 0 м
Шаг СП в группе	2.0 м
Схема наблюдений	
Кратность	60
Количество приемных линии	10, 144 каналов на линии
Тип системы наблюдений	Симметричная
Минимальное расстояние ПП-ПВ	30 м
Максимальное расстояние ПП-ПВ	4130 м
Однократная площадь	201.303 км ²
Полнократная площадь	116.55 км ²
Количество ПВ	11819

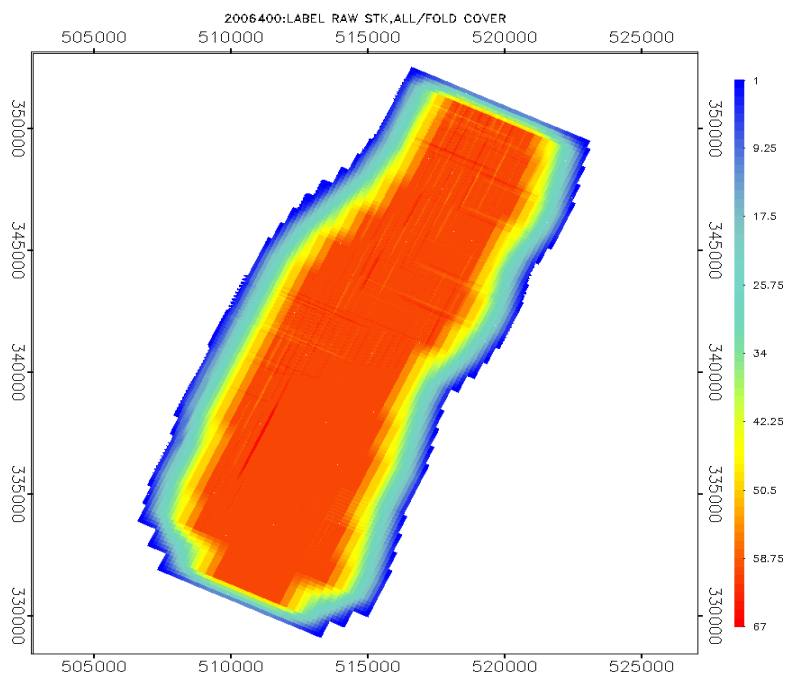


Рисунок 4.1 – Карта кратности

4.1 Проблемы и сложности результатов переобработки 2012 г.

Данные полученные 2002 года носили фрагментарный характер. В результате полученные сейсмические материалы имели низкое качество, информация куба данных была разрозненной, волновые поля низкочастотными. Все это не позволило решить геологические задачи по изучению внутреннего строения резервуара.

В 2011-2012 гг. Компания ТОО «Петролеум Гео Сервисез» (Казахстан) выполнила переобработку данных всего имеющегося материала сейсмосьемки МОГТ 3D.

По анализу данных, с учетом геологической задачи, по обработке сейсмических данных имеются следующие сложности:

1) Проблема по вводу статической поправки, так как есть резкие изменения в высотных отметках на месторождении, низкая пластовая скорость и невыдержанная мощность пластов, которая приводит к возникновению серьезной проблемы по статической поправке в этом районе. Точность статической поправки непосредственно связана, как и с результатом изображения суммирования сейсмического разреза, так и на влияние точности структуры. Решение проблем, связанных со статической поправкой, является ключевым фактором для успешной обработки.

2) Развитие интерференционных волн повлияло на низкое соотношение сигнал/помехе. В процессе обработки в целевых горизонтах развиты интерференционные волны, где соотношение сигнал/помехе низкое, что сильно влияет на амплитудную компенсацию, деконволюцию, скоростной анализ и другие этапы обработки. Эффективное подавление различных интерференционных волн, повышение соотношения сигнал/помехе в целевых интервалах горизонта, является ключевым этапом обработки сейсмических данных.

3) Изменчивость рельефа земной поверхности, которая влияет на согласованность данных, где способы возбуждения включают в себя вибратор и динамит, и главная частота в целом низкая, из-за влияния изменчивости рельефа земной поверхности, исходные сейсмические данные сильно различаются амплитудой, энергией, частотой и др. Унифицирование амплитуд, частот, фаз сейсмических данных, является затруднительным для обработки на данный момент.

4) Из-за воздействия нижнепермских солей энергия подсолевых пластов слабая, плохое сохранение истинных амплитуд для целевых горизонтов, поэтому усиление энергии подсолевого пласта и выполнения контроля качества, обеспечения восстановления энергии подсолевого пласта, и условий к прогнозированию коллекторов являются важным моментом обработки.

5) В районе развиты соляные купола, сложное скоростное поле в районе соляных структур, и низкое соотношение сигнал/помехе данных для подсолевого пласта, затрудняет детальное структурное изображение горизонтов. Повышение точности скоростной модели, точности изображения

целевых горизонтов, достоверное отображение геологических характеристик, удовлетворительные условия к структурному изучению и прогнозированию коллекторов, становятся основными задачами обработки данных на данный момент.

4.2 Пути их решения при интерпретации 2018 г.

Для того, чтобы перекрыть эти проблемы, поскольку перечисленные факторы не удовлетворяют требования для прогнозирования сложных коллекторов, была проведена еще одна переобработка и переинтерпретация всего имеющегося сейсмического материала. В 2018 г. Бюро нефтяной разведки Чжунъюань «СИНОПЕК» с целью детального изучения структурно-тектонического строения подсолевых отложений выполнила переобработку с применением технологии обратной временной миграции (RTM) и переинтерпретацию полученного сейсмического материала. При глубинной миграции применялось программное обеспечение Paradigm 15.5, работа по интерпретации трехмерных сейсмических материалов выполнена с применением программы GeoFrame.

Сначала делали переобработку во временной области. Для повышения качества и точности обработки, было проведено тестирование ключевых параметров, такие как: статическая поправка, подавление помех до суммирования, компенсация амплитуды и временная миграция до суммирования; всего было выполнено несколько пунктов тестирования параметров.

С учетом всех трудностей в обработке, ниже предоставлены следующие технические решения:

1) Провести ввод статической поправки, выполнить тестирование метода статической поправки за высоту рельефа, метода априорной статической поправки и метода томографической статической поправки, оптимальная выборка метода статической поправки и решение проблем по статической поправке в районе.

2) Провести затухание шумов с сохранением истинных амплитуд. Согласно особенностям интерференционных волн, основываясь на анализе исходных данных определить первичные и вторичные интерференционные волны, и зоны их распределения, на этой основе целенаправленно провести вычитание помех методом комплексного вычитания помех во многих областях, по необходимости использовать технологию метода крестования, руководствуясь принципом сильной помехи вначале и слабой помехой в дальнейшем.

3) Провести согласованную обработку, с использованием технологии поверхностно-согласованной компенсации амплитуд, согласования фаз и технологии, поверхностно-согласованной деконволюции, для устранения различий в амплитуде, частоте, фазе сейсмических данных, путем унифицирования качества сейсмических данных.

4) Провести многократную компенсацию подсолевого горизонта на месторождении. Посредством суммирующих разрезов, атрибутов и других средств, провести контроль качества результатов компенсации, для того чтобы особенности отраженных волн истинно отразили изменение литологических характеристик и характеристики показания нефти и газа.

5) Повысить точность скоростной модели разными методами. Провести совместно сканирование постоянной скорости с интерактивным скоростным анализом, и определение региональной скорости; в зоне с большим изменением скоростей увеличить количество точек для скоростного анализа и контроля тенденции изменения скоростей; путем скоростного анализа и многократной итерации, остаточной статической поправки, постепенно увеличить точность анализа скоростей. После определить поле скоростей, используя технологию анизотропного анализа скоростей по точкам для определения точного поля скоростей.

6) С использованием технологии создания скоростной модели в глубинной области, с учетом каротажных данных и результатов интерпретации горизонтов, провести инверсию скоростного поля в глубинной области для общего района работ с использованием технологии RTM, опираясь на точную скоростную модель осуществить точное изображение подсолевой части и обработку коллекторов с сохранением истинных амплитуд.

В результате была уточнена структурная-скоростная модель данного сейсмического куба.

В данной работе выполнена стандартная детальная обработка во временной области, обработка строго проводилась по плану и параметрам, полученным при тестировании, в итоге качество полученных материалов улучшилось. Были получены хорошие результаты, если сравнивать с результатами 2011 года, то можно сказать:

1) Миграция рациональная, точки разрыва изображены отчетливо. За счет усиления анализа скоростей в зоне с плохим качеством данных уплотнения точек по плану усиления контроля тенденции скоростей, улучшилось точность поля скоростей, и улучшилось качество суммированного изображения и миграционного изображения;

2) Касательно проблемы с наличием ограничения энергии и большого изменения скоростей подсолевого горизонта, в данной обработке в основном проводилась поправка миграционных скоростей, анализ анизотропии поля скоростей, после миграции форма структур соляного купола во временной области осталась в реальном состоянии, точность изображения локальных зон улучшилась, точность изображения границ соляного купола улучшилась.

Подробные информации представлены в рисунках 4.2.1 – 4.2.5:

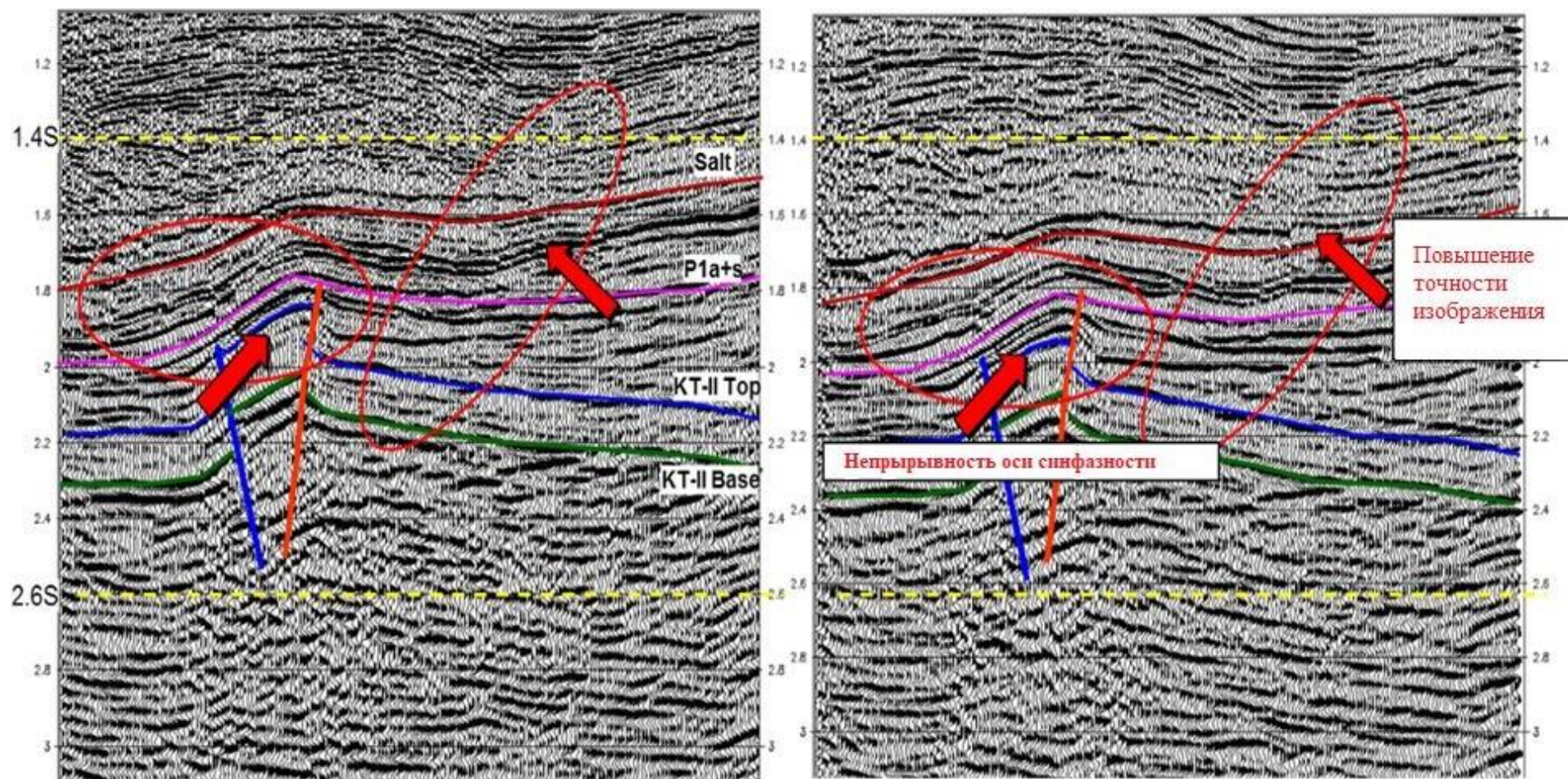


Рисунок 4.2.1 – Сравнение нового профиля (справа) и старого профиля (слева) (Inline2380)

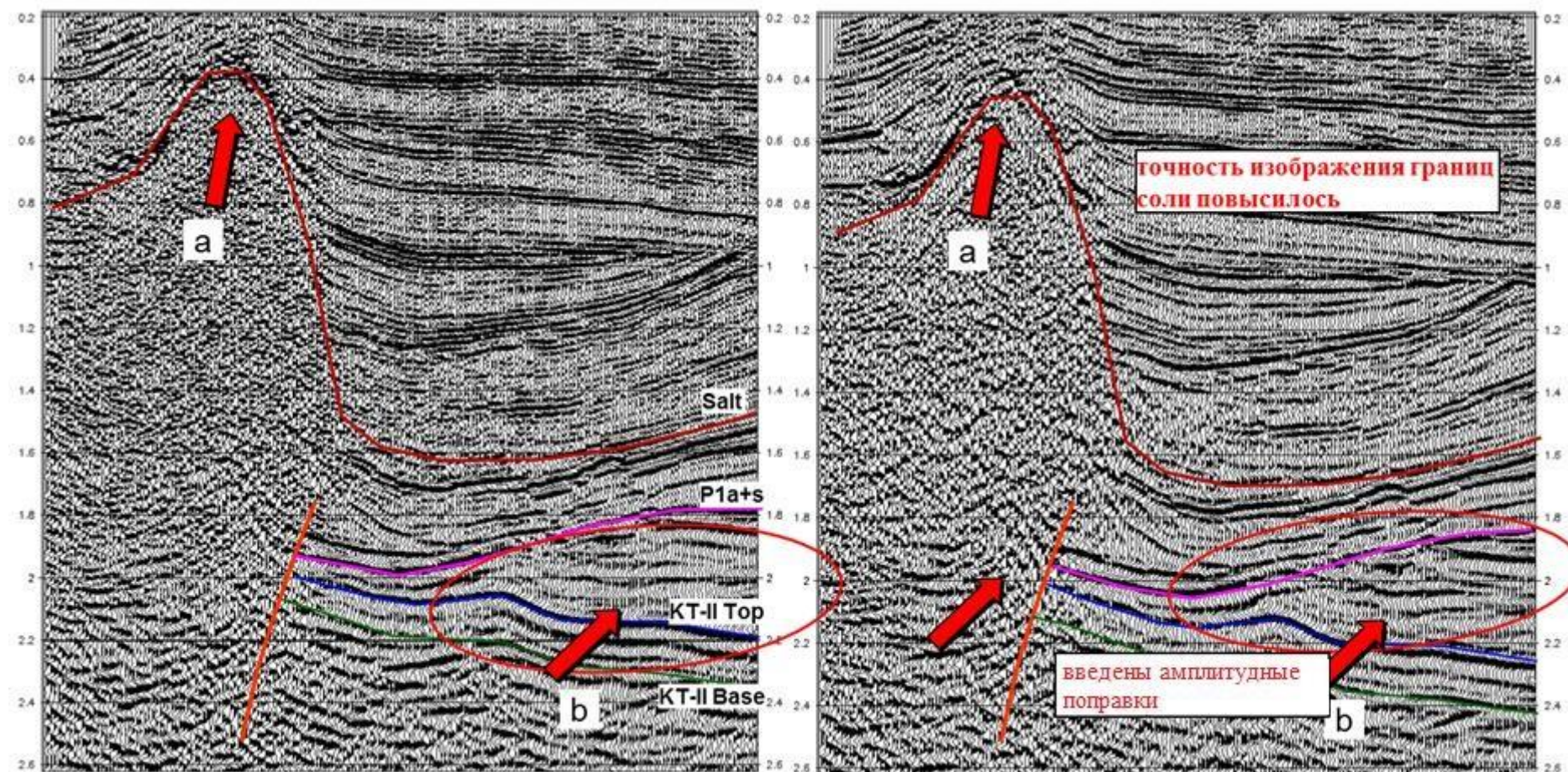


Рисунок 4.2.2 – Сравнение нового профиля (справа) и старого профиля (слева) (Inline2540)

Границы малоамплитудных разломов четкие (по старой интерпретации красная линия режет ось разлома, по данной интерпретации смещение малоамплитудных разломов четче).

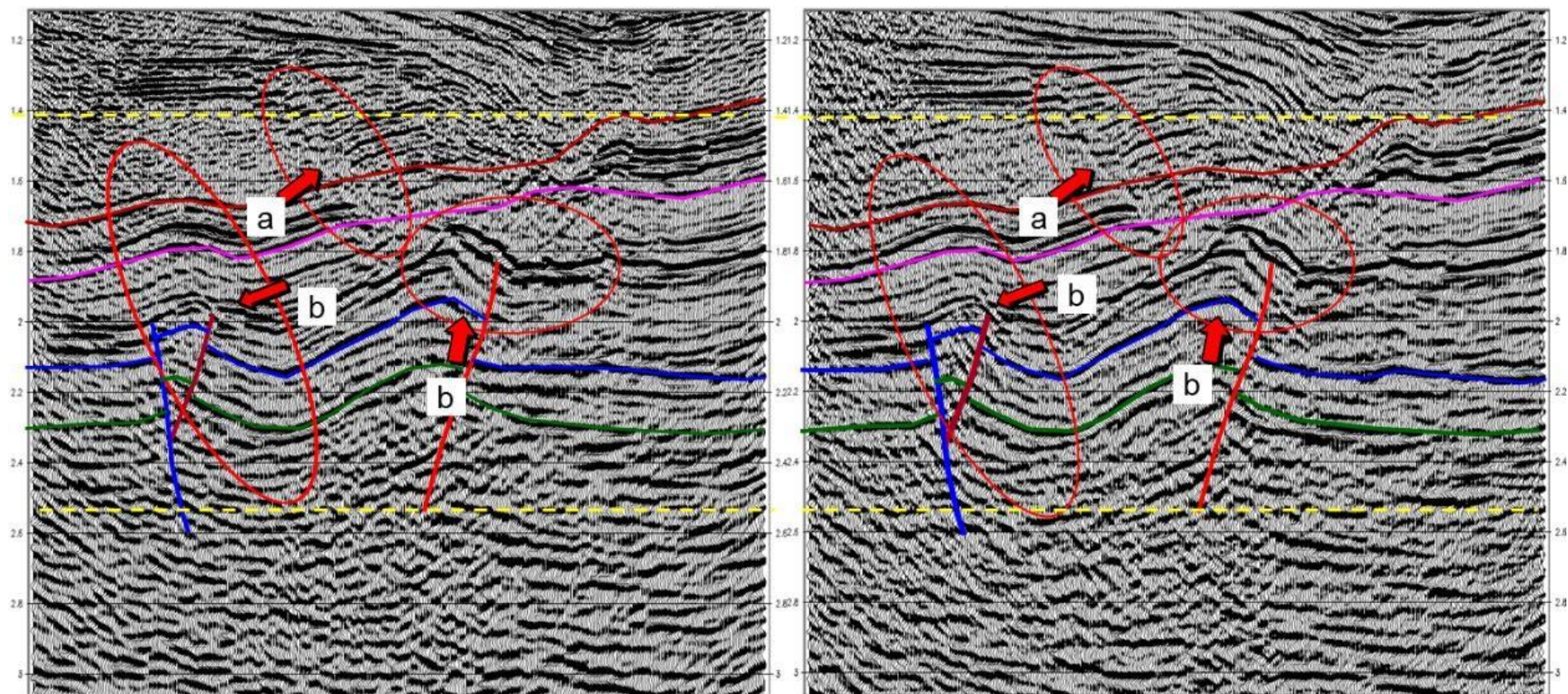


Рисунок 4.2.3 – Сравнение нового профиля (справа) и старого профиля (слева) (Inline2720)

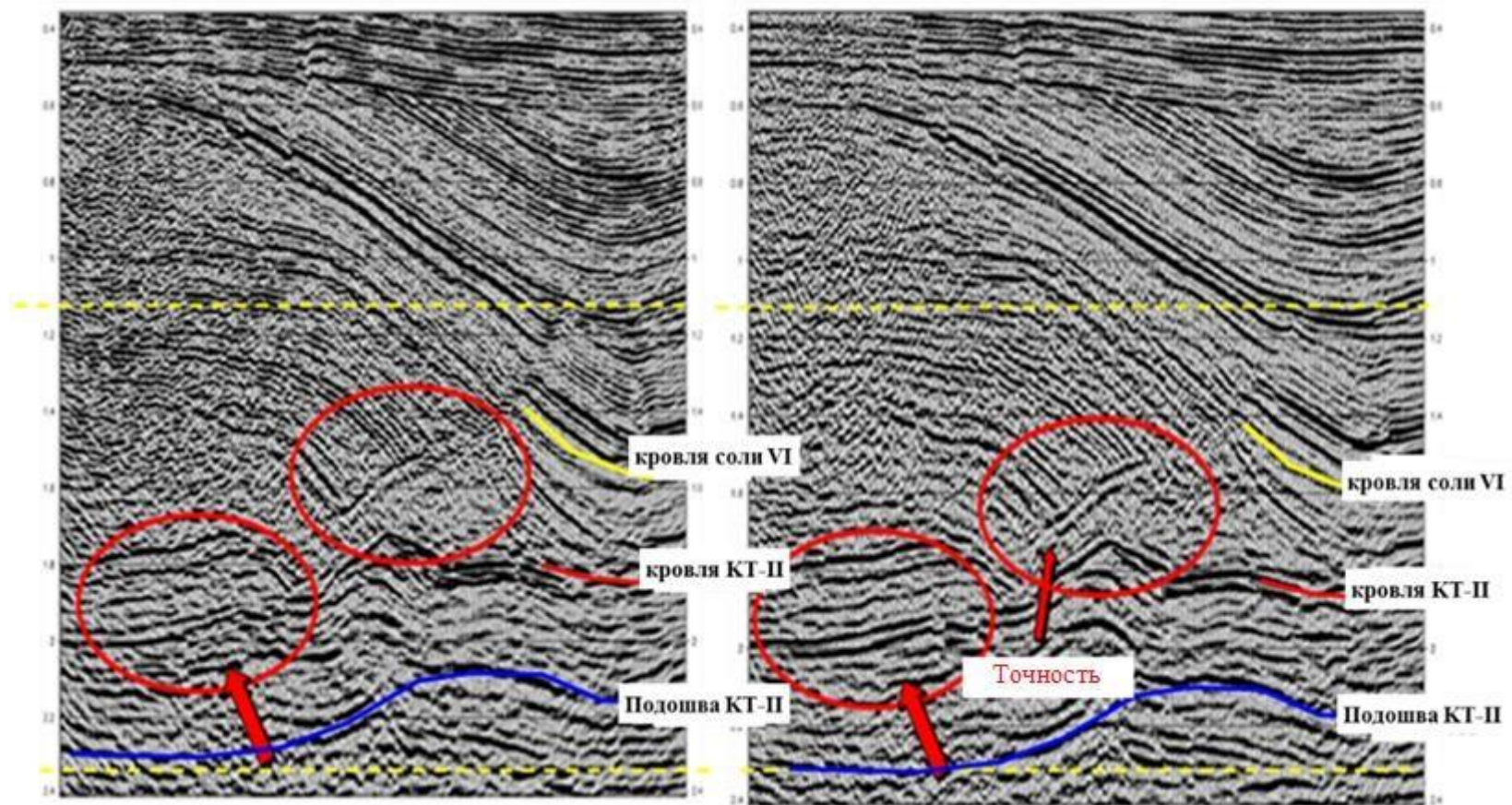


Рисунок 4.2.4 – Сравнение нового профиля (справа) и старого профиля (слева) (Inline2800)

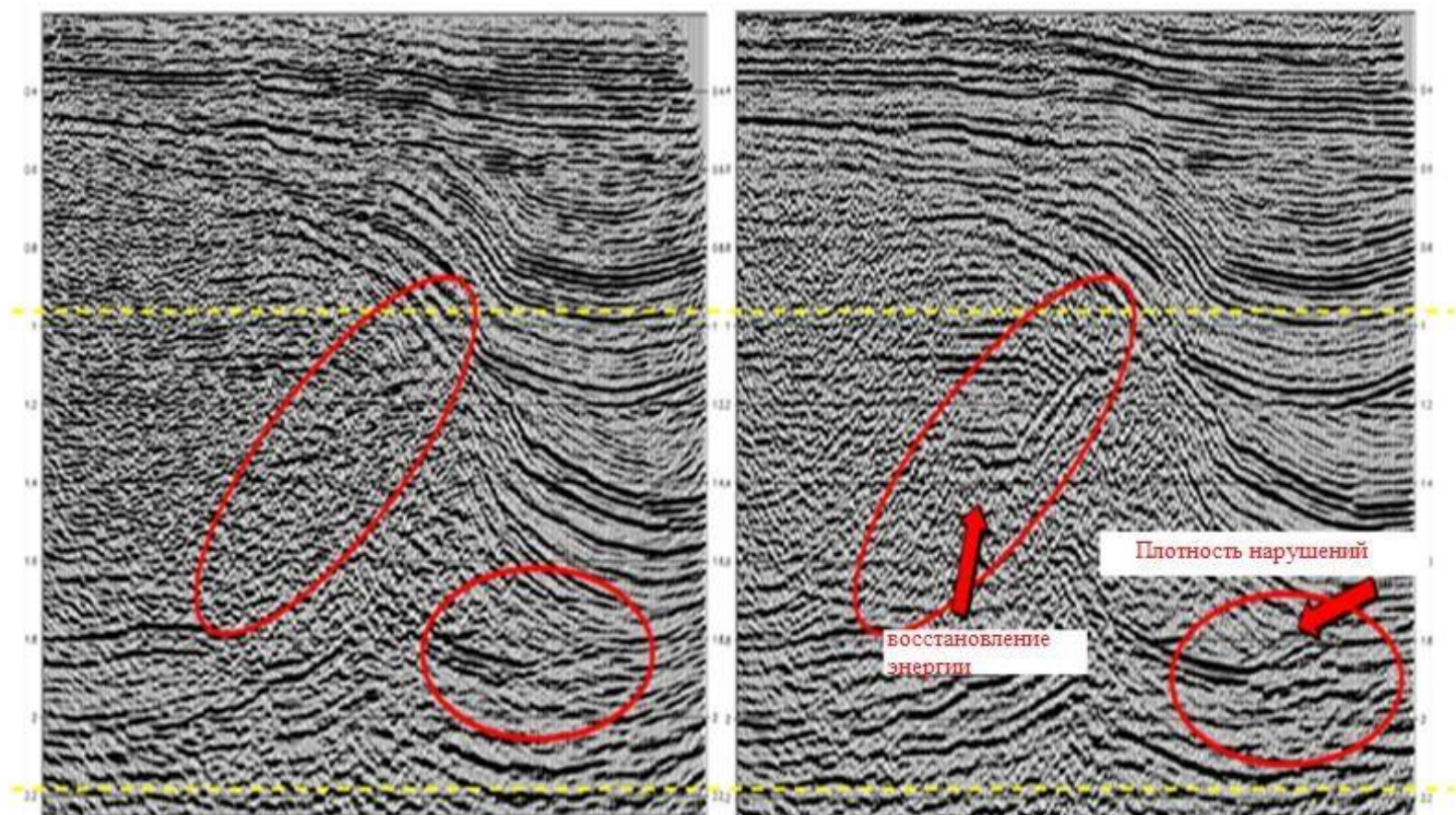


Рисунок 4.2.5 – Сравнение нового профиля (справа) и старого профиля (слева) (Inline2860)

5 Информационные технологии при обработке и интерпретация сейсмических данных для улучшения качества материала

После завершения стандартной обработки сейсмических материалов, было выполнена глубинная обработка RTM (Reverse Time Migration).

В сложном структурном районе присутствует резкое изменение продольно-поперечных скоростей, миграция по времени не способна правильно провести построение изображения смещением отражающих волн, а глубинная миграция до суммирования может решить проблемы точного изображения при резком изменении скоростей в продольном и в поперечном направлениях.

Технология глубинной миграции до суммирования основана на точной предварительной обработке многократной итерации скоростной модели. Технически метод заключается в расчете времени пробега слежения луча и образовании изображений миграции. Поэтому создание правильной модели пластовой скорости глубинной миграции является обеспечением успешного применения данной технологии. При глубинной миграции применялось программное обеспечение Paradigm 15.5, алгоритм расчета глубинно-скоростной модели – 3D-модельная томография (3D model based tomography) и 3D-сеточная томография (3D grid tomography). Применяемая технология RTM является самой передовой теорией промышленного производства и лучшим методом образования изображений сейсмической миграции с самой высокой точностью.

С успешной интерпретацией структуры во временной области и практическими обстоятельствами сейсмического разреза, каротажными материалами и скважинными данными, была создана начальная структурная модель и схема распространения скоростей. С помощью куба данных временной миграции до суммирования проводилось слежение горизонтов, создание структурной модели во временной области, с помощью ограничения по каротажным данным создали модель начальных пластовых скоростей в глубинной области, ограниченная структурой и каротажной скоростью.

По сравнению с результатами достижений исходной глубинной миграции (миграции Beam), которая проводилась в 2012 году, форма волны результатов образования изображений RTM естественная, хорошая непрерывность оси синфазности, четко коррелируются ОГ; точное изображение соляных куполов; более четкие подсолевые участки, более надежная морфология; более четкое изображение тектонических нарушений, (рисунок 5.1-5.5), более точное изображение малоамплитудных тектонических нарушений (рисунок 5.6); ось синфазности подсолевого комплекса непрерывная, (рисунок 5.7).

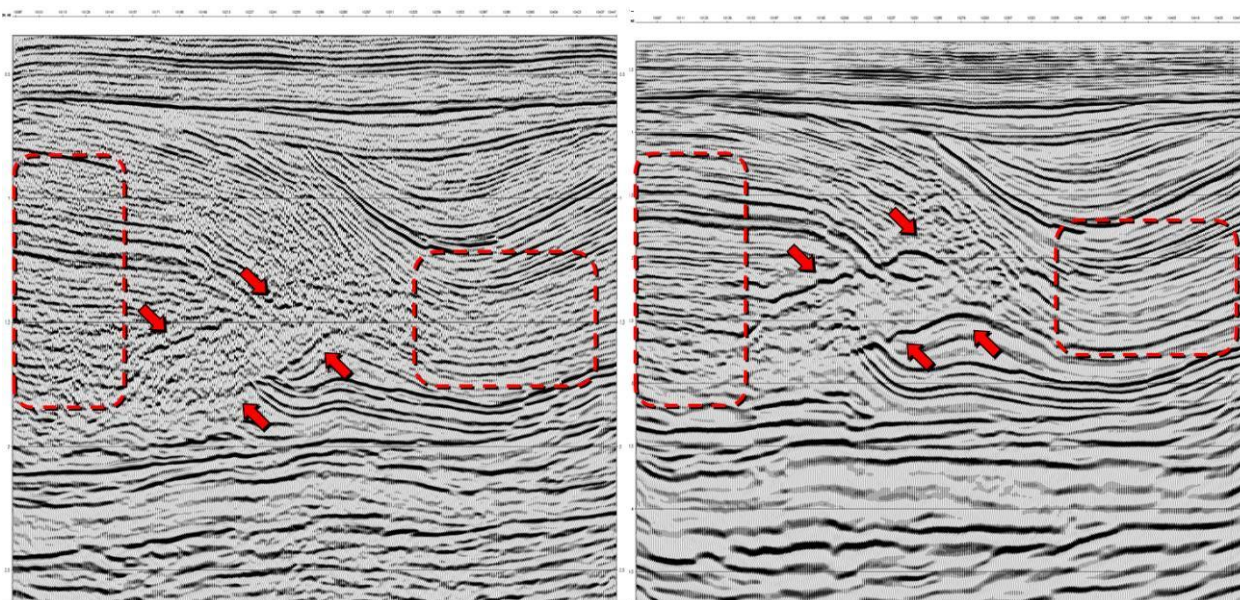


Рисунок 5.1 – Сравнение достижений старой обработки (слева) и RTM (справа) (Inline2120)

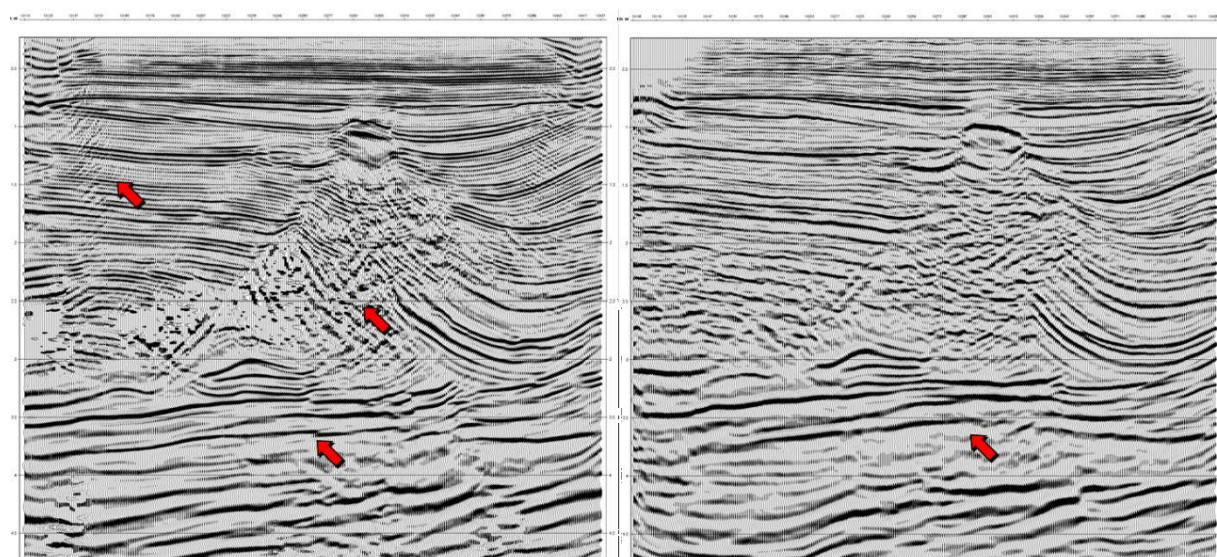


Рисунок 5.2 – Сравнение исходных достижений старой обработки (слева) и достижений RTM (справа) (Inline2070)

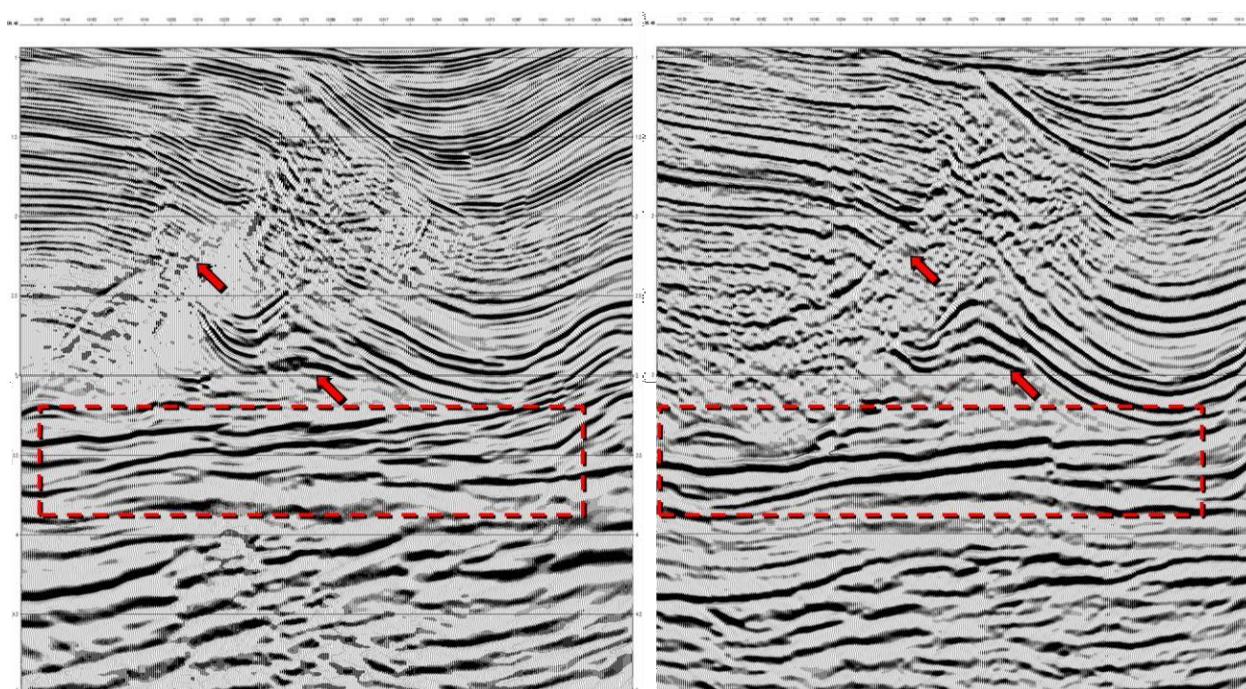


Рисунок 5.3 – Сравнение исходных достижений старой обработки (слева) и достижения RTM (справа) (Inline2100)

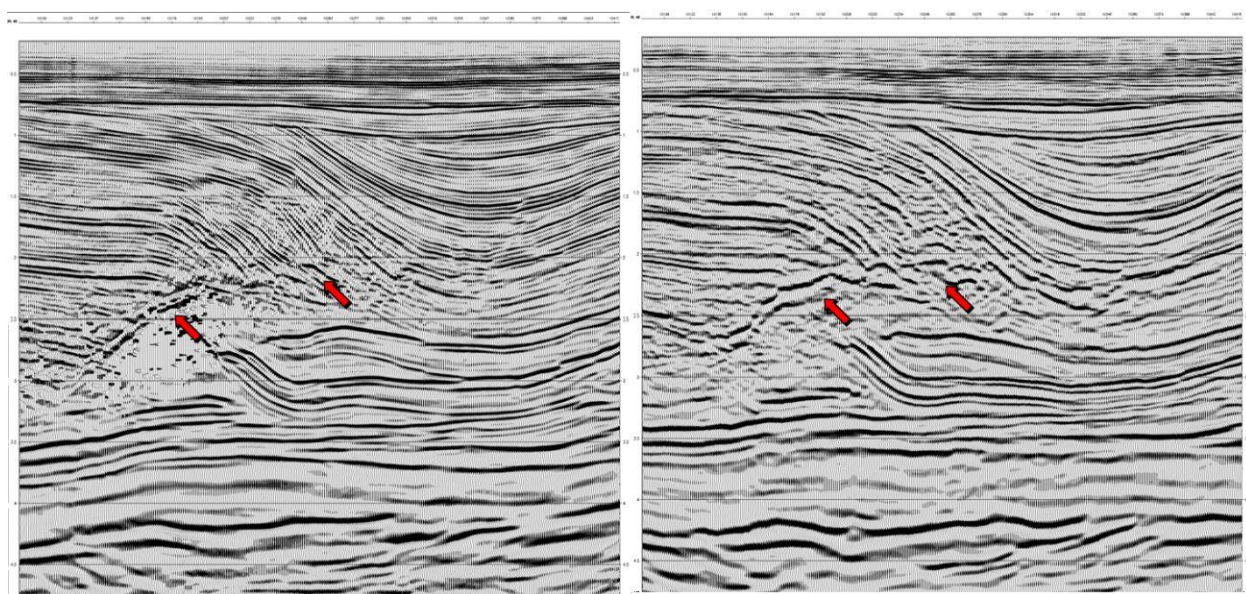


Рисунок 5.4 – Сравнение исходных достижений старой обработки (слева) и достижений RTM (справа) (Inline2140)

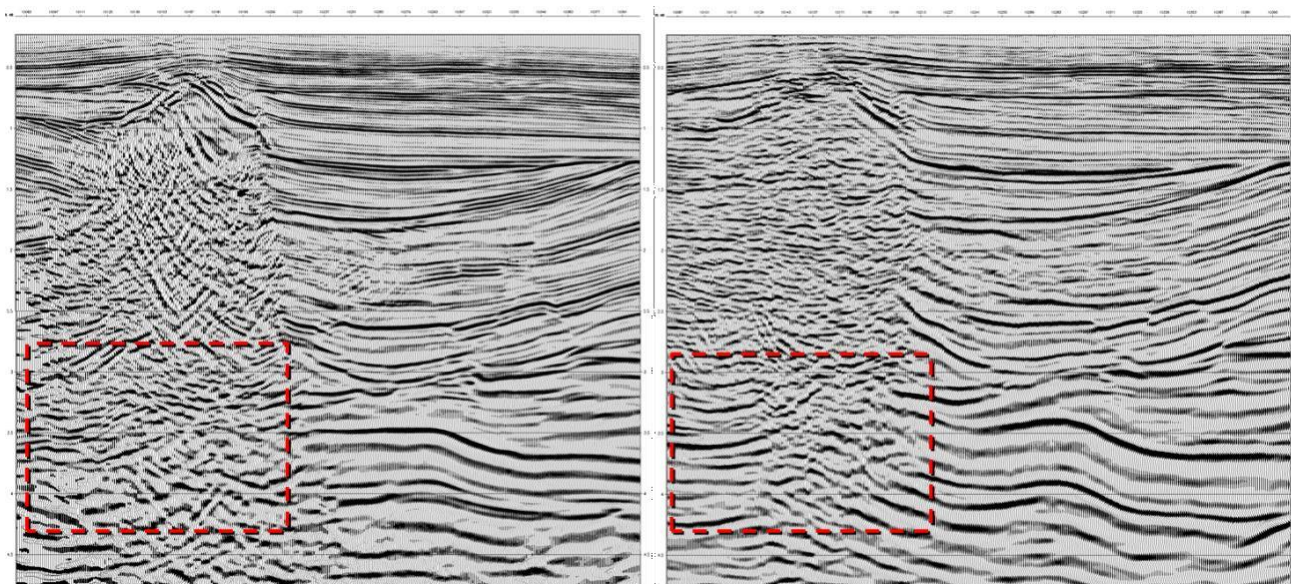


Рисунок 5.5 – Сравнение исходных достижений старой обработки (слева) и достижений RTM (справа) (Inline2560)

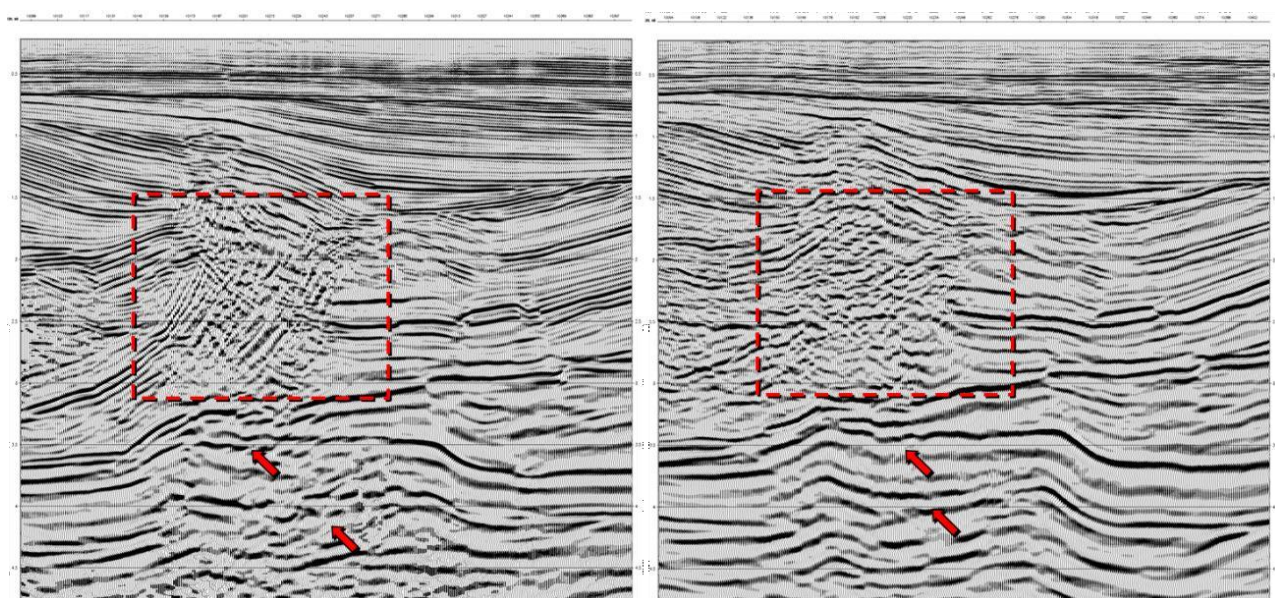


Рисунок 5.6 – Сравнение достижений старой обработки (слева) и RTM (справа) (Inline2600)

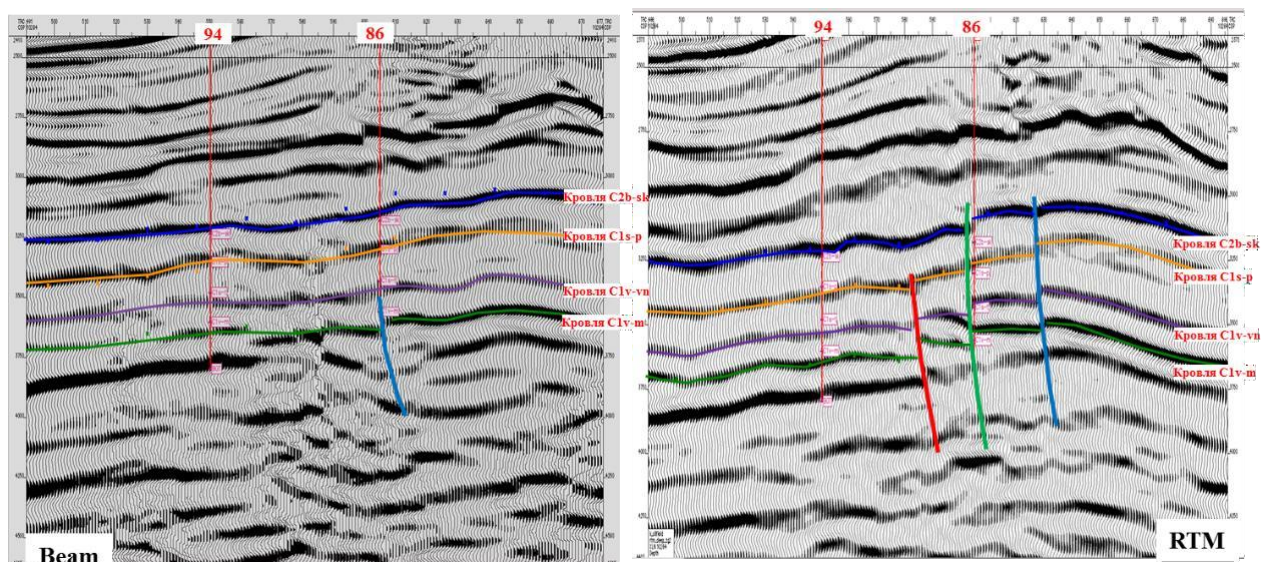


Рисунок 5.6 – Сравнение достижений старой обработки (слева) с достижениями RTM (справа) (Crossline10214)

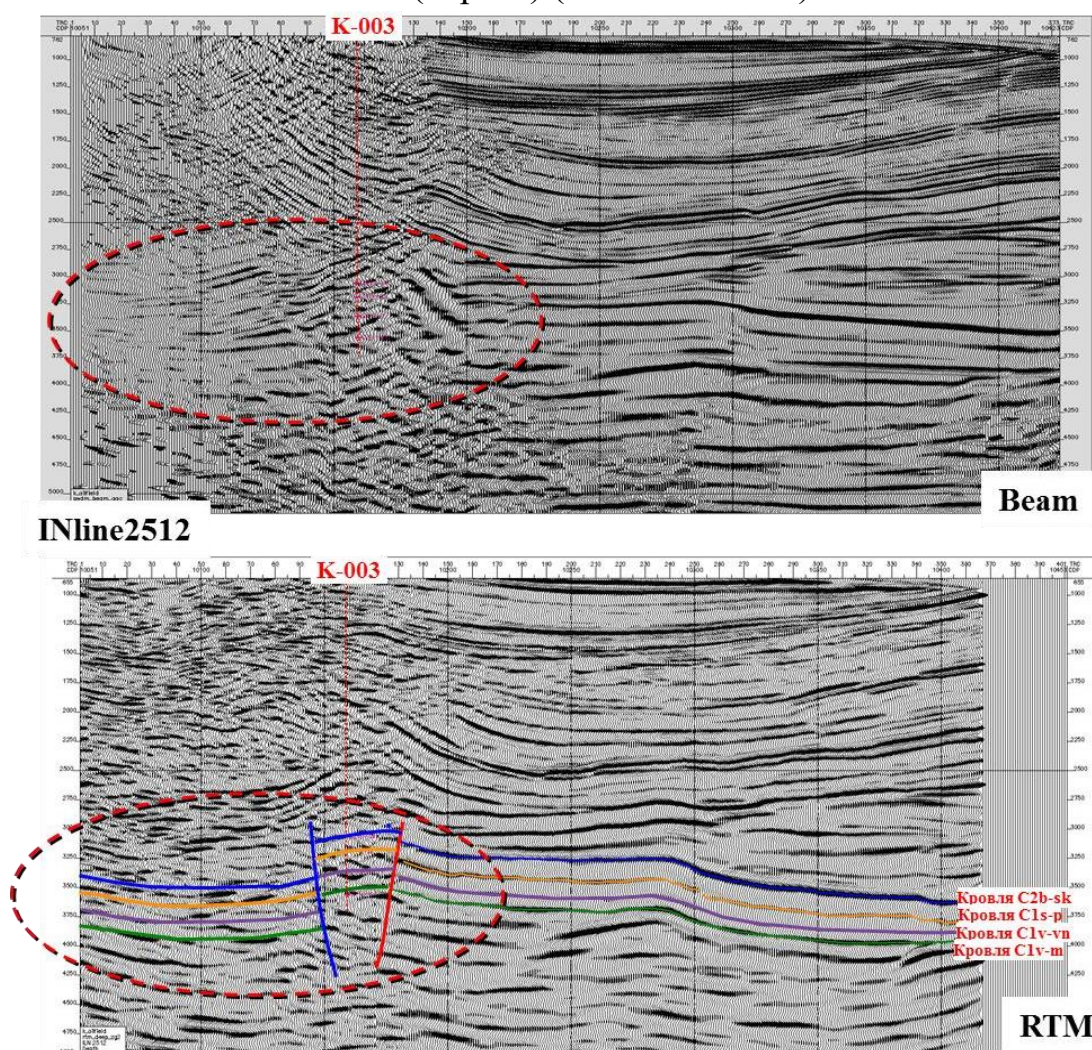


Рисунок 5.7 – Сравнение исходных достижений старой обработки (слева) с достижениями RTM (справа) (Inline2760)

Переобработка данных 3D позволила улучшить качество сейсмических данных: в целом, наблюдается хорошая прослеживаемость и динамическая выраженность отражающих границ в подсолевом разрезе, более отчетливо выделяются тектонические нарушения и границы соленосных отложений. Исключение составляют подсолевые отражения с хаотической записью под соляными куполами на севере, западе и юге контрактной территории, а также края сейсмического куба, соответствующие зонам снижения кратности отражений.

Результаты временной обработки и глубинной обработки дали очень хорошие результаты, что в итоге смогли провести структурную интерпретацию.

Интерпретация проводится на основе использования сейсмических данных, материалов бурения и каротажа. Первая задача структурной интерпретации – привязка отражающих горизонтов т.е. выявление опорных горизонтов привязкой по глубине. Для выделения региональных маркирующих реперов по данным ГИС использовались следующие критерии: высокое сопротивление, повышенные значения ГК, низкая пористость

Всего было прослежено 10 отражающих горизонтов, имеющих стабильное развитие и четкую прослеживаемость положительных и отрицательных осей синфазности

1. J1+2- подошва меловой системы (кровля юрской системы)
2. Т - подошва юрской системы (кровля триаса)
3. P1k- кровля соляных отложений кунгурского яруса нижней перми (P1k)
4. P1a+s- подошва солей кунгурского яруса нижней Перми (P1k)
5. СЗ (КТ-I) - кровля каменноугольной системы
6. С2m-pd (МКТ) – кровля московского яруса средней каменноугольной системы.
7. С2b-sk – кровля sk субъяруса башкирского яруса средней каменноугольной системы.
8. С1s-p – кровля р субъяруса серпуховского яруса нижней каменноугольной системы.
9. С1s-t–кровля t субъяруса серпуховского яруса нижней каменноугольной системы.
10. С1v-m – кровля m субъяруса визейского яруса нижней каменноугольной системы по глубине.

Поскольку объектом изучения являлись подсолевые карбонатные отложения, то с учетом данных о стратиграфических разбивках пласт КТ-II разделен на 11 пластов

Отдел	Ярус	Субярус	Горизонт
C ₂	C _{2m}	C _{2m-pd}	МКТ
		C _{2m-k}	КТ-II-1
		C _{2m-vr}	
	C _{2b}	C _{2b-pr}	
		C _{2b-sk}	
		C _{2b-kr}	
C ₁	C _{1s}	C _{1s-p}	КТ-II-2
		C _{1s-st}	
		C _{1s-t}	
	C _{1v}	C _{1v-vn}	
		C _{1v-m}	
		C _{1v-al}	

Используя результаты синтетических сейсмограмм по 21 скважинам, в которых имелся полный комплекс ГИС (АК, ГК и др.) по всему стволу (от устья и до забоя скважин), расположенных на контрактной территории для калибровки сейсмических данных. С этими результатами определили основные отражающие горизонты. Подобраны горизонты, имеющие стабильное развитие и четкое сейсмическое отражение, провели интерпретацию пластов (трассирование горизонтов), в том числе для горизонта КТ-II проводили трассирование 4 пластов: кровля C_{2b-sk}, кровля C_{1s-p}, кровля C_{1s-t} и кровля C_{1v-m}, отражения характеризуются (выделяются) на следующие:

- J1-2 – подошва меловых отложений – *Положительное отражение*
- Т – подошва юрских отложений – *Положительное отражение*
- P1kg – кровля соленосных отложений – *Положительное отражение*
- P1a+s – кровля подсолевых отложений – *Отрицательное отражение*
- КТ-I (C3) – кровля первой карбонатной толщи – *Отрицательное отражение*
- МКТ (C_{2m-pd}) – кровля межкарбонатной толщи – *Отрицательное отражение*
- КТ-II-1 (C_{2b-sk}) – кровля второй карбонатной толщи – *Положительное отражение*
- КТ-II-2 (C_{1s-p}) – кровля серпуховского горизонта - *Положительное отражение*
- C_{1s-t} – кровля тарусского возраста – *Положительное отражение*
- C_{1v-m} – кровля михайловский возраста – *Положительное отражение*

Развитие соляных структур происходило на севере, западе и юге, где они представлены 3-мя соляными куполами. Толщина соляных пород: 200-500м, толщина соляных куполов 1700-2500 м, в том числе площадь соляного купола «В» самая большая (12.9 км²) (рисунок 5.8, 5.9).

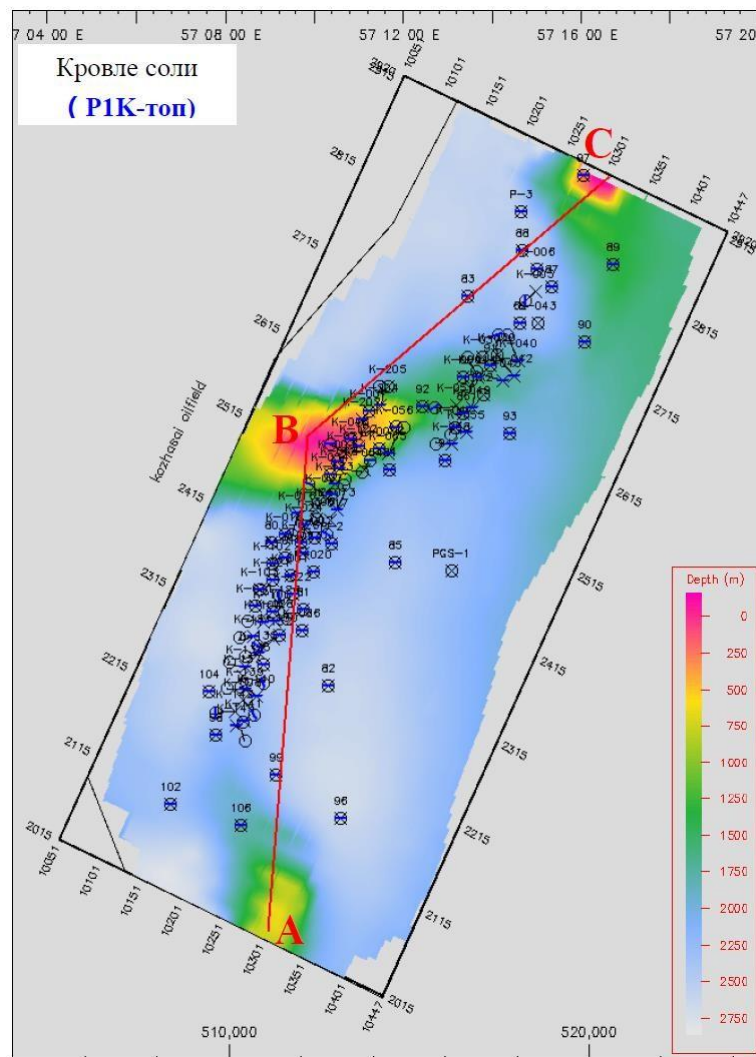


Рисунок 5.8 – Структурная карта по кровле соли (P1k)

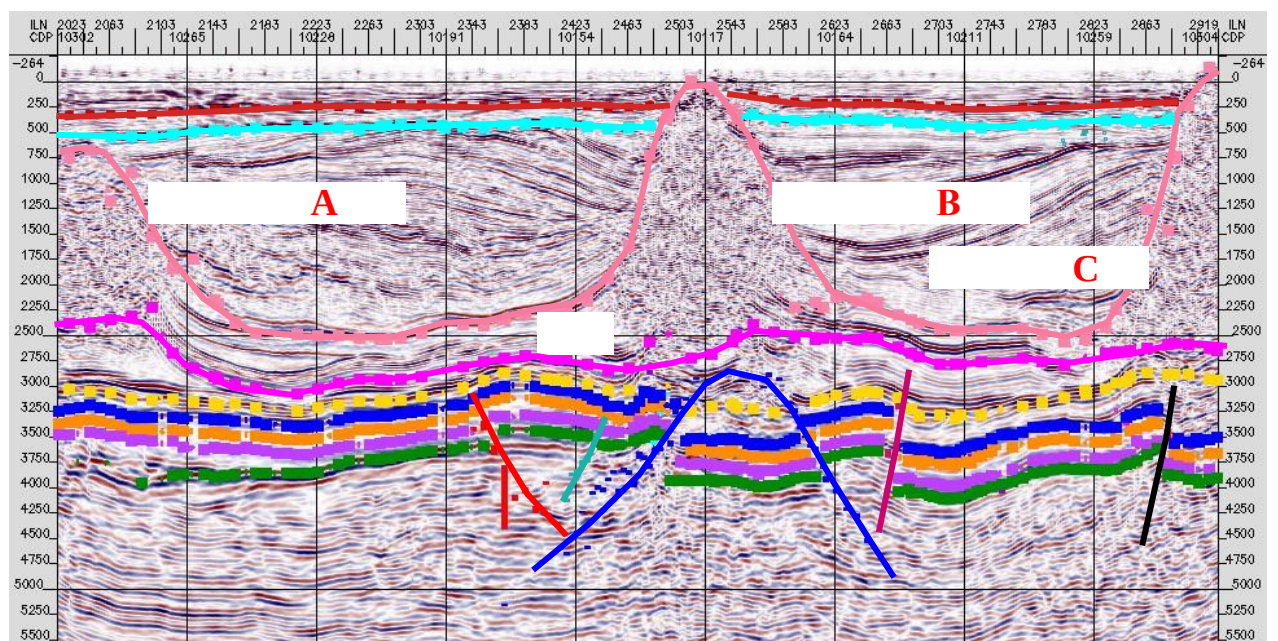


Рисунок 5.9 – Сейсмический профиль по линии

Второй задачей интерпретации является выделение тектонических нарушений. Критериями выделения тектонических разломов является потеря корреляции, резкое изменение положения оси синфазности и т. д.

В основном горизонте КТ-II развиты 2 группы взбросов, по простиранию ССВ, СВВ. В том числе развиты несколько основных взбросов и вторичные взбросы. Эти разломы, которые развивались в разных стадиях, проходили многократные движения, образуя сложную систему разломов и нынешнее строение месторождения Безымянное. Эти разломы играют главную роль в миграции, скоплении, разделении и т.д. для формирования нефтегазовой залежи на месторождении Безымянное, и также контролируют эти залежи. (рисунок 510).

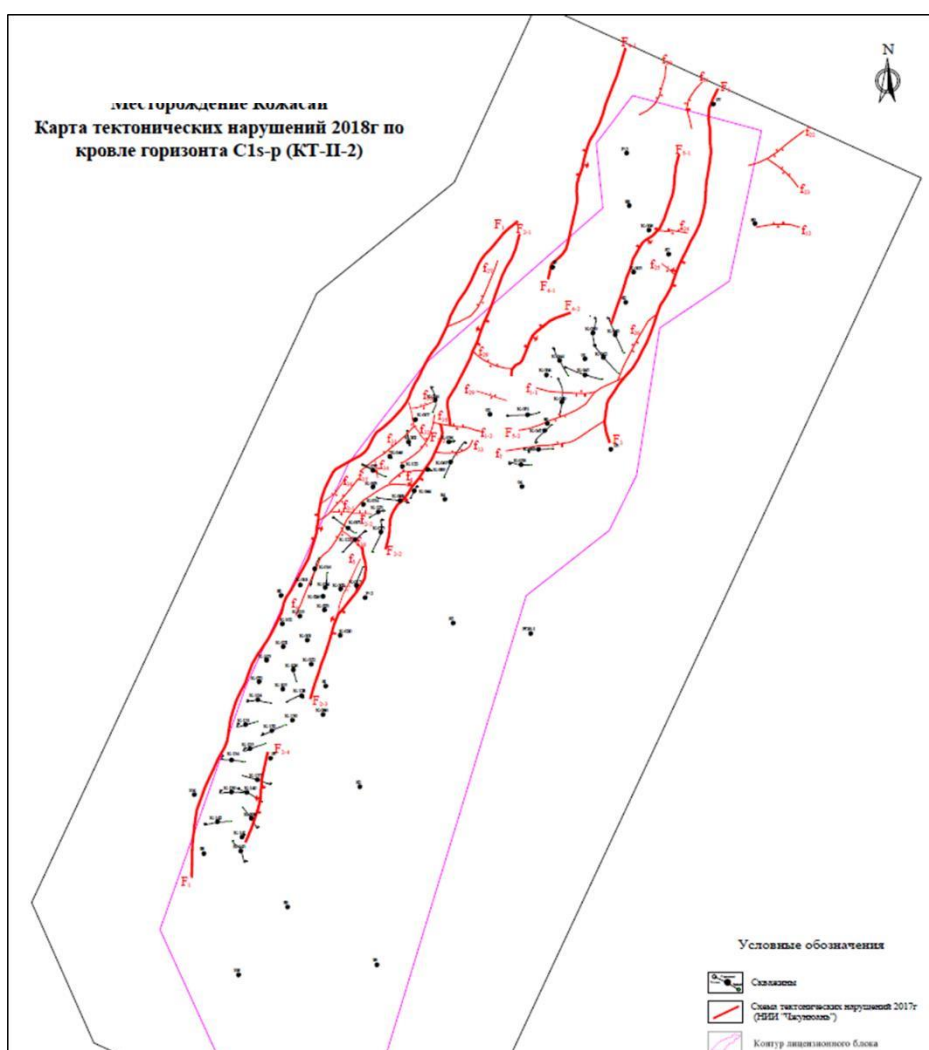


Рисунок 5.10 – Схема тектонических нарушений месторождения Безымянное

Разлом F1 является одним из основных разломов на месторождении Безымянное, по типу является взбросом, простирание к ССВ, направление по падению к ЮВВ, протяженность до 15 км. Наибольшее смещение находится в центре разлома, до 350м, по простиранию постепенно уменьшается. Движение разлома F1 контролирует западную границу южной антиклинали месторождения.

Разлом F2 является одним из основных разломов на месторождении Безымянное, по типу является взбросом, простирается к ССВ, направление по падению к СЗЗ, расстояние смещения по разлому больше 150 м, состоит из 4-х прерывистых разломов, длина до 15 км. Разлом F2 контролирует восточную границу южной антиклинали месторождения.

Разлом F3 является одним из основных разломов на месторождении Безымянное, по типу является взбросом, проходит через северную антиклиналь, простирается к ССВ, направление по падению к СЗЗ, смещения по разлому больше 400м, протяженность до 7.6 км. Разлом F3 контролирует восточную границу северной антиклинали месторождения.

Разлом F4 является одним из основных разломов на месторождении Безымянное, по типу является взбросом, развивается в северной части южной антиклинали, состоит из 2-х прерывистых разломов, простирается к ССВ, направление по падению к СЗЗ, смещение по разлому больше 50 м, протяженность до 4.9 км.

Разлом F5 является одним из основных разломов на месторождении Безымянное, по типу является взбросом, развивается в северной антиклинали и граничит к западу с разломами северной антиклинали, простирается к ССВ, направление по падению к ЮВВ, смещения по разлому 100-200 м, протяженность до 3.8 км. Разлом F5 контролирует западную границу северной антиклинали месторождения.

Кроме того, в районе месторождения ещё развиты более 20 вторичных и малоамплитудных разломов, которые пересекаются с вышеуказанными основными разломами. Из-за этого, формируется сложная сетка тектонических нарушений на месторождении Безымянное.

1. Южная часть: Тонкий соляной пласт, структура основного объекта является антиклиналью с 2 взбросами, форма разломов «Y-образная», в том числе разлом F1 контролирует западную границу южной антиклинали. (рисунок 5.11, 5.12).

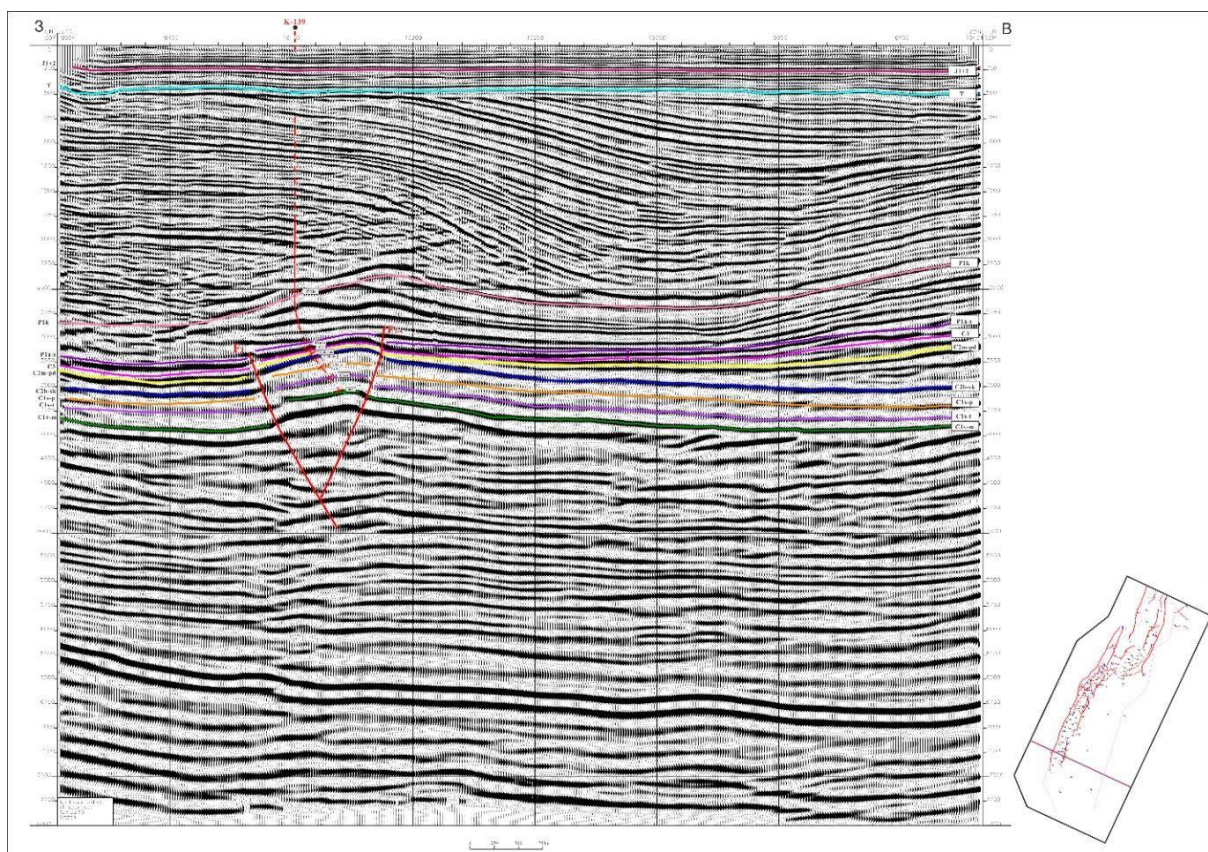


Рисунок 5.11 – Сейсмический профиль (Inline 2240)

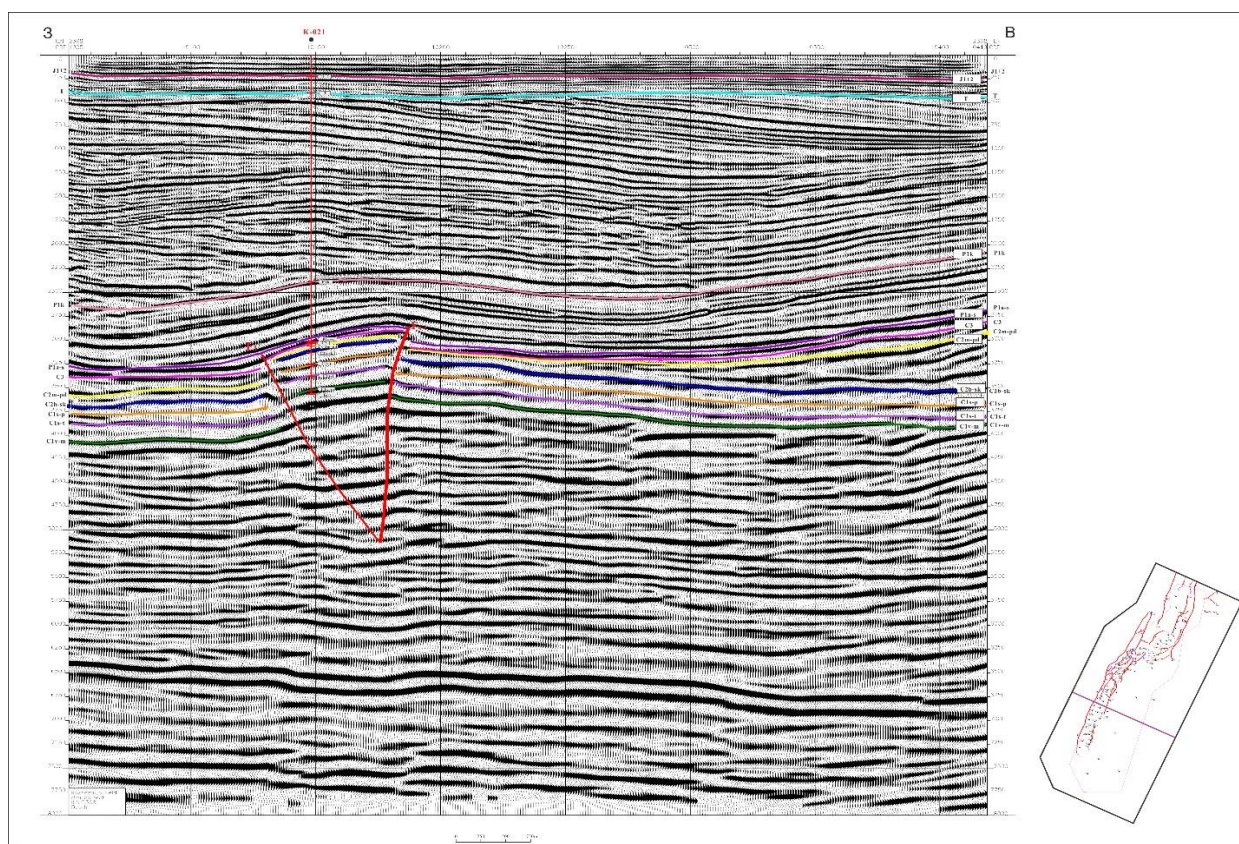


Рисунок 5.12 – Сейсмический профиль (Inline 2368)

2. Центральная часть: Западный соляной купол постепенно увеличивается, в основном горизонте развиты вторичные разломы, строение разломов «У-образная». (рисунок 5.13, 5.14)

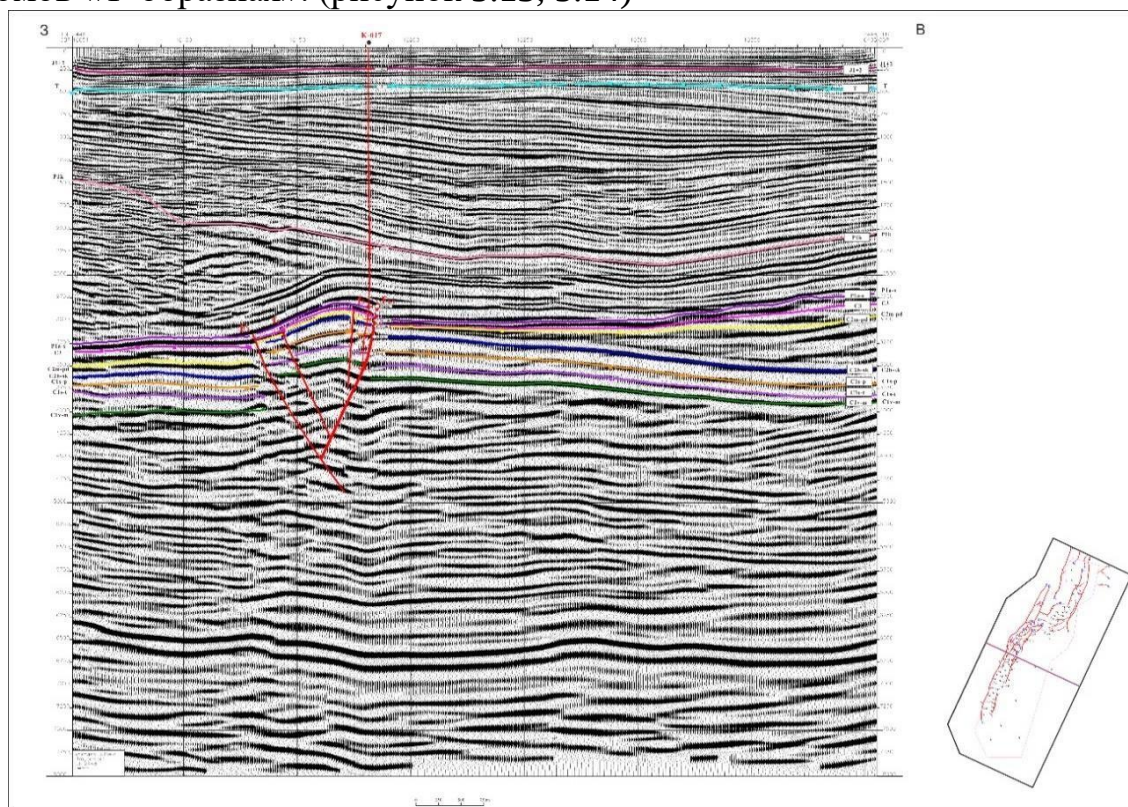


Рисунок 5.13 – Сейсмический профиль (Inline 2448)

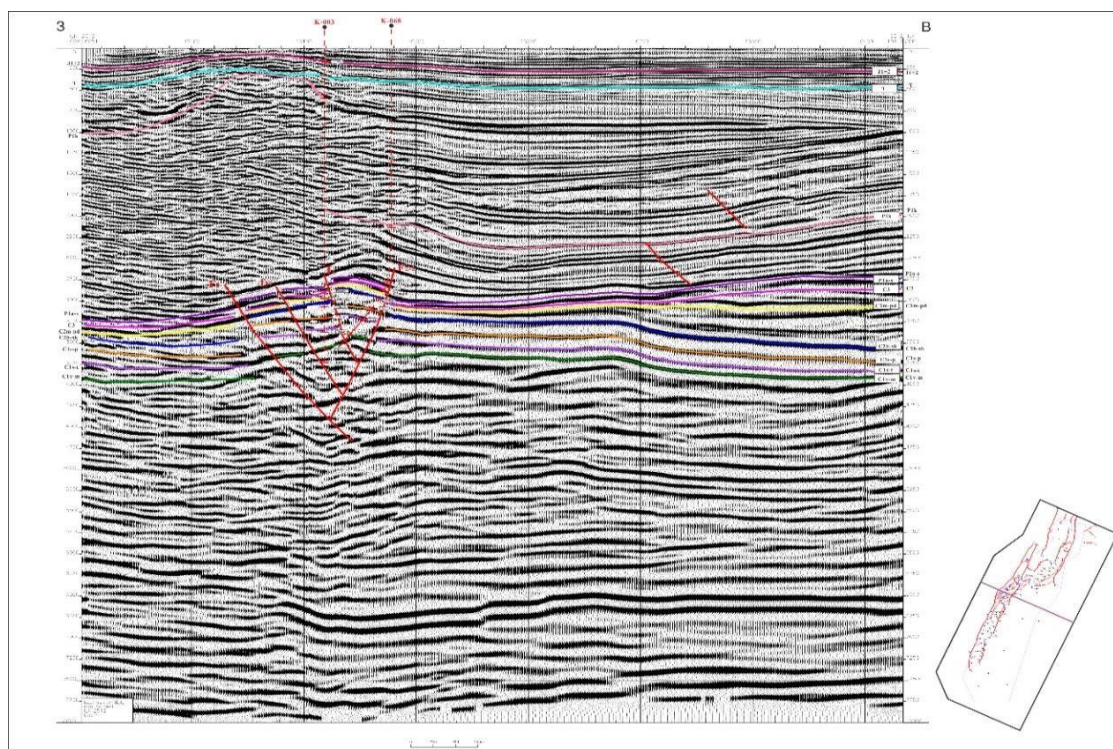


Рисунок 5.14 – Сейсмический профиль (Inline 2512)

3. Северная часть: Блок к северу южной антиклинали уменьшается; строение разломов «У-образная», в том числе разлом F3 контролирует восточную границу северной антиклинали. (рисунок 5.15, 5.16).

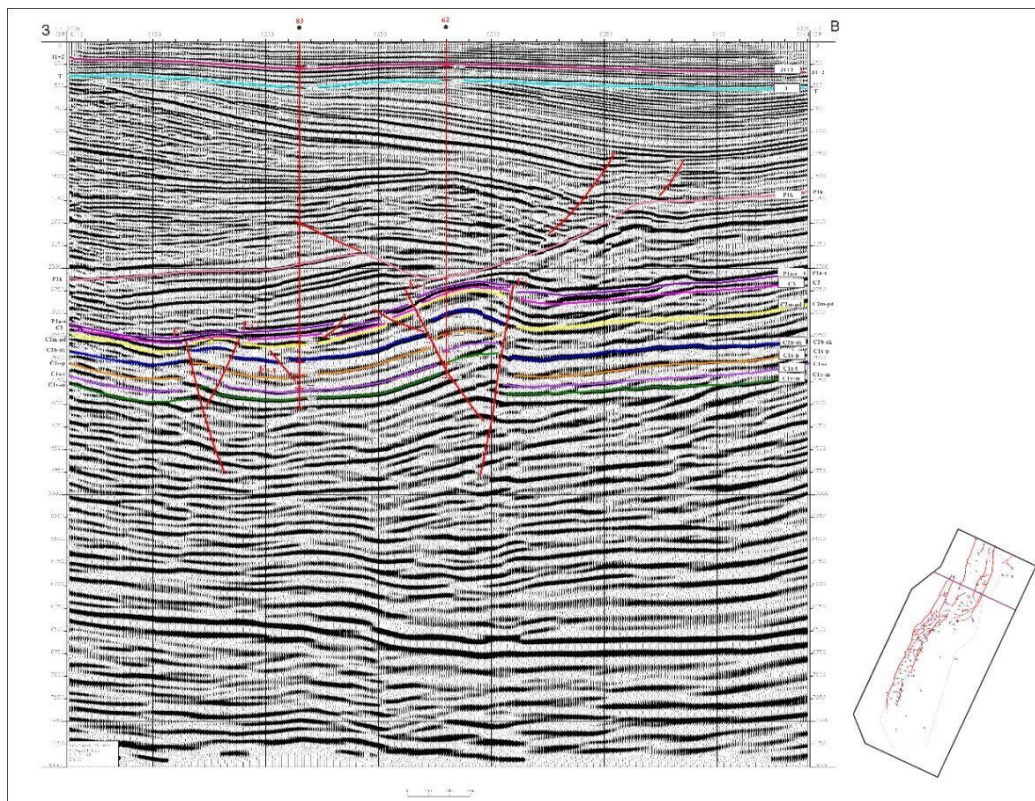


Рисунок 5.15 – Сейсмический профиль (Inline 2736)

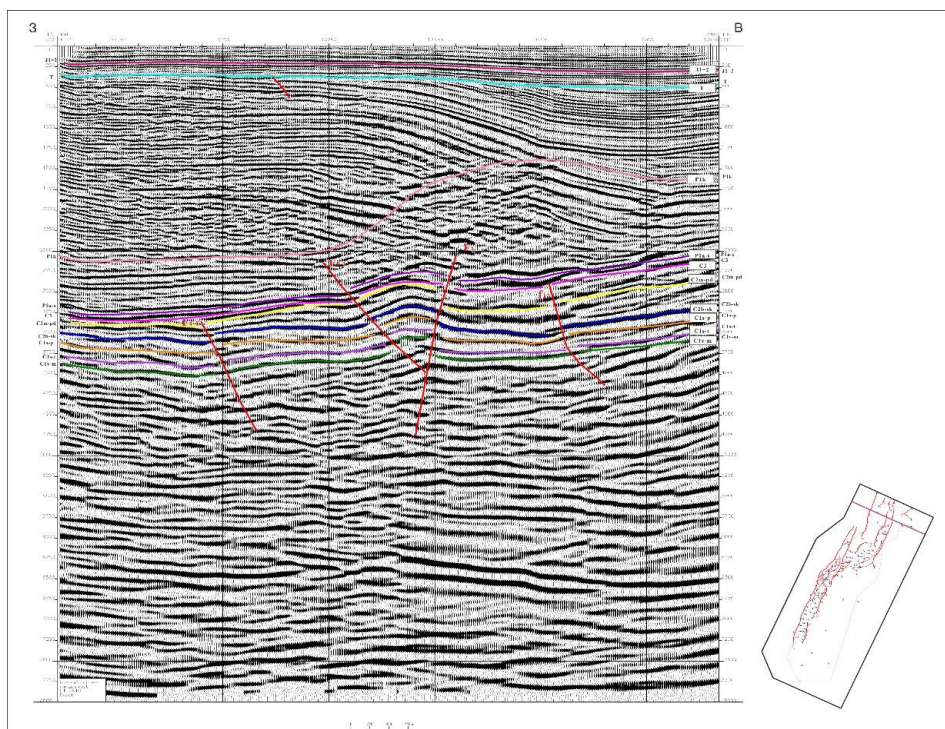


Рисунок 5.16 – Сейсмический профиль (Inline 2840)

Анализируя тектонические нарушения в районе работ. Мы видим, что тектонические нарушения на южной части проявляются слабее, чем в центральной и северной. В северной части у нас наблюдается, высокая степень тектонических нарушений.

В сложной зоне разломов используется не только сочетание скважинных данных и сейсмики, но и для уточнения контакта структуры используются данные разработки для подтверждения структуры. Например, в блоке I между нагнетательными скважинами К-122 и К-046 существуют малоамплитудные разломы, причина 1: в скважине К-122 и глубине 3472 горизонта КТ-II-2 заметны точки разрыва при корреляции пластов; причина 2: при анализе эксплуатации скважин считаем, что под влиянием разлома соответствующая добывающая скважина К-046 не получали значительный эффект от нагнетательной скважины К-122.

Совместный анализ процедуры выделения тектонических нарушений и данных разработки привели к выводу о том, что из-за наличия малоамплитудных разломов добывающая скважина К-046 не получала значительного эффекта от нагнетательной скважины К-122. (Рисунок 5.17)

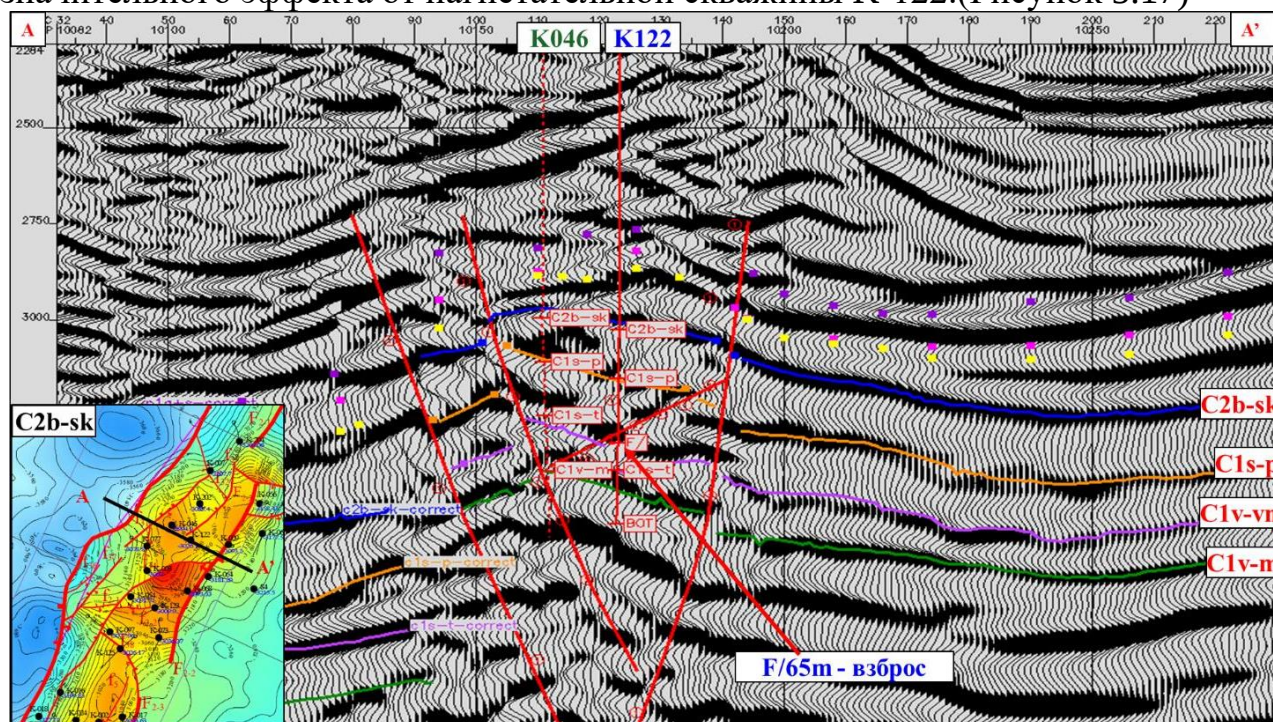


Рисунок 5.17 – Сейсмический профиль через скважины К-046-К-122

Для цели выделения и обнаружения тектонических нарушений использовался специальный сейсмический атрибут, который называется когерентность. Цель расчета куба когерентности заключается в том, чтобы несмотря на существующие различия в сейсмических данных, найти что-то общее, сравнить сходство формы локальных волн. В случае появления разломов, резкого изменения литологии, обнаружения аномального геологического объекта на сеймотрассах изменяется формы волны.

Анализ карты когерентности по кровле C1s-p показывает, что основное направление простирания разломов месторождения Безымянное – NNE; в то же время можно заметить, что в подсолевом комплексе в юго-западной части площади проявления разломов отсутствуют, что привело к выводу о наличии здесь малоамплитудных разломов, которые могут представлять сложную систему тектонических нарушений. (Рисунок 5.18)

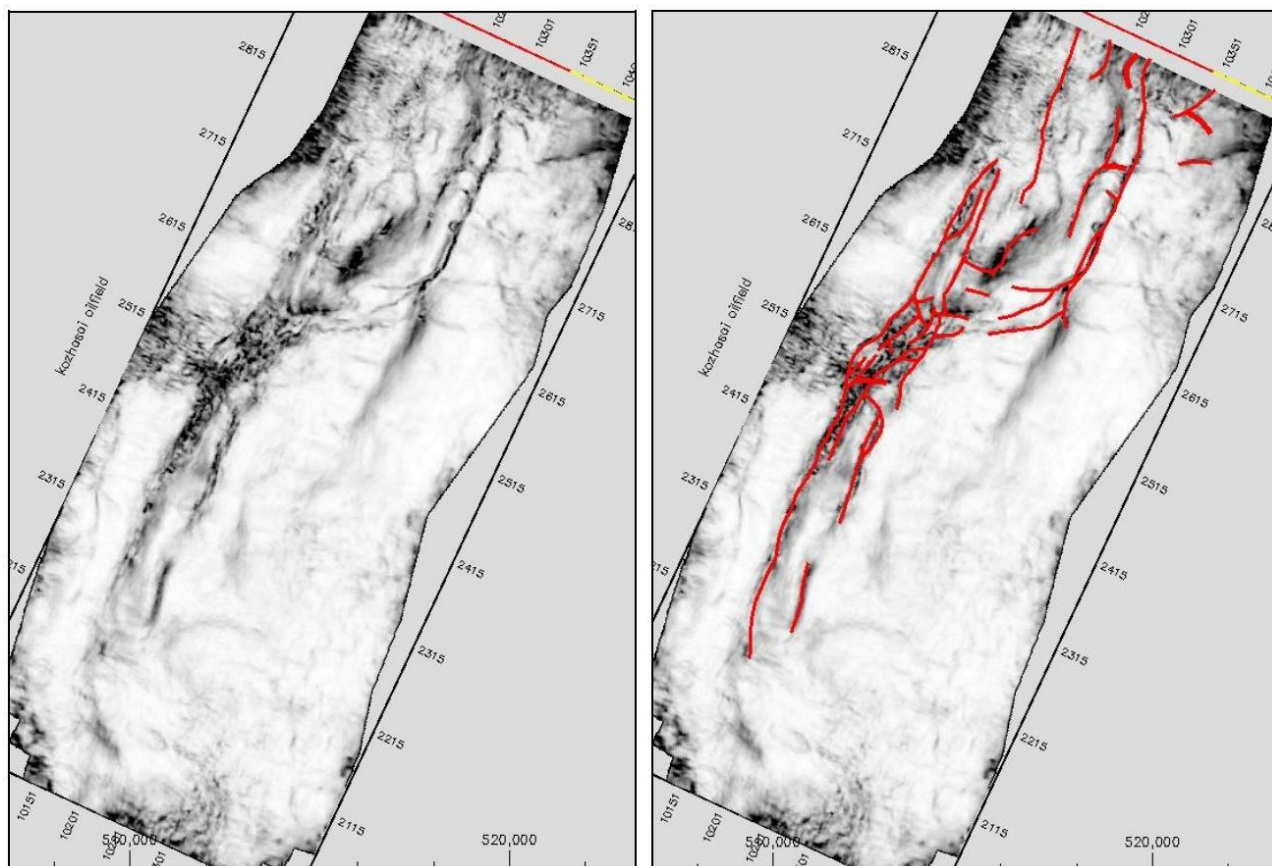


Рисунок 5.18 – Карта куба когерентности кровли C1s-p

В результате, по этому атрибуту когерентности мы посторили карту тектонических нарушений. Эта карта позволила разделить на другие тектонические блоки, что будет менять всю процедуру добычи и разработки.

6 Результаты структурной интерпретации

Работа по интерпретации трехмерных сейсмических материалов выполнена с применением программы GeoFrame, в соответствии с системой координаты Gauss-Kruger, Pulkovo 1942, по техническим нормам структурной интерпретации проводилась загрузка данных, контроль качества, интерпретация трехмерных сейсмических материалов и оформление графических приложений, анализирована тектоническая структура и закономерность развития малоамплитудных нарушений.

Последний этап интерпретации – построение структурных карт.

По результатам работы представленный ранее в 2012 году структурный план месторождения стал в большей степени отличаться от принятой модели тектонических нарушений, эти изменения стали выделяться в следствии, в основном, из-за нового подхода технологии обработки сейсмического материала, что позволило выделить и пересмотреть ранее выявленные тектонические нарушения и дополнить их. В сравнение с результатами новой интерпретации 2018 года, тектонические нарушения субширотного простирания менее развиты на месторождении. (Рисунок 6.1-6.4)

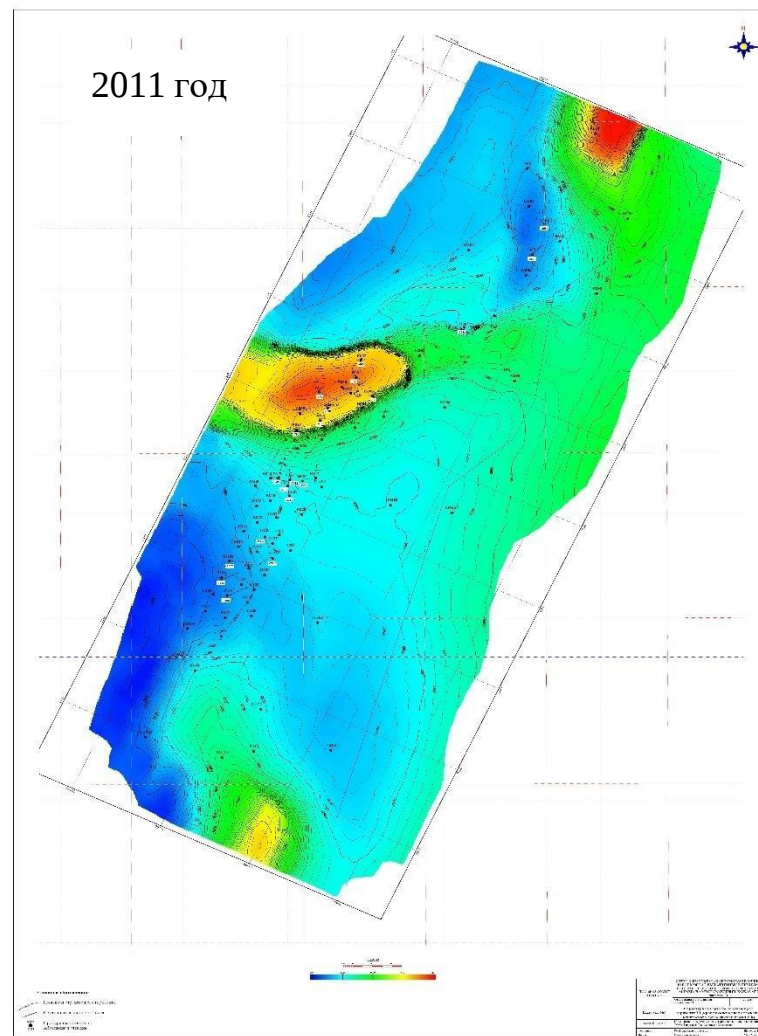
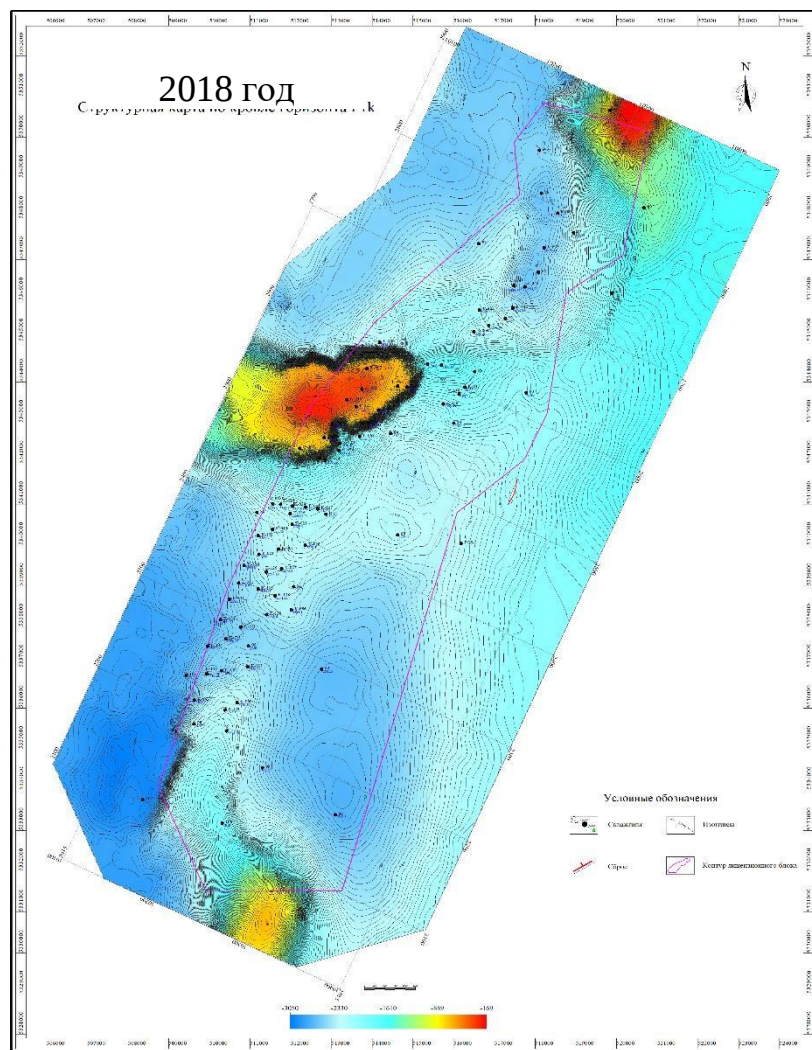


Рисунок 6.1 – Сравнение новой и старой структуры по кровле соли кунгурского яруса (P1k)

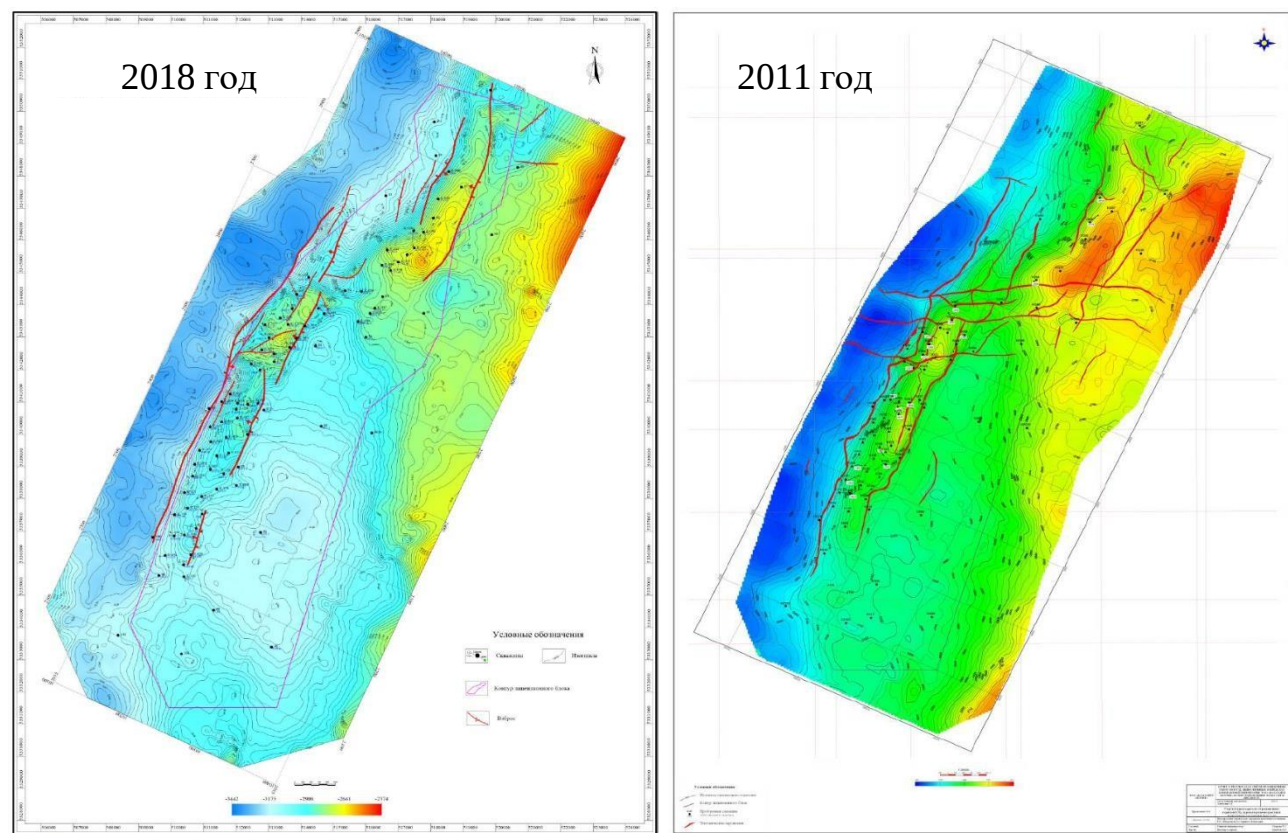


Рисунок 6.2 – Сравнение структур новых со старой по подошве соли кунгурского яруса (P1a+s)

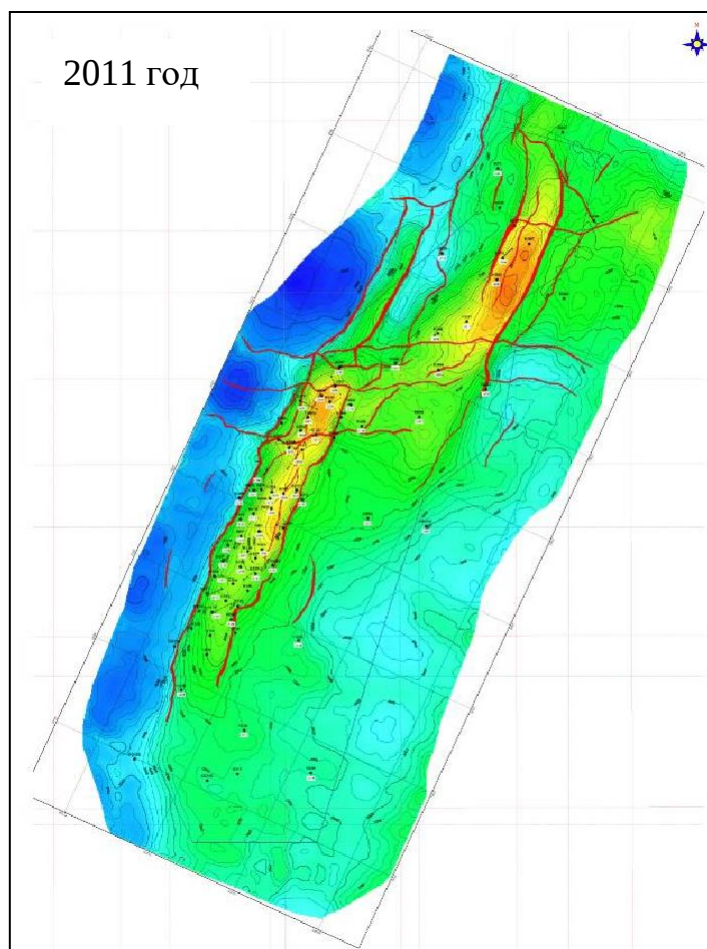
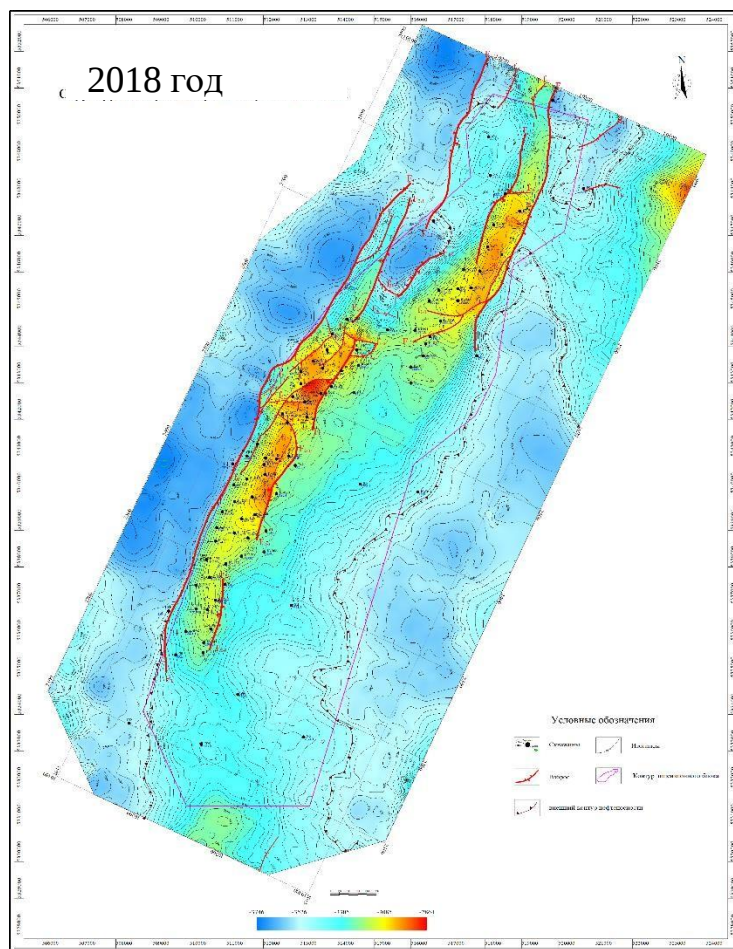


Рисунок 6.3 – Сравнение новой и старой структуры по кровле КТ-I

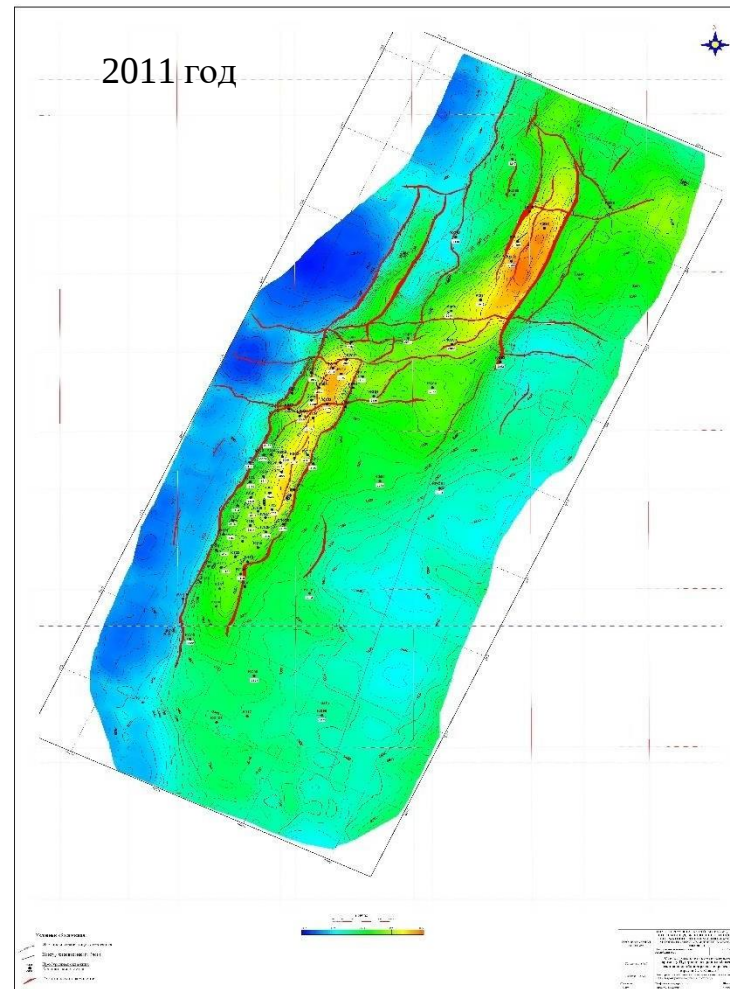
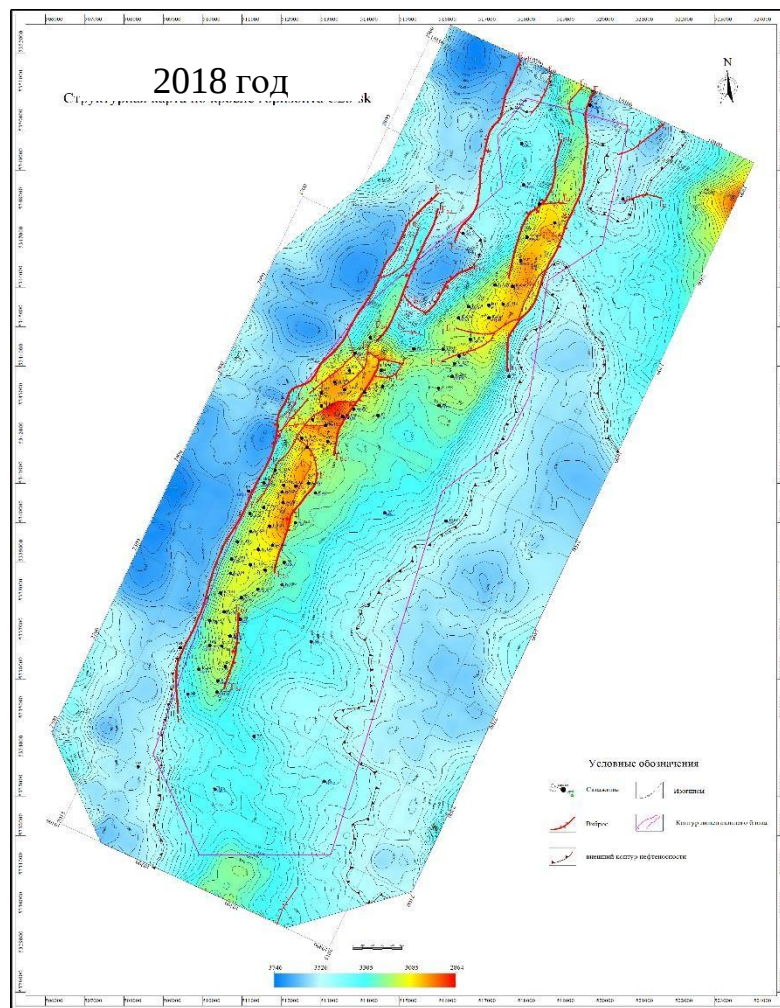


Рисунок 6.4 – Сравнение новой и старой структуры по кровле КТ-II (C2b-sk)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате, в данной работе перед нами стояли задачи собрать априорные материалы, которые даст нам возможность выполнить качественную интерпретацию. Далее мы на основе анализа старой и новой переобработки выделили проблемы и для того, чтобы решить эти проблемы мы выбрали оптимальные графические обработки и информационную технологию, которые дали нам возможность повысить разрешаемость сейсмической записи, повысить соотношение сигнал/помехе, уточнить структурную модель, получить более ярко выраженные границы и непрерывность подсолевого комплекса. В итоге, по всем этим результатам мы получили хорошую структурную интерпретацию.

Таким образом задачи, стоящие перед нашей дипломной работы были решены.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана, нефть и газ, том 3, Алматы, 2002г.
- 2 Волож Ю.А., Абдулкабиров А.А., и др. Сейсмостратиграфический анализ мезозойско-кайнозойского комплекса отложений Мангышлакского и Северо-Устьюртского осадочных бассейнов. Отчет по теме 01.07.668. Алма-Ата, 1990г.
- 3 Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А. и др. Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». Алматы, 1999г, 326 с.
- 4 Инструкция по оформлению отчётов о геологическом изучении недр Республики Казахстан. Министерство энергетики и природных ресурсов, комитет геологии и охраны недр, г. Кокшетау, 2004г.
- 5 Волож Ю.А., Парасына В.С. «Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность», Москва, 2008г.
- 6 Wilson J., «Depositional facies across carbonate shelf margins», 1970г.
- 7 Dunham R.J., «Classification of carbonate rocks according to depositional texture», 1962г.
- 8 Folk R.L., «Petrology of Sedimentary Rocks», 1965г.



Метаданные

Название

Использование современных интерпретационных комплексов для уточнения геологического строения месторождения Безымянное с целью оптимизации системы разработки и добычи

Автор

Ахатқызы Дана

Научный руководитель

Гульзада Умирова

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		0
Интервалы		0
Микропробелы		0
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		81

Объем найденных подобиий

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

14.00%

14.00%

КП1

25

Длина фразы для коэффициента подобия 2

4.52%

4.52%

КП2

7723

Количество слов

1.86%

1.86%

КЦ

59437

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	Миранов Асылан.docx Асылан Миранов 5/24/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	101	1.31 %
2	Миранов Асылан.docx Асылан Миранов 5/24/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	52	0.67 %
3	Миранов Асылайхан.docx Асылан Миранов 5/30/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	31	0.40 %

4	https://www.skachatreferat.ru/referaty/%D0%9A%D0%BE%D0%B6%D0%B0%D1%81%D0%B0%D0%B9/84853920.html	31	0.40 %
5	https://otherreferats.allbest.ru/geology/00124985_0.html	28	0.36 %
6	Мирамов Асылан.docx Асылан Мирамов 5/24/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	28	0.36 %
7	Внедрение УЭЦН на скважинах месторождения Каратобе Южное_Жетписбаев Д.М., Амангельды И.Н..doc Жетписбаев Д.М., Амангельды И.Н. 5/12/2019 Satbayev University (ИГНиГД)	27	0.35 %
8	Мирамов Асылан.docx Асылан Мирамов 5/24/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	26	0.34 %
9	Мирамов Асылан.docx Асылан Мирамов 5/24/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	25	0.32 %
10	Мирамов Асылан.docx Асылан Мирамов 5/24/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	24	0.31 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

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

из домашней базы данных (2.77 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	«Мониторинг чувствительности к антибактериальным препаратам бактерии Pseudomonas aeruginosa» Ахметова Айым Берікқызы 5/6/2019 Satbayev University (ИХИБТ)	62 (6) 0.80 %
2	Внедрение УЭЦН на скважинах месторождения Каратобе Южное_Жетписбаев Д.М., Амангельды И.Н..doc Жетписбаев Д.М., Амангельды И.Н. 5/12/2019 Satbayev University (ИГНиГД)	54 (3) 0.70 %
3	Мунарова Зумрат дипломная работа.docx Мунарова Зумрат 5/6/2019 Satbayev University (И_АиС)	31 (4) 0.40 %
4	Оценка запасов нефти и газа месторождения Алибекмола, геофизическими методами.doc Қанатұлы Мағжан 5/18/2018 Satbayev University (ИГНиГД)	24 (2) 0.31 %
5	Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр.doc Мадемиханова Гулжан Дуйсенбайқызы 5/13/2019 Satbayev University (ИГНиГД)	22 (1) 0.28 %
6	Геодинамика и особенности формирования нефтегазоносных комплексов надсолевых отложений восточного борта Прикаспийского бассейна.docx Асанова А.А 2/21/2018 Satbayev University (ИГНиГД)	14 (1) 0.18 %

7	Система оценки эффективности деятельности персонала в организации Куралбаев Ж.Н. 10/28/2017 Satbayev University (И_ЭиБ)	7 (1)	0.09 %
---	--	-------	--------

из программы обмена базами данных (8.38 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Миранов Асылан.docx Асылан Миранов 5/24/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	498 (28)	6.45 %
2	Миранов Асылайхан.docx Асылан Миранов 5/30/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	142 (12)	1.84 %
3	Мелдебек Жарылкасын.docx Жарылкасын Мелдебек 5/27/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	7 (1)	0.09 %

из интернета (2.85 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	https://otherreferats.allbest.ru/geology/00124985_0.html	58 (5)	0.75 %
2	https://www.skachatreferat.ru/referaty/%D0%9A%D0%BE%D0%B6%D0%B0%D1%81%D0%B0%D0%B9/84853920.html	37 (2)	0.48 %
3	http://ngdelo.ru/article/view/4928	36 (3)	0.47 %
4	http://www.ngtp.ru/upload/iblock/240/29_2020.pdf	19 (1)	0.25 %
5	https://revolution.allbest.ru/geology/00727936_0.html	19 (1)	0.25 %
6	https://otherreferats.allbest.ru/geology/00007345_0.html	18 (2)	0.23 %
7	https://revolution.allbest.ru/geology/00519682_0.html	15 (2)	0.19 %
8	https://allrefrs.ru/3-36320.html	12 (2)	0.16 %
9	https://workspay.ru/work/51056/	6 (1)	0.08 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

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

ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломную работу Ахатқызы Даны

Специальность 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Тема: «Использование современных интерпретационных комплексов для уточнения геологического строения месторождения Безымянное с целью оптимизации системы разработки и добычи»

Дипломная работа состоит из введения, шести разделов, заключения, списка использованной литературы из 8 наименований, 57 страницы текста, а также 32 рисунка и 3 таблицы.

Дипломная работа посвящена рассмотрению процессов обработки и интерпретации сейсмических данных, на основе которых уточняется геологическое строение продуктивных и соленосных отложений на изучаемой площади. Производится анализ выполненных структурных построений по целевым отражающим горизонтам. Показывается анализ структурных карт.

Автором был обработан и проанализирован внушительный объем опубликованных источников. В процессе подготовки дипломной работы Ахатқызы Дана продемонстрировала успешное применение теоретических знаний, полученных в стенах университета, на практике. Автор проходил производственную практику в Атырауском филиале ТОО «КМГ Инжиниринг».

Тема дипломной работы раскрыта полностью и составлена в соответствии со всеми требованиями на высоком уровне.

Дипломный проект Ахатқызы Даны 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:

Доктор PhD, ассистент-профессор кафедры Геофизики



Умирова Г. К.
«31» мая 2021 г.