

КАРАГАНДИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ АБЫЛКАСА САГИНОВА

УДК 550.386

На правах рукописи

ЖУМАБЕКОВ АРСЛАН

**Изучение закономерностей формирования продуктивных горизонтов
нефтегазоносного месторождения Мангышлакского бассейна по
средствам моделирования**

8D07201 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

Диссертация на соискание ученой степени доктора
философии (PhD)

Научные консультанты
Доктор технических наук, профессор
Портнов В.С.

Кандидат технических наук, доктор PhD
Маусымбаева А.Д

Зарубежный научный консультант
Доктор геолого-минералогических наук, профессор
Лиу Джэн.

Республика Казахстан
Караганда, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
Обозначения и сокращения	3
Введение	4
ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ И ИЗУЧЕННОСТЬ РЕГИОНА	9
1.1 Обзор Каспийской провинции	9
1.1.1 Тектоно-стратиграфический комплекс	9
1.1.2 Структурные данные региона	10
1.2 Нефтяные системы	11
1.3 Система бассейна Мангышлак	12
1.3.1 История открытия	13
1.3.2 Нефтепроявление региона	14
1.3.3 Стратиграфический разрез	15
1.3.4 Материнская порода	16
1.3.5 Порода-коллектор	17
1.3.6 Порода-покрышка	18
1.3.7 Оценка и анализ нефтегазовой системы Мангышлакского региона	20
1.4 Краткий геологический очерк изучаемого участка	21
ГЛАВА 2. СТРУКТУРНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ, ОЦЕНКА СТРУКТУРНОГО ФАКТОРА	23
2.1 Оценка качества данных	23
2.2 Интерпретация структуры	23
2.2.1 Интерпретация горизонтов	23
2.2.2 Интерпретация тектонических нарушений	26
ГЛАВА 3. КАРТОПОСТРОЕНИЕ	29
2.1 Моделирование скоростей и преобразование время/глубина	29
3.2 Структурная характеристика Юрских отложений	30
3.3 Структурная характеристика триасовых и палеозойских отложений	31
3.3 Структурная характеристика триасовых и палеозойских отложений	32
3.4 Анализ структурной эволюции	34
ГЛАВА 4. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ	35

4.1 Особенности осадконакопления	35
4.1.1 Принципы анализа.....	35
4.1.2 Региональная обстановка осадконакопления	35
4.1.3 Знаки и типы осадочной фации	35
4.1.4 Анализ фаций по отдельным скважинам	36
4.1.5 Анализ осадочных фаций через скважины	37
4.1.6 Анализ осадочных фаций по площади.....	38
4.2 Особенность коллекторов.....	39
4.2.1 Литология коллекторов	39
4.2.2 Физические свойства коллекторов	40
4.2.3 Распределение коллекторов	41
ГЛАВА 5. АНАЛИЗ ПРОДУКТИВНОГО КОМПЛЕКСА В ЮРЕ	43
5.1 Нынешнее состояние разработки месторождения.....	43
5.1.1 История разработки.....	43
5.1.2 Показатели разработки	43
5.1.3 Уровень падения.....	46
5.1.4 Анализ увеличения добычи.....	46
5.1.5 Анализ изменения обводненности	47
5.1.6 Темп отбора нефти	47
5.1.7 Начальная продуктивность.....	48
ГЛАВА 6. УГЛУБЛЁННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ	49
6.1 Изучение упругих свойств (Rock Physics) для оценки технической целесообразности изучения литологии и флюидов по сейсмическим данным.....	49
6.2 Увязка угловых сумм	50
6.3 Инверсия сейсмических данных	52
6.4 Классификация результатов инверсии.....	53
ГЛАВА 7. ПОСТРОЕНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ НОВОЙ КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕЛИ.....	54
7.1 Обновление структурной модели	54
7.2 Применение атрибутивной модели	57
7.2.1 Модель глинистости.....	57
7.2.2 Модель литофаций	58

7.2.3 Модель пористости	59
7.2.4 Модель проницаемости	59
7.2.5 Модель NTG.....	60
7.2.6 Модель водонасыщенности.....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	62
РЕКОМЕНДАЦИИ	63
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	64

Обозначения и сокращения

RMS – Root-Mean-Square attribute (атрибут
среднеквадратичного значения)

API – American Petroleum Institute (Американский институт
нефти)

ОРЗ – Одновременно-раздельная закачка

ГРП – Гидравлический разрыв пласта

ВНК – Водно-нефтянок контакт

GR – Gamma ray (гамма каротаж)

SP – Spontaneous log (Каротаж вызванной поляризации)

WE – West East direction (Направление с Запада на Восток)

ППД – Поддержания пластового давления

ГТМ – Геолого-технических мероприятий

ШГМ – Штанговыми глубинные насосы

OVT – Offset-vector tile (выборка по азимутам)

Введение

На сегодняшний день в целях увеличения добычи запасов углеводородного сырья и обеспечения технической части работ, вовлечённых в разработку и эксплуатацию сложно-построенных месторождений, являются ключевым изучение литологии и петрофизических свойств коллектора.

На данном блоке Мангышлакского бассейна выполнен сбор высокоплотных трёхмерных сейсмических данных, площадь, что покрывает месторождение. Задача данного исследования состоит в выполнении сейсмической интерпретации, исследовании условий осадконакопления и коллекторов, сейсмической инверсии, оценке залежей, построение геологических моделей в пределах района сейсмических работ 3Д, что в свою очередь является неотъемлемой частью при поиске района с возможностью разведки и разработки, размещения разведочных скважин, анализ наличия пропущенных залежей и освоении их потенциала. Исследование состояния геолого-геофизической изученности района по средствам моделирования включает в себя:

1. Изучение геологические границы континентальной части Мангышлакской впадины нефтегазоносного района;
2. Представление информация о структурная интерпретация, оценка структурного фактора;
3. Проведение сейсмогеологической характеристики, а именно Интерпретация горизонтов, тектонических нарушений;
4. Изучение структурно-тектоническая характеристика зоны поднятия Мангышлак.
5. Построение геологической модели с детализацией параметров формирования продуктивных горизонтов
6. Проведение углубленная интерпретация сейсмических данных

Для прогноза литологии коллекторских свойств и насыщения в межскважинном пространстве в настоящее время все чаще используется сейсмическая инверсия – процесс преобразования сейсмических данных в количественное описание свойств пород, слагающих резервуар. Целью данного исследования является интерпретация и классификация результатов инверсионных преобразований основываясь на анализе влияния литологического состава, насыщения и петрофизических параметров на упругие характеристики горных пород.

Актуальность исследований. Республика Казахстана установила план по развитию стратегии с помощью увеличения объема и темпа добычи к 2021-2025 гг. в количественном эквиваленте до 100-120 млн тонн в год. Прирост добычи возможен за счет палеозойских гигантов Западного Казахстана, а также группой месторождений Мангышлакского бассейна, характеризующихся повышенным содержанием серы и сероводорода.

Необходимость и экономическая эффективность поиска и разведки локаций вторичных углеводородов. Использование достоверного сейсмического прогноза распределения глубоких горизонтов Мангышлака позволяющего детально изучить геологические закономерности и найти новые участки промышленно-значимые для месторождения.

Целью исследования является построение и установление закономерностей развития продуктивных поисковых объектов на основе анализа строения, определение дальнейшей стратегии поисковых работ на глубокопогруженные палеозойские горизонты на основе разработки новых сейсмических методических «подходов» и представлений, обеспечивающих более высокую оценку перспектив нефтегазоносности и вероятность обнаружения вторичных скоплений УВ.

Задачи исследования:

1. Выполнить анализ имеющихся и новых данных, уточнить характер региональных геотектонических особенностей и геологических моделей строения бассейнов;

2. Изучить проявления элементов разломной тектоники и блокового строения территории, с учетом выявленных региональных и площадных закономерностей седиментационных особенностей;

3. Уточнить характера строения и состава отложений во внутренних относительно глубоководных районах Мангышлакского палеозойского бассейна осадконакопления;

4. Обосновать перспективность поисковых объектов, в относительно глубоководных районах бассейна с преимущественно терригенным и карбонатно -терригенным осадконакоплением;

5. Выявить региональные закономерностей основе геологической модели сейсмических атрибутов в верхних Юрских и Палеозойских отложениях, связанных с распространением фаций в песчаных телах;

6. Обосновать эффективность направлений поисковых первоочередных объектов, рекомендаций по рациональному размещению и повторному использованию скважин по видам и объемам.

Объект исследования

Месторождение Мангышлакского бассейна

Научная новизна:

1. Разработана новая модель формирования палеозойских отложений, учитывающая пространственное взаимоотношение крупных блоков фундамента, позволяющая уточнить структурно-тектонические особенности и состав основных литолого-стратиграфических комплексов;

2. Выявлены новые перспективные объекты, характеризующиеся единым структурным замыканием по Юрским отложениям;

3. Разработано альтернативное направление поискам остаточных залежей месторождений нефти и газа преимущественно в карбонатных

резервуарах, осложненных высоким содержанием сероводорода и серы, предполагающее значительное удорожание работ и издержки;

4. Установлены закономерности, что не менее крупные залежи связываются с поднятиями конседиментационного и массивного типа в отложениях преимущественно терригенного и карбонатно-терригенного состава относительно погруженных внутренних районов Мангышлакского бассейна, глубина залегания залежи определяется затратами, однако низкая концентрации сероводорода и серы на исследуемой глубине повышает ее ценность.

Защищаемые научные положения.

1. Высокие перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений определяются блоковым строением и различием в глубинах залегания фундамента, обусловившим продолжительность этапов седиментации, литолого-фациальную изменчивость и значительные толщины перспективных отложений, а также развитием крупных конседиментационных поднятий и массивов верхних Юрских отложений. Первостепенное значение имеет прогноз и обнаружение экологически чистых от сероводородного «заражения» значительных залежей УВ на краевых латеральных участках песчаных отмелей русла образования, а также глубоководной части бассейна, в областях преимущественного терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления.

2. Сейсмогеологическая характеристика, обусловлена новой методикой интерпретации глубокозалегающих горизонтов на основе комбинация сейсмических данных и новых выявленных геологических характеристик, формирующие на относительно более древних уровнях отложений объекты-поднятия, отражающиеся в новом представлении закономерностей распределения аномалий потенциальных полей, особенностей проявления разломной тектоники и вторичных коллекторов по фациям песчаных тел устьевого бара.

3. Применение новой геологическую модель участка на основе новых сейсмических атрибутов. Основными объектами интерпретации являются крупные поднятия на глубинах 3.2-4.2 км во внутренних относительно погруженных районах Мангышлакского бассейна с преимущественно терригенным и карбонатно-терригенным осадконакоплением, обосновывающие значительное расширение площади перспективных земель и благоприятные предпосылки вторичных коллекторов для существенного прироста запасов нефти и газа.

Основные научные и практические результаты диссертационной работы заключаются в следующем.

1. Выявлены геологические границы континентальной части Мангышлакской впадины нефтегазоносного района.

2. Представлена информации о структурной интерпретации, оценка

структурного фактора участка месторождения. Установлена структурно-тектоническая характеристика зоны поднятия Мангышлакского бассейна.

3. По результатам сейсмогеологической характеристики, а именно детальная привязка рассчитанных сейсмограмм для вертикальных компонентов, являющиеся результатом прохождения модельного импульса (Ricker Wavelet) через упругую однородную среду; методом интерпретация горизонтов на основе атрибута RMS amplitude, среднеквадратичная амплитуда сигнала в каждой точке сейсмотрассы, значения сейсмических атрибутов в точках пересечения скважин сравнивались с данными по мощностям интервала для выявления зависимости вида «сейсмический атрибут — мощность пласта»; тектонических нарушений верхних Юрских и перспективы Палеозойских глубокозалегающих отложений.

4. Построена новая геологическая модель с детализацией параметров формирования продуктивных горизонтов на основе сейсмических атрибутов

5. Разработаны рекомендации по оптимизации и повышению продуктивности месторождения по поиску остаточной нефти.

Структура и объем диссертации. Диссертация изложена на 67 страницах и состоит из введения, семи глав, заключения, рекомендаций и списка использованных источников. Диссертация иллюстрирована 29 рисунками и 3 таблицами.

Благодарности.

Автор выражает глубокую признательность научным консультантам, доктору технических наук, профессору кафедры ГРМПИ Портнову В.С., к.т.н., доктор PhD Маусымбаева А.Д. кафедры ГРМПИ за помощь в выборе научного направления, помощь в освоении методик исследования, за научное сопровождение, ценные советы и замечания, а также за поддержку на протяжении всего времени обучения в докторантуре и написания диссертационной работы.

Отдельную благодарность и глубокую признательность автор выражает зарубежному научному консультанту, доктору геолого-минералогических наук, профессору кафедры геонаук, директору лаборатории инженерной географии и ресурсов КНУ Лиу Джэн за ценные рекомендации и научное сопровождение, помощь в организации и проведении аналитических исследований и методическую помощь при выполнении работы, за организацию и помощь в прохождении научных зарубежных стажировок.

Автор благодарит преподавателей и сотрудников кафедры "Геология и разведка месторождений полезных ископаемых" НАО КарТУ на базе, которой были проведены исследования, получены рекомендации и написана диссертационная работа, а также Wei Xiaodong советника по науке, Директор Департамента разработки резервуара ТОО "BGP inc. CNPC" (Китай), за содействие в сборе материала и построение моделей, ценные советы и научные консультации. За ценные советы и консультации автор благодарит

директора Департамента технического планирования поиск и разведки нефти и газа ТОО "BGP inc. CNPC" (Китай) за помощь в проведении сейсмической интерпретации на базе исследовательского института, доктора PhD Мадишеву Р.К., за ценные советы в детализации изучения продуктивности месторождения и оформления работ по стандартам.

ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ И ИЗУЧЕННОСТЬ РЕГИОНА

1.1 Обзор Каспийской провинции

Расположение и границы провинций. Среднекаспийский бассейн занимает восточную часть Северного Кавказа, центральную часть Каспийского моря и систему впадин к востоку от моря. Южная граница бассейна определяется складчатым поясом Большого Кавказа, Карабогазским сводом, а на шельфе - Апшеронским порогом (Апшеронско-Прибалханская зона поднятий), разделяющим Среднекаспийский и Южно-Каспийский бассейны. Северная граница с Северо-Каспийской впадиной проходит по Карпинскому хребту (юго-восточное продолжение складчатого пояса Донбасса). Сильно деформированные верхнепалеозойские породы хребта (складчатого пояса) выходят на поверхность в его западной части и погребены под мезозойскими и третичными породами в восточной части. В море граница определяется южной границей соляной тектоники, а дальше на восток проводится по Мангышлакской и Центрально-Устюртской системам поднятий [4,5,6,14,39,40].

На западе Ставропольский свод и Минераловодское возвышение отделяют Среднекаспийский бассейн от Азово-Кубанской впадины, расположенной дальше на запад. На Ставропольском своде фундамент перекрыт альбскими и более молодыми породами, а более древние стратиграфические единицы выклиниваются на склонах. Большая часть бассейна расположена в России (к западу от Каспийского моря) и Казахстане (к востоку от моря). Небольшая южная часть западного прибрежного района находится в Азербайджане [12,15,16,20,32,49,51].

1.1.1 Тектоно-стратиграфический комплекс

Фундамент Среднекаспийского бассейна представляет собой террейн герцинского возраста, сложенный различными деформированными породами среднего и позднего палеозоя. Фундамент перекрыт позднепермско-триасовой рифтовой системой, заполненной обломочными, карбонатными и вулканическими породами. Различные части этой тапрогенной толщи несогласно перекрыты платформенной толщей от юрских до эоценовых отложений. В основании этой толщи залегают обломки ниже-средней юры, обычно обогащенные углистым органическим веществом [32].

Породы преимущественно континентальные в нижней части (за исключением зоны вдоль Большого Кавказа), постепенно становясь более морскими к вершине разреза. Во время широко распространенной трансгрессии среднего келловей-кимериджа в море отлагались сланцы и

карбонаты. Титонский интервал представлен значительным несогласием в большинстве областей, за исключением центрального Терско-Каспийского прогиба, где толстая соль откладывалась в глубоководной лагуне, которая была отделена рифами от Тетийского океана на юге. Меловые породы преимущественно морские и состоят из карбонатов и обломков Неокомского яруса, мощного обломочного разреза Апта-Альба и в основном карбонатных пород верхнего мела. Палеоцен-эоценовые породы в верхней части платформенной толщи представляют собой мощные мелководно-морские обломки Ставропольского свода и тонкий конденсированный разрез глубоководных пелагических карбонатов и сланцев к востоку от свода [22].

Орогенная толща в кровле осадочного чехла образовалась во время формирования прогиба к северу от растущего складчатого пояса Большого Кавказа. Толщина толщи достигает 4–6 км в переднем прогибе вдоль горного фронта. Секвенция начинается Майкопской серией Оligоцен-нижний Миоцен - мощной глинистой толщей, которая на северо-востоке содержит пласты песчаника в средней и верхней частях. Глубоководные черные сланцы, обогащенные типом Ю5 эрогены повсеместно распространены в нижней части толщи и являются важной нефте-материнской породой. Основным источником происхождения все еще находился к северо-востоку от бассейна, но многочисленные массивные Олистостромы (отложения гравитационного потока) присутствуют вдоль Кавказского фронта. Олистостромы, включающие в себя различные хаотично перемешанные до Майкопские породы, указывают на начальную стадию кавказского Орогенного поднятия, хотя поднятые структуры все еще находились под водой. Обломочные турбидиты, в том числе песчаники, происходящие с юга, известны в нижней майкопской толще в более западных районах Северного Кавказа, в Азово-Кубанской впадине [17].

Важное несогласие до среднего миоцена в кровле майкопской толщи фиксирует начало неотектонического этапа. Этап характеризовался продолжающимся сжимающим напряжением с юга, которое затронуло весь бассейн и простиралось далеко на север до Русского кратона. Напряжение вызвало интенсивный рост структуры, разломы и трещины во многих областях. Мощные (до 2,5–3,5 км) укрупняющиеся и восходящие орогенные обломки, отложившиеся на этом этапе, ограничиваются узким носовым прогибом и резко тонкие до нескольких сотен метров и менее на склоне переднего края.

1.1.2 Структурные данные региона

Средне-каспийская впадина сформировалась в юрско-кайнозойское время на эпигерцинском позднепалеозойском фундаменте, прорезанном рядом близширотных поздне-Пермско-Триасовых рифтов. Бассейн

тектонически неоднороден; его западная часть представляет собой типичный Форлендский бассейн, тогда как формирование восточной части связано с после Триасовым опусканием блока земной коры между двумя Пермо-Триасовыми рифтами [13]. Северный рифт был структурно инвертирован и сильно деформирован в до Юрское время. Это выражается как Мангышлакский складчатого пояса (мега-антиклиналь) в данной структуре [6,7].

Основные структурные единицы осадочного чехла бассейна параллельны складчатому поясу Большого Кавказа, который образовался в пост Эоценовое время из-за закрытия окраинного моря в северной части Тетиса. Самая глубокая часть впадины находится в прогибе, где глубина до фундамента достигает 10–12 км. От Носового прогиба фундамент поднимается на север к Ставропольскому своду и Карпинскому хребту, где залегает на 1,5–2 км [39, 88].

Имеющиеся данные о строении центральной части Каспийского моря скудны, поскольку до недавнего времени там проводилось мало сейсмических исследований. В течение последних нескольких лет консорциум международных нефтяных компаний снял ряд региональных профилей в северной и центральной частях моря, но результаты этой работы не являются достоянием общественности. Структурные объекты на обоих берегах моря обрываются и теряют свое выражение. По-видимому, восточные и западные структурные единицы (включая Триасовые рифты) не сплошные через море и разделены региональным Аграхано-Гурьевским разломом, который можно интерпретировать как до Юрский сдвиг [90].

1.2 Нефтяные системы

Среднекаспийский бассейн содержит по крайней мере четыре известные общие нефтяные системы (нефтяные системы): (1) Южный Мангышлак, (2) Тереко-Каспийский, (3) Ставропольско-Прикумский и (4) Шакпахтинский системы. Три из четырех систем бассейна простираются в Каспийское море, где их размеры являются предположительными, поскольку на шельфе было пробурено всего несколько скважин и только два потенциально коммерческих открытия были сделаны на южном шельфе Дагестана и в северо-центральной части. море. Проведена оценка неразведанных ресурсов нефти и газа трех основных нефтяных систем [19,21, 89].

Преобладающие запасы нефти богатой Южно-Мангышлакской системы находятся в среднеюрских песчаниках в структурных ловушках. Незначительные запасы находятся в карбонатах и обломках Триаса на месторождениях, контролируемых зонами трещиноватости. Несколько скоплений известны в песчаниках нижнего мела и в трещиноватых гранитах фундамента. Материнские породы, безусловно, присутствуют в разрезе

триаса, но их площадь не нанесена на карту. Некоторые углеводороды могли быть получены из обломков ниже-средней Юры, но их запасы, если таковые имеются, вероятно, невелики [37].

Терек-Каспийская система также богата углеводородами, в основном нефтью. Основные запасы представлены трещиноватыми карбонатами верхнего мела и песчаниками среднего Миоцена. Месторождения контролируются высокоамплитудными антиклиналями, которые связаны с надвигами и осложнены деформацией верхне-Юрских солей и Майкопских сланцев Оligоцена – нижнего Миоцена. Основными нефте-материнскими породами, вероятно, являются Майкопские сланцы. Аналогия с геологически близкими соседними Азово-Кубанским и Амударьинским бассейнами позволяет предположить, что материнские породы также могут присутствовать в подсолевом разрезе Юры [44].

Ставропольско-Прикумская система содержит большие запасы газа в песчаниках нижнего Майкопа (Хадумский горизонт) Ставропольского свода и умеренные запасы нефти и газа в основном в нижнемеловых песчаниках в антиклинальных ловушках Прикумского поднятия и прилегающих структур. Незначительные запасы обнаружены в обломках юрского периода, карбонатах нижнего триаса и в трещиноватых сланцевых коллекторах из самодостаточных источников в нижней части майкопской толщи. Основные нефтематеринские породы трудно идентифицировать. Вероятно, это Байосские морские сланцы, умеренно богатые органическим веществом. Материнские породы также присутствуют в разрезах нижнего триаса и нижнего Майкопа [17]. Когда будет доступно больше геохимических данных, в осадочном разрезе, вероятно, можно будет идентифицировать две или три перекрывающиеся нефтяные системы.

Система Шакпахты выделяется газовым месторождением Шакпахты, где в среднеюрских обломочных породах залегают три газовых залежи. Материнские породы для газа неизвестны. В этом районе был пробурен ряд других структурных перспективных объектов, но никаких коммерческих скоплений или даже значительных выступов обнаружено не было. Нефтегазовый потенциал системы низкий, и в этом отчете он не оценивается и не описывается.

1.3 Система бассейна Мангышлак

Общая нефтегазовая система бассейна Мангышлака составляет расположен в восточной части Среднего Каспийского бассейна, к востоку от Каспийское море. На севере и северо-востоке система ограничен складчатым поясом Мангышлак, который в конструктивном отношении инвертированная и деформированная осевая зона триасового рифта. На южнее, система граничит с Карабогазским сводом, где маломеловые и третичные породы

залегает на фундаменте. На западе система простирается до центральной части Каспийского моря, где ее размер не установлен. Возможно, это распространяется и на разлом Аграхан-Гурьев разломные разделительные структуры западной и восточной Каспийское море. Доказанные запасы углеводородов системы превышают 710 млн. тон нефтяного эквивалента, большая часть которых (84%) это нефть. Большинство углеводородов находится в обломочных коллекторах средней юры на Жетыбайской ступени (структурной террасе) к югу от Мангышлакского складчатого пояса. Месторождения в районе включают два гигантских (Узень и Жетыбай), а также ряд средних и малых месторождений. Несколько небольших скоплений обнаружены в карбонатных и обломочных коллекторах триаса на Жетыбайской ступени, на склоне Карабогазского свода и на поднятии Песчаномыс. Несмотря на значительные геологоразведочные работы, в глубоких Южно-Мангышлакских котловинах (Жазгурлы и Сегендык) месторождений не обнаружено [44].

Материнские породы не определены геохимически; тем не менее, Пространственное распределение скоплений углеводородов указывает на то, что основные нефтематеринские породы расположены в разрезе нижнего и среднего триаса.

Углистые отложения от ниже-средней юры, от континентальных до морских, могли быть вторичным источником, но, вероятно, имели ограниченное значение.

1.3.1 История открытия

Мелкое колонковое бурение для оконтуривания поверхностных структур на Жетыбайской ступени началось в 1957 году. В 1960 году одна из скважин вскрыла неглубокую газовую залежь в меловых породах месторождения Узень. Вскоре после этого началось глубокое бурение, и в 1961 году в обломочных породах ниже-средней юры обнаружены гигантские месторождения Узень и Жетыбай. В последующие годы на этом участке были нацелены разведочные работы, и была сделана серия более мелких открытий. К концу 1960-х годов структурные перспективы Жетыбайской ступени были в значительной степени исчерпаны, и попытки исследовать структуры в Южно-Мангышлакской впадине не увенчались успехом. Первый газоконденсатный приток из триасового разреза был получен в 1972 году на Южно-Жетыбайском месторождении, открыв новый пласт в нефтегазовой системе. Затем геологоразведочные работы были распространены на поднятие Песчаномыс и склон Карабогазского свода, где был обнаружен ряд средних и малых полей в породах триаса. Также было пробурено несколько скважин на шельфе, но были получены только потоки некоммерческих углеводородов.

1.3.2 Нефтепроявление региона

Большинство нефтегазовых месторождений системы и подавляющее большинство открытых запасов находятся на Жетыбайской ступеньке, которая представляет собой полого падающую на юг структурную террасу между антиклиналью Бекебашкудук Мангышлакского складчатого пояса и глубокими впадинами южнее. За исключением нескольких небольших скоплений газа в меловых породах Узеньского месторождения и нескольких залежей нефти и газового конденсата в породах триаса, все залежи расположены в обломках ниже-среднеюрского периода ниже верхнего регионального уплотнения юры. На антиклиналях Бекебашкудук деформированные породы триаса перекрыты маломощным юрско-меловым разрезом, а региональная нерпа усечена до-меловым несогласием. Несколько скоплений тяжелой нефти, в том числе очень крупная Карасыз-Таспасская залежь на глубинах 400–500 м, известны в нижнемеловых породах. Эти породы также содержат несколько бассейнов на западном впадении Бекебашкудука и более северных антиклиналях Мангышлакского складчатого пояса [47].

Несколько нефтегазоконденсатных месторождений от малых до средних размера были обнаружены к югу от Южно Мангышлакского прогиба. Поля расположены на поднятии Песчаномыс. и на северном склоне Карабогазского свода, выше или около погребенного Кара-Ауданского рифта позднепермского - триасового возраста. Большинство запасов этих месторождений находится в карбонатной формации среднего триаса, хотя несколько залежей присутствуют в других частях разреза мезозоя. В трещиноватом гранитном батолите фундамента на месторождении Оймаша обнаружена залежь нефти средних размеров [45].

На шельфе пробурено только несколько скважин, из-за не пригодности в в виду коммерческого открытия. Только одна скважина на участке Ракушечная показала на морском продолжении поднятия Песчаномыса зафиксировала значительный выход газового конденсата, Триасовые породы, но, судя по всему, тоже являлось коммерчески не целесообразным.

Несмотря на значительные геологоразведочные работы, ни в Сегендыкской, ни в Жазгурлинской впадинах открытий не было, хотя структурные ловушки, ниже-среднеюрские породы-коллекторы и мощная верхнеюрская покрывка присутствуют.

Все коллектора нефтяной системы имеют общие химические характеристики, средней плотности (31–38° API в большинстве бассейна) и имеют очень высокое содержание парафинов (до 30%) и смол (10–20%) и низкое содержание серы (0,1–0,25%. Никаких существенных изменений химических свойств нефтей с разных глубин не заметно. Ни одна из нефтей Южного Мангышлака современными геохимическими методами не изучена. Однако групповой состав нефтей юрского и триасового возраста схож, и обе

группы нефтей являются высокозрелыми и характеризуются сходным распределением нормальных алканов. Эти характеристики и другие геологические данные позволяют предположить, что нефть, вероятно, образовалась из одной и той же нефтематеринской породы [47].

Газы нефтяной системы являются типичными термогенными газами. Они содержат 8-15 процентов этана и более тяжелых гомологов, небольшое количество углекислого газа (0,4-1,7%) и различные количества азота (1-10%).

1.3.3 Стратиграфический разрез

Карбонатная формация верхнего оленекско-среднетриасового возраста, включающая основные материнские породы, перекрывает морские пестрые обломки нижнего оленекского яруса и красные индские отложения мощностью более 1500 м на Жетыбайской ступени. Эти породы истончаются и выклиниваются на поднятии Песчаномыс. Более древние, верхнепермские, серые обломочные породы присутствуют только в Мангышлаке и, вероятно, в Кара-Ауданских рифтах. Морские обломки верхнего триаса, непосредственно перекрывающие карбонатную формацию верхнего оленекско-среднетриасового возраста, сохранились в основном в Южно-Мангышлакской впадине, мощность которой достигает 600 м. На Жетыбайском уступе и склонах Карабогазского свода породы были размыты в до юрское время [10].

Нижний – средний Юра (до кровли нижнего келловоя) раздел включает в себя основные производственные платежи нефтяных система. Нижняя часть разреза (по байосу) сложен различными угленосными континентальными обломками морской прослой чаще встречаются в Батонианском. Мощность разреза достигает 1300–1400 м в центральных частях Южно-Мангышлакской впадины и уменьшается до 800–1000 м на Жетыбайской ступени. Вышележащий морской трансгрессивный разрез среднего Келловоя – Кимериджа сложен сланцами и карбонатами и является региональной покрывкой. Мощность разреза составляет 500–700 м в центральных частях Южно-Мангышлакской впадины, к северу и югу разрежение уменьшается. Волжский ярус отсутствует. Разрез нижнего мела имеет мощность 1100–1200 м во впадинах и 700–900 м на Жетыбайской ступеньке. Разрез сложен Валанжинско-Готеривскими карбонатами, Барремскими континентальными обломками и мощными Аптско-Альбскими морскими сланцами с прослоями песчаника. Верхний Меловой имеет мощность 300–600 м во впадинах и уменьшается до 100–200 м к Мангышлакскому складчатому поясу. Он включает морские обломки Сеномана – нижнего Турона и карбонаты верхнего Турона – Маастрихта. Палеоцен-эоценовые породы представлены преимущественно карбонатами мощностью 50–200 м, несогласно перекрывающими породами верхнего мела. Майкопская серия (Олигоцен – нижний Миоцен) сложена морскими сланцами мощностью до 800 м во впадинах и мощностью 100–200 м на Жетыбайской ступеньке и поднятии

Песчаномыса. Середина Миоценовые и более молодые породы несогласно залегают на разных участках майкопской толщи. Они присутствуют только на юге Мангышлакские котловины мощностью не более 250 м.

1.3.4 Материнская порода

Материнские породы для нефтегазовой системы точно установлена. Две противоположные точки зрения предполагают, что (1) нефтематеринские породы триасовых коллекторов находятся в морском разрезе нижнего-среднего триаса, тогда как юрские и меловые нефти образовались в основном из континентальных ниже-среднеюрских пород с преимущественно керогеном Ю7 типа (2) все нефти образовались из материнских пород триаса и мигрировали в вышележащие толщи. Хотя подтверждающие геохимические данные отсутствуют, геологические предположение говорят о том, что основные нефтематеринские породы нефтегазовой системы стратиграфически приурочены к верхнему Оленекско-среднетриасовому разрезу, состоящему из чередующихся сланцев, карбонатов и туфов. Мощность разреза около 750 м в южной части Жетыбайского уступа и 250–300 м на поднятии Песчаномыс. Измеренные содержания органики в сланцах достигают 9,8%, а в органическом веществе преобладает кероген типа [29]. Интервал черных битуминозных сланцев («нефтесодержащих сланцев») присутствует на Жетыбайской ступени в Караджатикской свите верхнего Оленекского яруса. Генеративный потенциал индских и верхнетриасовых отложений существенно ниже. Качество материнских пород ниже-средней Юры является низким. Кероген преимущественно относится к типу Ю7, а содержание органики в сланцах обычно колеблется от 0,5 до 1%, достигая 1,5% только в центральной части Сегендыкской впадины [10].

В центральных районах Южно-Мангышлакской впадины породы ниже-средней Юры более мощные, залегают на больших глубинах и содержат более высокое содержание органических соединений. Присутствуют структурные ловушки, породы-коллекторы и уплотнения; однако, несмотря на большой объем бурения, никаких открытий сделано не было. Скорее всего, отсутствие открытий связано с недостаточным генеративным потенциалом этих пород. Вероятные нефтематеринские породы триаса отложились в различных геологических условиях. Основные области проседания и наилучшие условия для отложения материнских пород были приурочены к грабенам разломов Мангышлак и Кара-Аудан и их плечам, где, вероятно, существовали более глубоководные бескислородные бассейны. В центральной зоне первой материнские породы нижнего и среднего триаса сильно перезрелы и деформировались в ходе рифтовой инверсии и складчатости. Материнские породы были срезаны доюрской эрозией в северной части Жетыбайской ступени, где расположено гигантское Узеньское месторождение. Тем не менее, породы нижнего триаса, которые

подкорпываются в доюрском несогласии в этой области, могут принадлежать к верхнему надвиговому пласту и могут быть подстилаются более молодыми триасовыми материнскими породами. Материнские породы нижнего-среднего триаса, безусловно, присутствуют в южной части Жетыбайской ступени и в Кара-Ауданском рифте. Области нынешней депрессии Южного Мангышлака находятся между двумя рифтами и в триасовое время, вероятно, были мелководной платформой, лишенной богатых органическими веществами пород. Другая модель, которая кажется невероятной, но не может быть исключена, заключается в том, что материнские породы нижнего-среднего триаса действительно простираются от Жетыбайского уступа до Южно-Мангышлакской впадины, но углеводороды не могли мигрировать вверх в юрские коллекторы из-за отсутствия значительных разломов и наличия верхнего триаса [23].

Приведенные выше соображения указывают на то, что основными нефтематеринскими породами Южно-Мангышлакской нефтегазоносной системы являются бассейновые фации частей карбонатной формации верхнего оленекско-среднетриасового возраста, вероятно, ее верхней части оленекского яруса (Караджатикская свита). Ожидаемые основные области развития материнских пород - южная зона Жетыбайской ступени, возможно, антиклиналь Бекебашкудук и Кара-Ауданский рифт. Все обнаруженные поля системы находятся либо в этих областях, либо в непосредственной близости от них. Генеративный потенциал ниже-среднеюрских отложений, содержащих большую часть запасов нефти, невысок. Возможно, эти породы генерировали газ, который смешан с углеводородами, мигрировавшими из основного источника.

Время начала нефтеобразования триасовыми нефтематеринскими породами неизвестно. Современный геотермальный градиент в большинстве скважин колеблется от 38 ° до 41 ° C / км; однако, вероятно, она была значительно выше во время рифтинга в триасовом периоде. После этого события в до Юрское время были обнажены большие объемы триасовых пород. В некоторых скважинах отмечен скачок значений коэффициента отражения Витринита между верхами Триаса и базальными породами Юры. Эти неопределенности затрудняют моделирование истории нефтедобычи. Образование нефти, вероятно, началось во время отложения мощных меловых пород и продолжилось отложения майкопской серии олигоцен-нижний миоцен. Поднятие до среднего миоцена привело к глубокой и обширной эрозии более старых отложений, и впоследствии образование углеводородов могло быть незначительным или отсутствовать вовсе.

1.3.5 Порода-коллектор

Основные породы-коллекторы системы, содержащие преобладающую часть запасов нефти и газа, приурочены к разрезу нижней-средней юры. Это

песчаники с прослоями сланцев и аргиллитов. Присутствуют тринадцать продуктивных интервалов. Общая мощность каждого интервала составляет от 35 до 65 м, а чистая мощность - от 10 до 30 м. Значительный боковой разрыв и линзовидная геометрия значительно усложняют добычу. Песчаники мелкие и среднезернистые, полимиктовые, обычно слабоокатанные, от слабой до умеренной сортировки, с глинистым и известковистым цементом. Содержание глины колеблется в широких пределах от нескольких до 40–50 процентов, но обычно высокое. На Жетыбайской ступени пористость снижается с 18–23% на глубинах 1050-1300 м (Узеньское месторождение) до 14–18 % 1950-2650 м (Южно-Жетыбайское месторождение). Проницаемость сильно варьируется (от нескольких до 1200 мД) и, в отличие от пористости, зависит от содержания глины. Лучшие коллекторские свойства находятся в русловых песчаниках (отложениях плетеного потока), которые присутствуют в нескольких коллекторах [2].

Большинство углеводородов триасовой толщи обнаружено в карбонатных коллекторах среднего триаса, а некоммерческие потоки нефти были получены из других частей этой толщи. Порода-коллекторы представляют собой трещиноватые карбонаты с преобладающей кавернозной пористостью. Лучшие породы-коллекторы находятся в пласте мощностью 30–180 м (слой В местной номенклатуры), состоящем из чередующихся туфов и выщелоченных оолитовых доломитов с пористостью более 20 процентов и проницаемостью до 200–300 мД. Коллекторские свойства усиливаются кавернами и трещинами; матричная пористость доломитов не превышает 3–4%, а проницаемость близка к нулю. Выщелачивание развивалось по Неотектоническим (пост.ранне-Миоценовым) системам трещиноватости [14].

Значительная залежь нефти на месторождении Оймаша залегает в трещиноватых и выветрившихся гранитах фундамента, непосредственно перекрытых триасовыми карбонатами. Продуктивность гранитов простирается на 300 м ниже поверхности фундамента. Данные о свойствах коллектора отсутствуют, но во время испытаний скважин дебиты нефти варьировались от нескольких до более 236 тон в сутки.

Несколько залежей углеводородов были обнаружены в породах мелового периода в районах размыва верхнеюрского покрова (западное впадение Мангышлакского складчатого пояса). Большинство углеводородов залегают в морских песчаниках Апта и Альба с пористостью 16–21% и проницаемостью в несколько десятков миллидарси [41].

1.3.6 Порода-покрышка

Только одна региональная покрышка высокого качества, присутствующая в стратиграфическом разрезе, состоит из трансгрессивных морских сланцевых и карбонатных пластов верхней Юры (верхний Келловей – Кимеридж). Карбонаты становятся все более распространенными и

составляют значительную часть покрывки в южных районах нефтегазовой системы. Региональная печать контролирует основные запасы нефти и газа в породах нижней-средней юры, хотя отдельные бассейны могут быть непосредственно перекрыты пластами сланцев и аргиллитов, чередующихся с песчаниками-коллекторами. Верхнеюрский покров имеет мощность более 500 м в наиболее глубоких частях Южно-Мангышлакской впадины, но уменьшается до 100–300 м на Жетыбайской ступени. Покрывка очень эффективна; на Узеньском месторождении его мощность составляет менее 100 м, но, тем не менее, она улавливает гигантское скопление нефти с нефтяным столбом высотой более 300 м.

В триасовой толще региональных покрывок нет. Скопления углеводородов в этой толще, по-видимому, закрыты плотными карбонатами и туфами, которые не имеют вторичной пористости и проницаемости.

Ловушки. Практически все запасы углеводородов в основном продуктивном ниже-среднеюрском разрезе находятся в структурных ловушках Жетыбайской ступени. Эти ловушки представляют собой вытянутые антиклинали, сгруппированные в три ряда, примерно параллельные Мангышлакскому складчатому поясу. Длина антиклиналей колеблется от единиц до 45 км (месторождение Узень), а закрытие - от нескольких десятков до более 300 м. Падения на южных флангах антиклиналей значительно превышают падения на северных флангах, а южные склоны обычно имеют разломы. Морфология антиклинальных ловушек свидетельствует о том, что они образовались сжатием в направлении, нормальном к Мангышлакскому складчатому поясу. Интерпретация сейсмических данных позволяет предположить, что юрско-третичные антиклинали подстилаются передними кромками надвиговых пластин в породах триаса Южные толчки в триасовых породах закартированы в Мангышлакском складчатом поясе, и надвиг, очевидно, распространяется на всю Жетыбайскую ступень [11].

Хотя основные надвиги триасовых пород имели место в до Юрское время, некоторое сжатие и движения по плоскостям надвигов продолжались в позднем мезозое и третичном периоде. Эти движения происходили в основном во время региональных поднятий в до Меловое, до Третичное и пост.ранне-Миоценовое время. Последний период был самым важным; около 70 процентов структурного роста произошло между средним миоценом и настоящим временем.

Известных стратиграфических ловушек в породах юры немного. Только одно небольшое скопление нефти на месторождении Бурмаша было обнаружено в среднеюрских песчаниках руслового русла, но ни одна разведка специально не нацелена на стратиграфические ловушки. Из-за значительного латерального разрыва литологии юрского периода в аллювиальных и прибрежных средах осадконакопления потенциал стратиграфических

ловушек, вероятно, высок.

Скопления нефти и газа в породах Триаса и фундамента Песчаномысского поднятия и северного склона Карабогазского свода находятся в ловушках, отличных от ловушек Жетыбайской ступени. Хотя разведка была нацелена на структурные поднятия, скопления углеводородов фактически контролируются зонами трещиноватости и связанного с ними выщелачивания карбонатов. Зоны имеют северо-восточное и северо-западное простирания. Северо-восточные зоны связаны с разломами, имеющими значительную сдвиговую составляющую, а северо-западные зоны интерпретируются как трещины отрыва. Обе системы трещин сформировались в пост.ранне-Миоценовой время [52].

Предшествующие данные позволяют предположить, что нефтегазовые месторождения Южно-Мангышлакской нефтяной системы в основном, а возможно и исключительно, сформировались на пост.ранне-Миоценовой (Неотектонической) стадии разработки. Генерация углеводородов на этом этапе не происходила. Тонкие (максимум 250 м) отложения отлагались только в центральных частях впадин Сегендык и Жазгурлы, где, вероятно, отсутствуют основные материнские породы триаса. Продуктивные области системы и триасовые рифты, содержащие материнские породы, испытали на этом этапе поднятие и эрозию. Миграция нефти и газа в ловушки после созревания и образования углеводородов. Начало миграции, вероятно, было вызвано разломом и трещиноватостью зрелых материнских пород с избыточным давлением и вышележащими пластами, которые создали пути миграции.

1.3.7 Оценка и анализ нефтегазовой системы Мангышлакского региона

Мангышлакская нефтегазовая система рассматривается как единая оценочная единица, хотя отдельные части системы имеют разный потенциал. Оцененные неразведанные ресурсы нефти и газа системы. Наибольшим потенциалом обладает морской район западного впадения Мангышлакского складчатого пояса и антиклинали Бекебашкудук. Материнские породы триаса, ответственные за большие запасы углеводородов Жетыбайской ступени, простираются в эту область. Интенсивность складчатости уменьшается к западу, и сейсморазведка указывает на наличие структурных ловушек. Можно ожидать хороших условий сохранности из-за увеличения глубины до потенциальных целей. Крупные нефтегазоконденсатные залежи могут образовываться в основном в породах Юрского и Мелового возраста. Сама Жетыбайская ступень хорошо изучена и имеет ограниченный будущий потенциал для небольших месторождений в Триасовых структурных ловушках и в стратиграфических ловушках Юрского периода [43].

Нефть или газ во впадине Мангышлака не обнаружены, вероятно, из-за

отсутствия Триасовых материнских пород и низкой эффективности возможных Юрских нефте-материнских пород. Даже если триасовые материнские породы простираются от Жетыбайской ступени в депрессию под верхнетриасовым покровом, можно ожидать только небольшие бассейны на больших глубинах (более 4–5 км). Потенциал этой структуры и ее продолжения на шельфе невысок [48].

Продуктивность поднятия Песчаномыс и северного склона Карабогазского свода связана с триасовыми материнскими породами Кара-Ауданского рифта. В отличие от Жетыбайской ступени, углеводороды содержатся только в трещиноватых коллекторах триасового возраста низкого качества, а пробуренные скважины не показывают признаков миграции в вышележащие юрские песчаники. Пробурены только структурные объекты. Однако коллекторы в зонах трещиноватости, вероятно, присутствуют за пределами местных поднятий, и может быть обнаружено множество месторождений малого и среднего размера. Региональные зоны выклинивания Мезозойских пород на склоне Карабогазского свода являются потенциальными для открытий в стратиграфических ловушках. Морское продолжение поднятия Песчаномыс также имеет значительный потенциал, хотя некоторые пробуренные структурные объекты не были обнаружены коммерчески. Продуктивность юрских пород в этой части системы зависит от наличия путей миграции между триасовыми материнскими породами и юрскими коллекторами и, хотя и не доказано, но возможна, особенно в прибрежной зоне. В Казахской котловине потенциальные Юрские и Триасовые объекты встречаются на глубинах 3–4 км и более. Материнские породы триаса, вероятно, отсутствуют. Существенных структурных перспектив не выявлено, скважины не пробурены. Нефтегазоносность депрессии, вероятно, невысока [50].

1.4 Краткий геологический очерк изучаемого участка

Мангышлакский бассейн расположен на восточном побережье средней части Каспийского моря, основная часть находится на восточном берегу Каспийского моря на западе Казахстана, к востоку и югу соответственно имеет продолжение в Узбекистане и Туркменистане (рис.1).

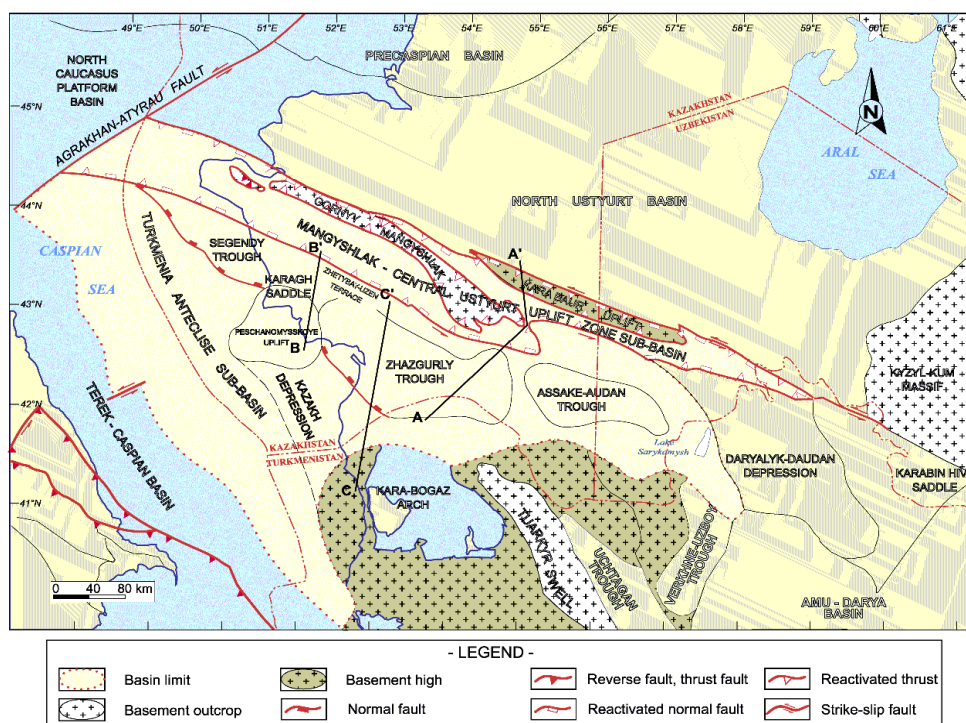


Рисунок 1. Расположение бассейна.

Месторождение в структурном плане располагается в континентальной части Мангышлакской впадины, было обнаружено в 1961 году и в 1967 году официально введено в эксплуатацию, в 1972 году начата ОРЗ; в течение первого цикла эксплуатации 1967-1984гг., пиковая годовая добыча нефти приходилась на 1973 год и составила 366×10^4 т (преимущественно за счет горизонтов Ю25, Ю11, Ю17 и Ю21); во время второго цикла эксплуатации 1985-1999гг. пиковая годовая добыча нефти приходилась на 1989 год и составила 160×10^4 т, что в основном связано с вводом Ю11, Ю13, Ю19 в эксплуатацию и продолжением бурения новых скважин на Ю17, Ю21 и Ю25; с 2000г. до настоящего время это третий цикл эксплуатации, месторождение находится в период восстановления добычи. Годовая добыча увеличена с 95×10^4 т до 152×10^4 т в 2017 году, что объясняется вводом в эксплуатацию новых скважин и проведением ГРП [17].

ГЛАВА 2. СТРУКТУРНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ, ОЦЕНКА СТРУКТУРНОГО ФАКТОРА

2.1 Оценка качества данных

Принимая Ю27 в качестве маркирующего горизонта, провели нормализацию каротажных данных скважин, пробуренных до глубокого пласта, для прослеживания и инверсии сейсмических данных.

Осуществляется детальная обработка каротажных данных из скважин, производится расчета пористости, насыщенности, эффективной мощности, и т.д. для создания геологических моделей [18].

По полученным сейсмическим данным, доминирующая частота мелких юрских целевых горизонтов составляет примерно 40Hz, ширина полосы частоты 4-55Hz, доминирующая частота глубоких триасовых целевых горизонтов примерно 28Hz, ширина полосы частоты в диапазоне 5-35Hz. Сейсмические данные характеризуется четкой осью синфазности и точным положением тектонических нарушений (рис.2), качество которых может удовлетворять требованиям к структурной интерпретации, сейсмической инверсии и анализу атрибутов в последующем.

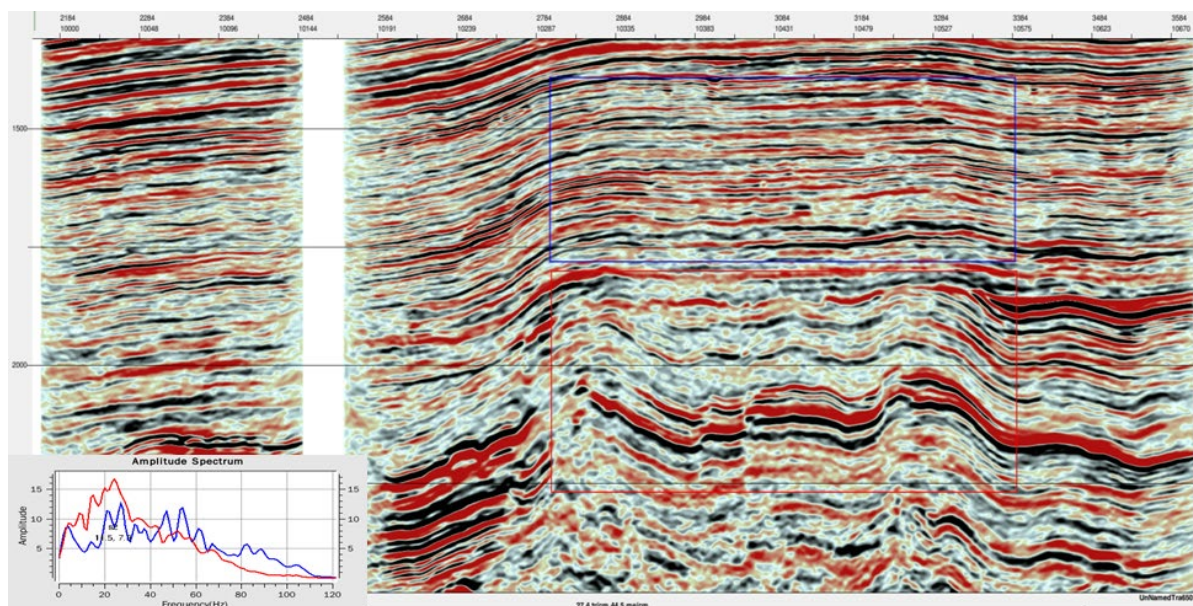


Рисунок 2. Анализ качества сейсмических данных.

2.2 Интерпретация структуры

2.2.1 Интерпретация горизонтов

Мангышлакский бассейн является типичной мезозойско-кайнозойской осадочной впадиной. На палеозойском фундаменте отлагались отложения верхней перми и триаса, а также отложения от юры до четвертичного периода

(рис.3). Юрские отложения являются основными объектами интерпретации [7].

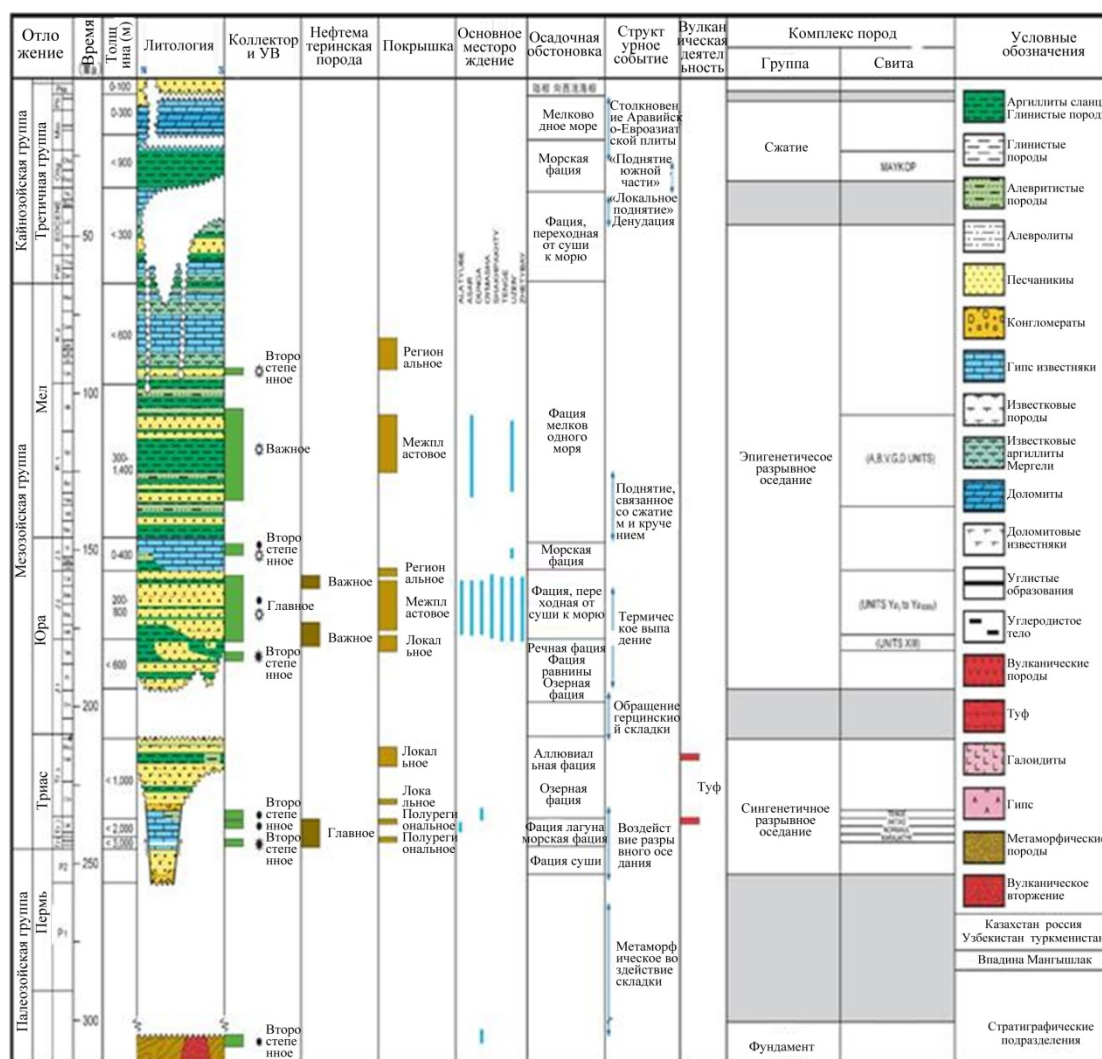


Рисунок 3. Стратиграфическая колонка впадины.

Из отложений от палеозоя до триаса основными объектами являются: Ю111-кровля триаса; Ю112Ю5-кровля карбонатных пород среднего триаса (кровля Т2-А); Ю112Ю9-подошва карбонатных пород среднего триаса (подошва Т2-Б); Ю113-кровля карбонатных пород-детритовых пород нижнего триаса (кровля Т1-Г); Ю131–поверхность несогласия палеозойских отложений. На основе сейсмостратиграфической привязки, установлена характеристика отражения всех горизонтов. При этом Ю112Ю5 и Ю112Ю9 имеют положительную амплитуду, остальные отражающие горизонты характеризуются отрицательными амплитудами [8].

Внутри средней юры основными объектами являются коллектора следующих возрастов J2a, J2b, J2bt, J2k, и подразделяются на песчаных пачках Ю3 Ю27. На основе сейсмостратиграфической привязки, установлены отражающие горизонты всех комплексов. При этом Ю3, Ю5, Ю13, Ю19, Ю25 имеют положительную амплитуду отражения, Ю9, Ю15, Ю17 имеют

отражение длины волны, остальные отражающие горизонты имеют отрицательную амплитуду отражений (рис.4).

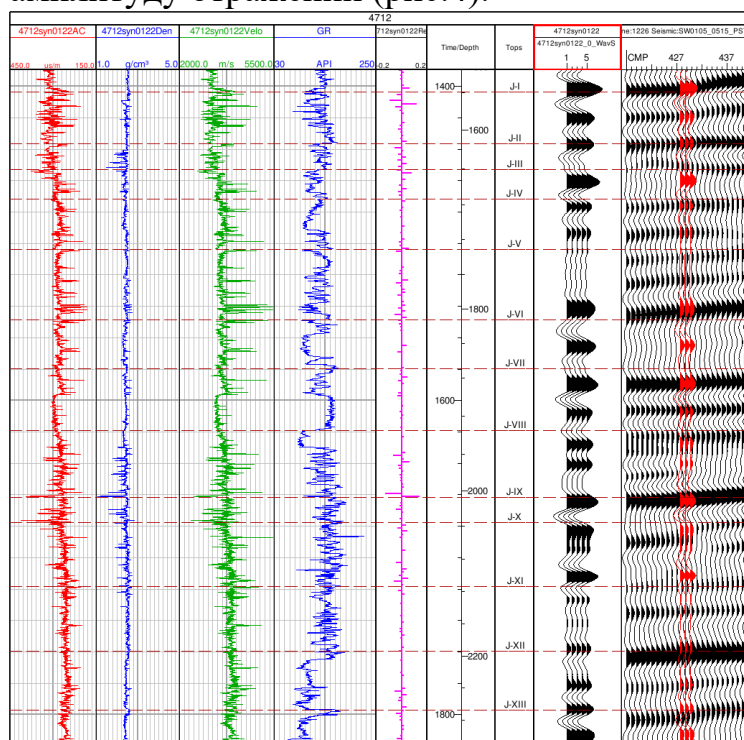


Рисунок 4. Сейсмостратиграфическая привязка юрских отложений.

В соответствии с результатами привязки, выполнены работы по интерпретации целевых горизонтов, т.е горизонтов средней юры и объекты триаса (рис.5).

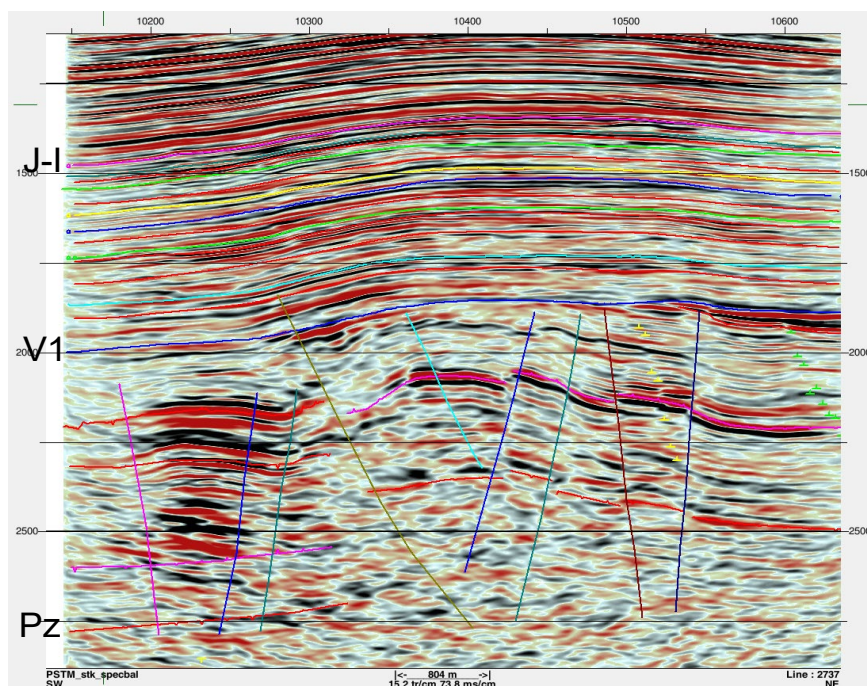


Рисунок 5. Сейсмический разрез с примером интерпретации горизонтов.

2.2.2 Интерпретация тектонических нарушений

На основе анализа когерентности, и с помощью технологии структурно-ориентированной фильтрации усиливается визуализация тектонических нарушений на сейсмическом разрезе, вспомогательно выполняются работы по интерпретации тектонических нарушений. На основе анализа когерентности очевидно, что в этом районе основные тектонические нарушения развиты в глубоких отложениях под поверхностью несогласия триаса [8]. В юрских отложениях тектоника не развита (рис.6).

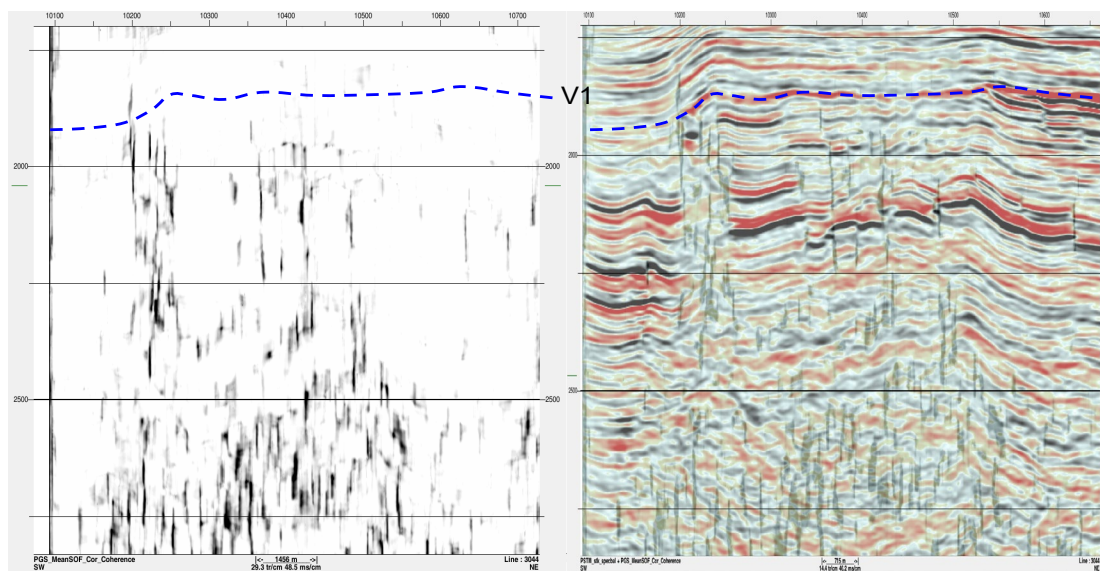


Рисунок 6. Разрез когерентности (слева) и разрез структурно-ориентированной фильтрации (справа).

С помощью куба сейсмических данных выполнены работы по интерпретации тектоники. Сбросы в триасовых отложениях являются наклонными расположенными сбросами, которые разбили структурный план на тектонически-экранированные элементы (рис.7).

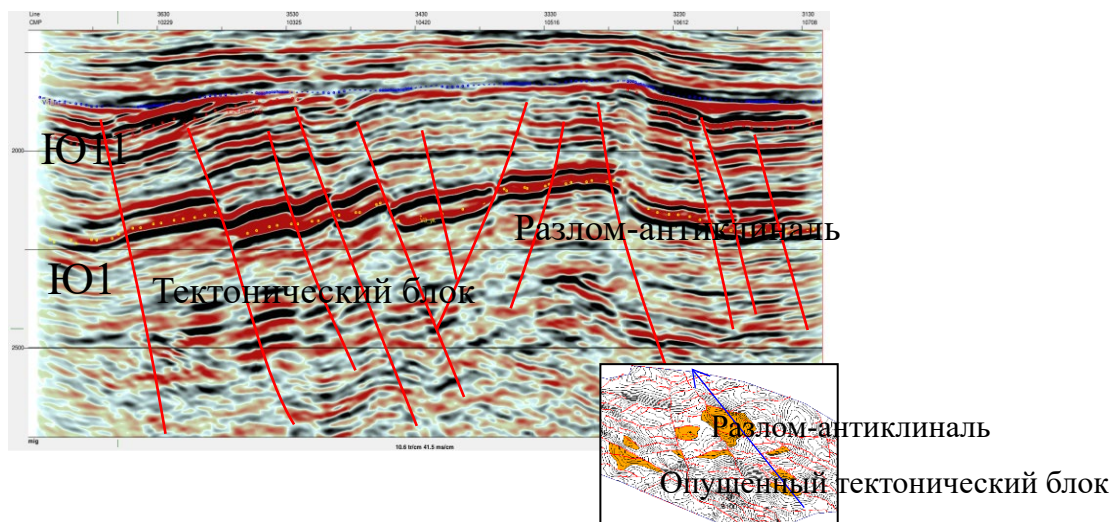


Рисунок 7. Конфигурация тектонических нарушений в триасовых отложениях.

В сочетании с атрибутом когерентности, атрибутом кривизны, атрибутом мгновенной фазы и прочими, выполнялись работы по интерпретации тектоники по площади. Обычно атрибут когерентности более чувствителен к нарушениям, и позволяет выделять более мелкие нарушения. Атрибут кривизны предназначен для анализа тектонических элементов большего размера. Сочетание этих двух атрибутов позволяет выполнить комплексный анализ нарушений по площади.

Атрибут мгновенной фазы предназначен для анализа области выклинивания отложений, в сочетании с изохронным срезом отложений, позволяющий уточнить характеристику конфигурации линий выклинивания всех горизонтов под поверхностями несогласий (рис.8).

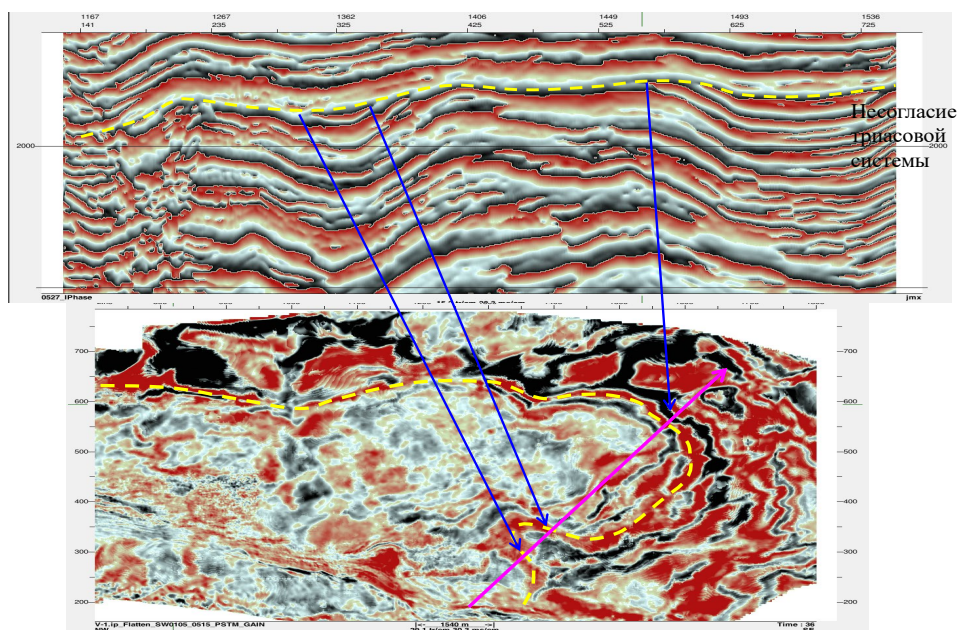


Рисунок 8. Разрез мгновенной фазы и изохронный срез отложений в исследуемом районе.

Из проинтерпретированных нарушений в юрских отложениях видно, что в основной части структуры района работы не замечены крупные нарушения, все нарушения являются сбросами мелких размеров, по которым амплитуда сбросов составляет порядка 10м, протяжённость коротка. В южной части района работ наблюдались сдвиги, вверх отрезающие и просекающие триас, протяжённость относительно большая.

Нарушения в триасовых отложениях более развиты, чем в юрских отложениях. По площади развиты нарушения 4 видов. При этом основные сдвиги пунктирной линией: большой размер, основные сдвиги имеют субширотное простирание, наклонность большая, ограничивают разбивку структурных зон; разветвлённые сдвиги зелёной пунктирной линией имеют субмеридиональное простирание, наклонность большая, амплитуда

небольшая, отрезают зону разломных горстов структурной основы. Сбросы зеленой сплошной линией являются сбросами, сопровождающимися со сдвигами, простирающие которых параллельно с зоной сдвигов, ограничивают сжатые антиклиналь. Сбросы синей сплошной линией имеют простирающие, которое перпендикулярно к разветвлённым сдвигам, размер небольшой, они ограничивают конфигурацию локальных структур.

ГЛАВА 3. КАРТОПОСТРОЕНИЕ

3.1 Моделирование скоростей и преобразование время/глубина

После выполнения структурной интерпретации, на основе моделирования скоростей, выполнялись работы по построению глубинных структурных карт. При моделировании скоростей использовались скорости суммирования, а также скорости из каротажных данных. По целому району равномерно распространяется спектр скоростей суммирования, глубина дискретизации по разрезу большая, каротажная скорость имеет высокую разрешающую способность по разрезу. Их сочетание позволяет повышать точность модели скоростей. Сначала проверяют качество данных спектра скоростей суммирования, удаляют аномальные точки скоростей в некоторых локациях (рис.9).

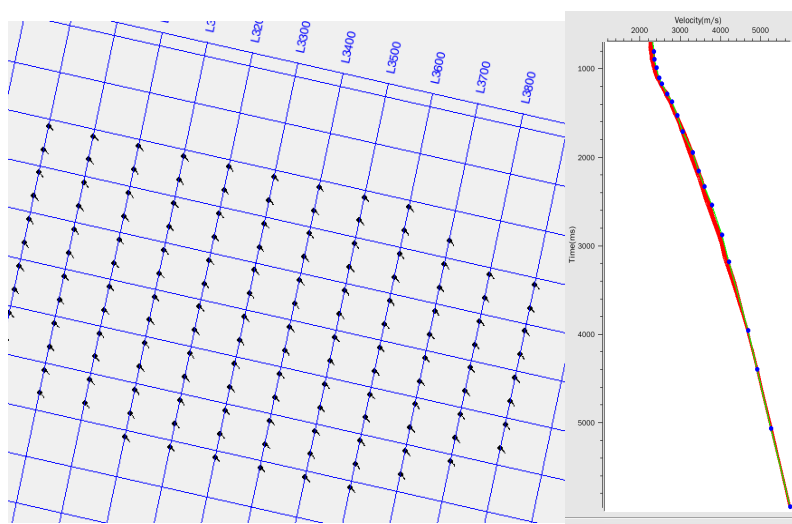


Рисунок 9. Проверка данных спектра скоростей суммирования в исследуемом районе.

На основе поля сейсмических скоростей, поправок в точках скважин, в рамках структурного каркаса, выполняют формирование финальной модели [24].

На основе анализа средних скоростей по площади выполняют проверку модели скоростей. В качестве примера показана средняя скорость пласта Ю3, составляет 2600-2955м/сек. Скорость в возвышенностях структуры низка, на краях структуры скорость высока.

На основе модели скоростей поверхность структуры конвертируется от временной области в глубинную, и в результате калибровки по данным бурения, выполняют работы построению финальных структурных карт. В качестве примера показан пласт Ю3, структурный план временной структурной карты и глубинной структурной карты по площади в принципе

совпадает, структурная конфигурация сходна.

3.2 Структурная характеристика Юрских отложений

Структурная конфигурация всех горизонтов от Ю3 к Ю27 юры имеет преемственность, все являются антиклинальными структурами с субширотным простиранием и длиной осью. Протяжённость ловушки составляет 22км, ширина-6км. Антиклинальная структура имеет пологую амплитуду, угол падения пород на двух крыльях составляет $2,5^{\circ}$ - 5° [53,55,56]. Амплитуда ловушки составляет 43-97м (рис.10). Основные элементы структурных ловушек во всех целевых горизонтах приведены в таблице 3.1.

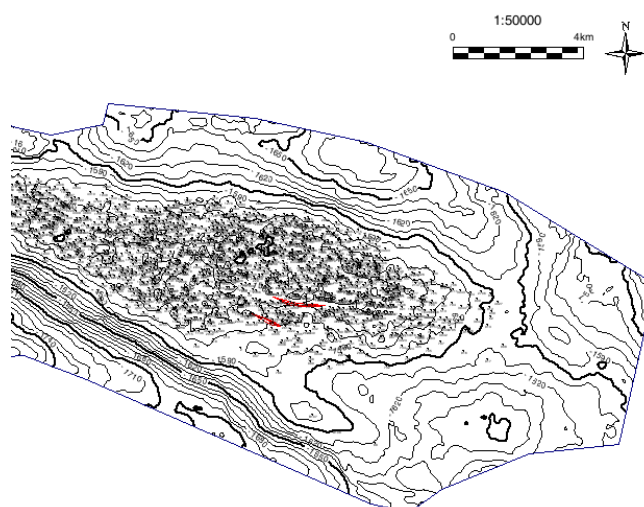


Рисунок 10. Структурная характеристика по кровле пласта Ю3.

Таблица 3.1 Статистика структурной характеристики по кровлям всех горизонтов юры

Горизонт	Глубина кровли (м)	Замыкающая изогипса (м)	Амплитуда(м)
Ю3	-1445	-1405	55
Ю5	-1495	-1545	45
Ю7	-1527	-1570	38
Ю9	-1560	-1611	46
Ю11	-1600	-1657	52
Ю13	-1690	-1743	48
Ю15	-1737	-1780	38
Ю17	-1808	-1860	47
Ю19	-1874	-1924	45

Горизонт	Глубина кровли (м)	Замыкающая изогипса (м)	Амплитуда(м)
Ю21	-1905	-1966	55
Ю23	-1979	-2042	58
Ю25	-2080	-2150	65
Ю27	-2138	-2235	90

Выявлено характерное изменение литологии, в центральной и восточной части участка, в результате чего образуются разные нефтяные и газовые залежи, что приводит, соответственно, к разным уровням ВНК. Из разреза стратиграфической корреляции в западно-восточном направлении видно, что между восточной и центральной частями в пачке наблюдается заметное изменение литологии. В частности, в центральной части по данным бурения замечено, что происходит развитие мощных русловых песчаников; в восточной части по данным бурения отмечено, что в данной пачке так же развиты русловые песчаники, для которых характерны песчаники с тонкими глинами. Центральная часть является зоной литологического замещения. Литология представлена аргиллитами с тонкими прослоями песчаников. Это доказывает, что между восточной и центральной частью случилось заметное литологическое замещение, что привело к изменению литологии, песчаные тела по площади не сообщаются (рис.11).

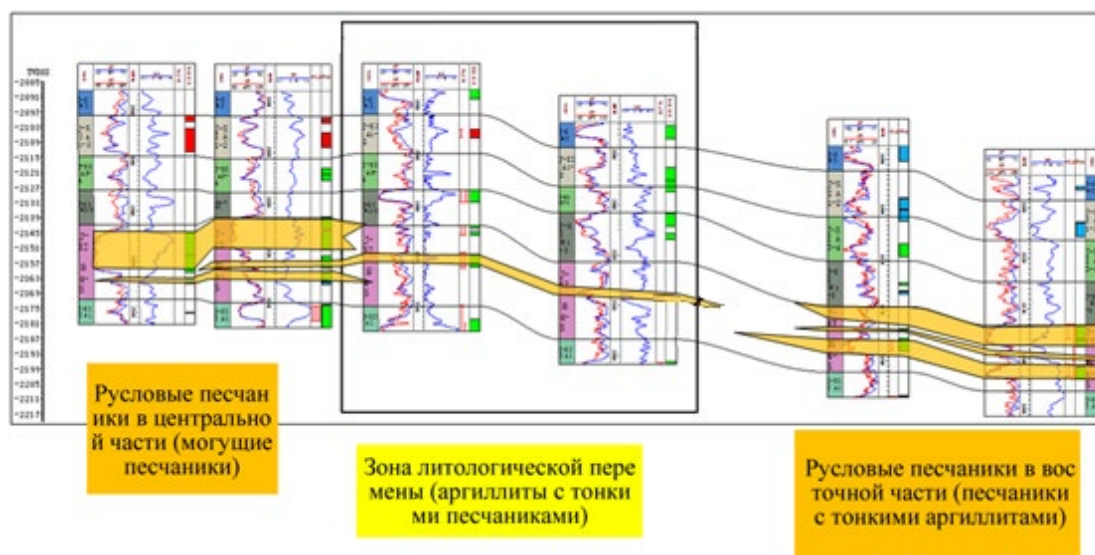


Рисунок 11. Корреляционная схема в пачке пласта Ю2, приведённая в западно-восточном направлении.

3.3 Структурная характеристика триасовых и палеозойских отложений

В триасовых и палеозойских отложениях во всех целевых горизонтах

развиты нарушения, много дополнительных невоскрытых структурных ловушек. При этом поскольку отложения подвергались денудации и выклиниванию, площадь распространения всех горизонтов в триасовых отложениях от пласта Ю11-3 до пласта Ю11-2Ю5 уменьшается. Площадь структурных ловушек так же сокращается [9,54].

В пласте Ю11-3 всего выделено 9 невоскрытых ловушек. В основной части структуры преимущественно тектонически-экранированные ловушки, отрезанные сбросами, или разломные антиклинальные ловушки. В западной части развиты антиклинальные ловушки, образованные из-за сжатия сдвигов [25,57]. В лежащем крыле сдвигов развиты ловушки тектонического смещения (рис.12).

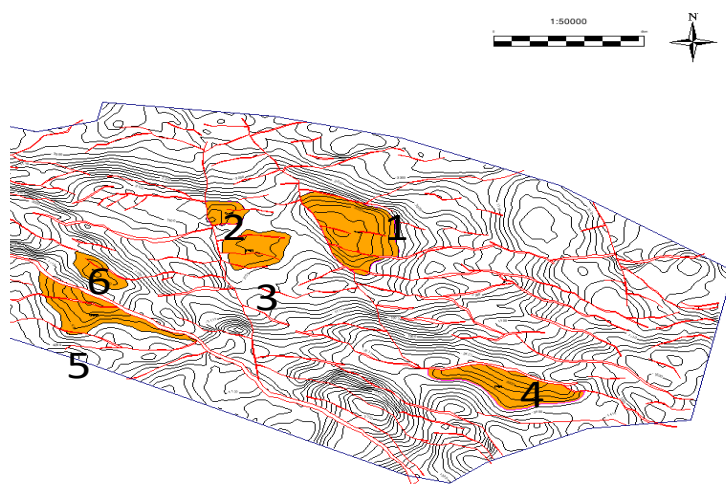


Рисунок 12. Структурная характеристика пласта Ю113.

3.3 Структурная характеристика триасовых и палеозойских отложений

Пласт Ю11-2Ю9 ограничен линией выклинивания, всего выделено 4 невоскрытых ловушек, из которых стратиграфическая ловушка, ограниченная линией выклинивания пласта, имеет самую большую площадь, остальные ловушки являются тектонически экранированными ловушками или ловушками опущенного блока [42,58].

В северной части зоны сдвигов пласт Ю11-2Ю5 полностью подвергался денудации, лишь в южной части зоны сдвигов развиты частичные отложения. Новыми выявленными ловушками являются тектонически-экранированная ловушка и одна антиклинальная ловушка небольшого размера.

Статистика основных элементов невоскрытых ловушек в триасовых отложениях приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 Статистика невоскрытых ловушек в кровлях всех целевых горизонтов в триасовых отложениях

	Название	Глубина	Площадь	Амплитуда
Ю11-3	ЛовушкаА	-2860	3.1	90
	ЛовушкаБ	-2920	1	50
	ЛовушкаВ	-2940	0.75	30
	ЛовушкаГ	-3160	1.96	100
	ЛовушкаД	-3920	1.88	90
	ЛовушкаЕ	-2880	1.50	30
	ЛовушкаЖ	-2740	0.60	10
	ЛовушкаЗ	-2640	1.25	70
	ЛовушкаИ	-2660	1.56	50

Структура кровли палеозойских отложений имеет большую глубину, осложнена нарушениями, много нескрытых ловушек. По типу ловушки являются ловушками тектонического экранирования, и антиклинальными ловушками на двух сторонах зоны сдвига. Выделено 13 нескрытых ловушек, общая площадь составляет 21,25km².

Статистика основных элементов новых нескрытых ловушек в кровле палеозойских отложений приведена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 Статистика нескрытых ловушек в кровле палеозойских отложений

	Название	Глубина	Площадь	Амплитуда
Pz	ЛовушкаА	-3500	1.54	50
	ЛовушкаБ	-3720	0.56	30
	ЛовушкаВ	-3740	0.32	15
	ЛовушкаГ	-3660	0.47	50
	ЛовушкаД	-3680	0.30	20
	ЛовушкаЕ	-3660	0.24	20
	ЛовушкаЖ	-3780	2.20	110
	ЛовушкаЗ	-3640	2.77	180
	ЛовушкаИ	-3720	1.07	140
	ЛовушкаК	-4200	5.86	180
	ЛовушкаЛ	-3340	4.96	150
	ЛовушкаМ	-3400	0.38	70
	ЛовушкаН	-3220	0.58	60

3.4 Анализ структурной эволюции

В сочетании с фоном региональной структурной эволюции и выравниванием сейсмического разреза по пластам, путем анализа структурной эволюции считается, что в исследуемом районе региональная структурная эволюция прошла три этапа: период разрывно-прогибания перми-триаса, период инверсии триаса-ранней юры и период прогибания юры-неогена. До осадконакопления палеозойских отложений и перми развит кристаллический фундамент поздней палеозойской эры [26].

1. В периоде разрывно-прогибания перми под воздействием растягивающего напряжения, сбросы на границах вторичных разрывных прогибов начали развитие, отлагались мощные отложения перми-триаса (этап ①~②);

2. В позднем периоде триаса интенсивное воздействие регионального сжатия (кимериджского орогенеза) приводит к региональному поднятию, отложения подвергались изгибу, деформации, грабен подвергался инверсии, и образовалась первоначальная форма зоны поднятия Мангышлак, верхние отложения триаса подвергались денудации и выпадению (этап ③).

3. Вплоть до юры региональное структурное движение в принципе прекратилось. В ранних грабенах начался принимать осадки теригенных обломков, речные отложения и т.д., и сопровождается с продолжительным оседанием впадины. В позднем меле случилась трансгрессия, и сформировались осадки карбонатных пород морской фации. В процессе целого оседания подвергается воздействию Аравийской плиты, случилось локальное поднятие и реактивация, кровли частичных антиклиналей подвергались денудации, образуются локальные поверхности несогласия (этап ④~⑥) (рис.13).

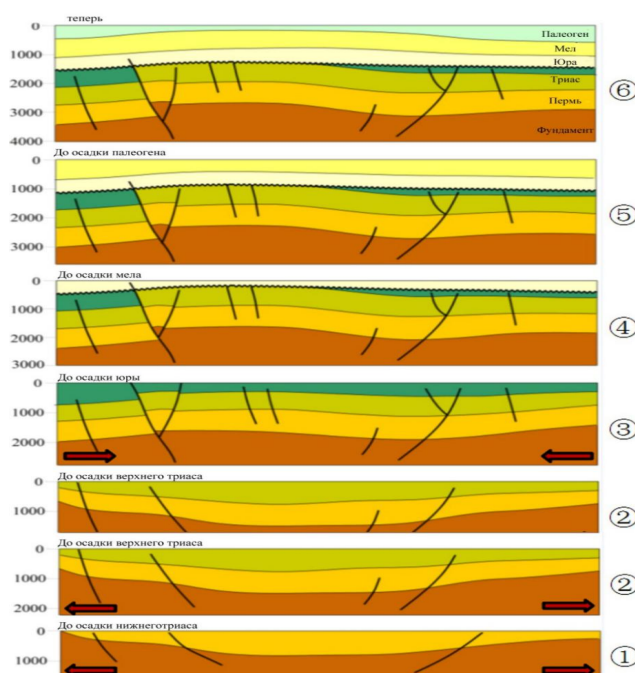


Рисунок 13. Анализ характеристики структурной эволюции впадины.

ГЛАВА 4. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

4.1 Особенности осадконакопления

4.1.1 Принципы анализа

По анализу данных керна, установлены осадочные фации, в сочетании с каротажными данными, обобщающие знаки и типы осадочных фаций, разделение фаций отдельных скважин. После, маркируются фации отдельных скважин на сейсмическом разрезе. В сочетании с характеристикой сейсмической фации и разрезом сейсмической инверсии, проводится анализ и исследование разреза осадочных фаций. В конечном счёте проводится анализ сейсмических атрибутов, инверсии коллекторов и данных по динамике эксплуатации, также проводится исследование характеристик осадочных микрофаций по площади [27,34].

4.1.2 Региональная обстановка осадконакопления

Мангышлакский бассейн расположен на восточном крае средней части Каспийского моря. Впадина Мангышлак является впадиной прогибания. На данном участке и месторождения-спутники расположены на одной тектонической ступени. Для палеорельефа характерно вздымание на севере и более низкое положение на юге, снос в основном происходят из зоны поднятий в северной части впадины. В конце триаса инверсия впадины приводит к тому, что отложения подвергались складке и денудации. В ранней юре (J1) впадина опять началась оседать, отлагались терригенные разности. Со средней юры (J2) морская вода наступает, образуется обстановка зоны перехода от моря к суше [79].

4.1.3 Знаки и типы осадочной фации

В соответствии с цветом аргиллитов по скважинам, из которых провели отбор керна, по анализу минералов, считают, что аргиллиты имеют чёрный цвет, серо-коричневый цвет. В скважинах, из которых провели отбор керна, пирит широко распространен. Исследуемый район расположен в осадочной восстановительной обстановке без кислорода под водой. В соответствии с данными по описанию шлифов по скв., считается, что содержание кварцевых песчаников составляет 50~70%, в песчаниковых палевых шпатах содержание песчаников составляет 10-20%, по литологии сложено полешпатными кварцевыми песчаниками. Комбинация каротажных фаций в большинстве имеет последовательность осадков обратного цикла: вверх утолщается, это отражало последовательность проградации дельты. В соответствии со снимками керна, и анализом каротажных фаций, в исследуемом районе в юрских отложениях развита осадочная система разветвлённой речной дельты, основная осадочная микрофация включает разветвлённые русла вида «коса», подводные разветвленные русла, устьевые бары, отдалённые бары, подводные разветвлённые заливы и глинистые отложения продельты [75].

Разветвлённое русло вида «коса»: развиты в пластах Ю25 Ю27. Расположено в зоне фации дельтовой равнины, песчаники очень развиты, толщина большая, крупность грубая, мало прослоев аргиллитов. Для каротажных кривых характерно как низкая величина GR, и низкая величина SP. Они являются доброкачественными коллекторами. По гранулометрическому анализу имеет две секции, преобладает ступенчатый компонент. Для сейсмической фации характерно как низкая частота, высокая амплитуда, субпараллельное отражение.

Подводное разветвлённое русло: развито в пластах Ю23 Ю3. Расположено в фациальной зоне передового фронта дельты, песчаники чистые, степень сортировки высока, большая толщина. Для каротажных кривых характерно как низко-средняя величина GR, и низко-средняя величина SP. Они являются доброкачественными коллекторами. По гранулометрическому анализу имеет две секции, преобладает ступенчатый компонент. Для сейсмической фации характерно как низкая частота, высокая амплитуда.

Устьевой бар: развит в пласте Ю23 Ю3. Расположено в зоне передового фронта дельты, толщина песчаников тонка, крупность мелка, имеет среднюю величину GR, среднюю величину SP. Развитие коллекторов ухудшается. По крупности преобладают взвешенные составы. Для сейсмической фации характерно как высокая частота и слабая амплитуда, низкое последовательное отражение.

Отдаленный песчаный бар: развит в пластах Ю23 Ю3. Расположено в зоне передового фронта дельты, толщина песчаников тонка, крупность мелка, имеет среднюю величину GR, среднюю величину SP. Развитие коллекторов ухудшается. По крупности преобладают взвешенные составы. Для сейсмической фации характерно как высокая частота и слабая амплитуда, низкая последовательность.

Подводный разветвлённый залив: расположен в зоне передового фронта дельты, в основном сложено аргиллитами, для каротажных кривых характерно как средне-высокая величина GR, средне-высокая величина SP. Коллекторы не развиты.

Иллы продельты: в основном сложены аргиллитами, толщина большая, для каротажных кривых характерно как высокая величина GR, высокая величина SP. Коллекторы не развиты.

4.1.4 Анализ фаций по отдельным скважинам

В результате анализа осадочного цикла по типичным скважинам, ознакомление с отношением контакта между микрофациями по разным видам с закономерностью изменения глубины воды. Выяснена последовательность эволюции осадочного цикла по разрезу в исследуемом районе. Повторно выбрали скв.11 в западной части и скв.15 в восточной части на анализ осадочных микрофаций на одну скважину.

Пласты Ю25 Ю27 являются положительным циклом: вверх утончается, осадочный эквифер мелкий, сложены разветвлёнными речными руслами на

дельтовой равнине, песчаные тела на руслах имеют большую толщину (накопленная толщина составляет более 150м), осадка стабильна. Пласт Ю23-Ю3 отлагается на фронте дельты, по литологии сложен переслаиванием песчаников и аргиллитов. В целом имеет последовательность многочисленных обратных циклов: вверх утолщается. По разрезу образуется последовательность осадки: отдалённый песчаный бар-устьевой бар-подводное разветвленное русло. Подводное разветвленное русло в основном сложено средне-, и тонкозернистыми песчаниками, толщина большая. Отдалённый песчаный бар-устьевой бар сложен тонким переслаиванием песчаников и аргиллитов [73].

4.1.5 Анализ осадочных фаций через скважины

Для того, чтобы детально проанализировали закономерность распространения осадочных фаций песчаниковых комплексов по пространству, провели глубокий анализ осадочных фаций через скважины по целому району работы. В сочетании с фактическими данными района работы, исследование сосредоточено на характеристику структуры в исследуемом районе, поставку вещественных источников и характеристику осадки, в рамках анализа характеристики макроскопического сейсмического отражения, выработали 5 разрезов сопоставления осадочных фаций через скважины: 3 разреза вдоль направления вещественных источников (по меридиональному направлению), два разреза по направлению, перпендикулярному к направлению вещественных источников (по широтному направлению) на месторождении и в окружающих районах [72].

Разрезы осадочных фаций. В этот раз в качестве примера взято направление WE1, перпендикулярное к направлению вещественных источников, полностью употребляют сейсмическую фацию, результаты сейсмической инверсии на ограничение, попробуют изложить закономерность распространения осадочных фаций песчаниковых пластов по разрезу и поперечному направлению.

Из сейсмических разрезов через скважины и разрезов сейсмической инверсии известно, что осадконакопление песчаниковых пластов было стабильным. Для отражения пластов Ю25 Ю27 характерно как низкая частота, так и высокая амплитуда. По данным бурения выяснено, что песчаники в пластах имеют большую толщину, суперпозиция участками. Для отражения пласта Ю23-Ю3 в целом характерно как высокая частота, так и средне-слабая амплитуда. По данным бурения установлено, что сложено многократным переслаиванием песчаников и аргиллитов, сообщаемость песчаников по поперечному направлению низка. Под ограничением сейсмических разрезов и разрезов инверсии коллекторов, хорошо инструктировали анализ осадочных фаций через скважины.

Так как в исследуемом районе толщина основных горизонтов составляет порядка 1000м, и по разрезу происходит многократное переслаивание песчаников и аргиллитов для того, чтобы более чётко описали корреляционный разрез

остаточный фаций, проводится исследование корреляционных разрезов остаточной фации по трем частям снизу вверх (пласты Ю25 Ю27, пласты Ю23 Ю21, пласты Ю19 Ю21).

Пласты Ю25 Ю27 сложены на субфации разветвлённой речной дельтовой равнины, осадочный эквифер мелкий, разветвлённые речные русла очень развиты, толщина большая, миграция русел по поперечному направлению накладываются участками. Пласт Ю23-Ю3 отлагается на фронте разветвлённой речной дельты, по литологии сложен переслаиванием песчаников и аргиллитов. Осадка сильно изменчива по поперечному направлению, сообщаемость песчаных тел низка. Пласт Ю13-Ю3 отлагается на фронте разветвлённой речной дельты, переслаиванием песчаников и аргиллитов, осадочная фация сильно изменчива по поперечному направлению.

4.1.6 Анализ осадочных фаций по площади

На основе сопоставления отдельных скважин, через скважины, в сочетании с сейсмическими атрибутами и результатами инверсии, выработали карты осадочных фаций по объектам. Сначала проводится выбор сейсмических атрибутов и анализ чувствительности. На основе взятия атрибутов по поверхностям по разным видам (атрибутов амплитуды, частоты, фазы, вида волны), и проводится сопоставление и анализ данных по бурению, считают, что отношение соответствия атрибутов амплитуды с песчаными телами благоприятно, позволяют анализировать их в качестве атрибутов чувствительности [71].

В соответствии с взятым атрибутом среднеквадратичной амплитуды, оконтуривание аномальной зоны, и адаптированию к известным данным скважин, имеется благоприятное отношение соответствия.

Из результатов осадочных фаций пластов Ю7 выявлено, что вещественные источники происходят с севера, в основном развиты 4 разветвлённых речевых дельты, песчаные тела русел распространяются широкой полосой по субмеридиональному направлению. Ширина 4 зон развития русел в северной части составляет 3~7км, являются основными коллекторами. На юге развиты песчаные тела устьевого бара-отдаленного песчанного бара, являются вторичными коллекторами.

На основе методов исследования вышеизложенных осадочных фаций, проводится исследование и анализ осадочных фаций по пластам по каждым объектам, выработаны карты осадочных микрофаций по основным нефтеносным объектам. В исследуемом районе нефтеносные пласты Ю25 Ю27 представлены отложениями дельтовой равнины, разветвлённые речные русла очень развиты, толщина песчаных тел большая, осадка стабильна. На основе инверсии изменения толщины песчаников, считается, что в исследуемом районе развиты два вида микрофации: русла и центральные отмели. Русла сложены песчаниками с прослоями аргиллитов, центральная отмель сложена чистыми песчаниками, толщина песчаников большая. Пласт Ю23-Ю3 сложен на фронте дельты, по

литологии сложено переслаиванием песчаников и аргиллитов, в северной части в основном развиты 3~5 разветвлённых речных дельт, имеют особенность преемственного развития. Русловые песчаные тела распространяются широкой полосой по субмеридиональному направлению, между руслами сложены глинами залива. По разным нефтеносным пластам на фронте область распространения песчаников разна.

4.2 Особенность коллекторов

На месторождении пробуренные скважины проверяли значительные отложения, во время бурения наблюдались палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения, в которые включены карбон, триас, юра, мел, нижние третичные и верхние третичные и четвертичные отложения. Юрские отложения являются основными продуктивными объектами, представленные верхней, средней и нижней пачками. Что касается нижней пачки, она формировалась во время третичного периода в виде угловых несогласий [1, 2]. Алевролиты и песчанники преимущественно составляют коллекторы Юры, в качестве непроницаемого просоя аргиллиты чередующее развиты с коллекторами, в большинстве сложено темно-серыми плотными аргиллитами. Продуктивный пласт делится на нефтяных свит, каждая нефтяная свита делится на 1-4 пачек, всего выделены 30 пачек [28].

4.2.1 Литология коллекторов

Все юрские отложения сложены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, аргиллиты в качестве непроницаемых слоев отделяют верхний продуктивный пласт от нижнего продуктивного пласта. Коллекторы нефти и газа в основном сложены мелкими песчаниками и грубыми алевролитами с богатыми алевритами, и глинами, редко наблюдаются среднезернистые песчаники, в большинстве сложены граувакками.

Пласты Ю3 Ю23 являются отложениями на фронте разветвлённой речной дельты, а пласты Ю25 Ю23Ю11 являются отложениями на руслах на суше. Песчаники в пластах Ю3 Ю23, сложенных в приморских условиях, отличаются от песчаников пластов Ю25 Ю23Ю11, расположенных под ними, тем, что глинистость и карбонатность высока, мелкие песчаники развиты, а среднезернистые песчанки и грубые песчаники редко развиты.

В результате анализа аналитических данных, получена крупность пород и карбонатность в пластах Ю3 Ю27 по базисным скважинам на месторождении. Выявлено, что малочисленные аналитические образцы по пласту Ю23, лишь 2 образца, которые провели анализ. Помимо этого, провели анализ образцов по многочисленным остальным объектам, результаты анализа достоверны. От пласта Ю3 до пласта Ю27, по мере углубления глубины залегания, количество грубых веществ в коллекторах увеличивается,

содержание алевроитов, глин и карбонатных пород уменьшается [74].

Пласты Ю25 Ю21 Ю7 являются отложениями на терригенных руслах, крупность грубая, по степени крупности литологии коллекторов преобладают частицы 0,5-0,25мм и 0,1-0,25мм, содержит малое число грубых веществ >1мм, содержание глин низко (<20%). Пласты Ю3~Ю23 являются отложениями на дельте, крупность мелкая, по степени крупности литологии коллекторов преобладает крупность 0,1-0,25мм. Не содержит грубые вещества по степени крупности >1мм, глинистость высока, в большинстве больше 20%.

4.2.2 Физические свойства коллекторов

В результате анализа керн, установлена характеристика пористости и проницаемости по коллекторам. Распределения значений средней пористости в юрских отложениях на месторождении, согласно данным керн по нефтеносным свитам, не имеет большого разбег, а колеблется в пределах 10,7-13,8%, при этом определена средняя пористость по нефтеносным пластам и самая высокая принята по горизонту Ю7 и составляет 16,8%, в свою очередь, пористость по нефтеносной пачке Ю23 относительно мала и составляет 11,7% .

Проницаемость по нефтеносным свитам в юрских отложениях на месторождении сильно изменчива, средняя проницаемость составляет 40-109мД, при этом средняя проницаемость по продуктивному горизонту Ю11 имеет наиболее высокое значение и составляет в среднем 90×10^{-3} мкм²; также по продуктивному горизонту Ю27 средняя проницаемость довольно высокая и составляет 98×10^{-3} мкм². По сравнению с вышеуказанными горизонтами средняя проницаемость по продуктивным горизонтам Ю21 и Ю23 относительно низкая и составляет, соответственно, $30,6 \times 10^{-3}$ мкм² и $32,9 \times 10^{-3}$ мкм².

В результате чего нефтеносных пластов в юрских отложениях являются терригенными коллекторами (песчаники) со средней пористостью и средней проницаемостью [76,78].

В результате исследования замечено, что пористость и проницаемость имеют определённую сходимость. Коллекторы в пределах продуктивных горизонтов Ю25 Ю27 представлены песчаными грубозернистыми разностями, при этом их средняя пористость занижена по отношению к вышележащим продуктивным горизонтам, но средние значения проницаемости выше, по отношению к вышележащим продуктивным горизонтам.

В результате сейсмической инверсии, созданы карты распространения пористости песчаников по нефтеносным объектам. Пористость изменяется согласно определённой закономерности, отражающей, в целом, изменение пористости по площади [91].

Согласно карте распространения пористости песчаников в пределах горизонта Ю3 видно, что в центральной части исследуемого района пористость больше, чем в западной части. Пористость песчаников в центральной части

исследуемого участка работ в пределах горизонта Ю5 больше, чем в западной и восточной части. Из карты распространения пористости песчаников в пределах продуктивного горизонта Ю7 видно, что в центральной части участка 3Д пористость выше, по отношению к западной, восточной и северной частям. В продуктивном горизонте Ю9 пористость в центральной части участка работ больше, чем в западной и восточной части. Пористость песчаников в пределах продуктивных горизонтов Ю11 и Ю13 в центральном и восточном участках работ выше, по отношению к юго-западной части. Пористость песчаников в пределах продуктивных горизонтов Ю15 и Ю17 выше на всем участке работ, за исключением южной части. Пористость песчаников, в пределах продуктивного горизонта Ю19, в восточной части участка работ выше, по отношению к западной части. Пористость в пределах продуктивных горизонтов Ю21 и Ю21 Ю3 в целом высока, за исключением некоторых локальных мест, где она занижена. Пористость песчаников в пределах продуктивного горизонта Ю25 в целом высока, за исключением восточной части.

4.2.3 Распределение коллекторов

На основании анализа данных бурения, в частности интерпретации данных ГИС, были построены карты толщин по продуктивным горизонтам

В целом песчаные тела в пределах всех продуктивных горизонтов распространяются в субмеридиональном направлении [29,30].

Распространение песчаных разностей в пределах продуктивного горизонта J-1 характеризуется северо-восточным направлением. В разных районах скважин толщина песчаников несколько изменчива.

В западной части участка работ, в районе скважин 10 и 15, мощность песчаников не значительна. В восточной части участка работ происходит смена фаций на русловые отложения, при этом толщина песчаников увеличивается

Это объясняется накоплением отложений на боковых крыльях русел или в заливах между руслами. Песчаники в пределах продуктивного горизонта Ю5 распределены в основном в северной части исследуемого района работ, то есть мощность песчаных тел в целом характеризуется увеличением в северной части и утончением в южной. Песчаные тела, в пределах продуктивного горизонта Ю7 распространены повсеместно. Изменение мощности происходит от севера к югу [60].

Мощности песчаных тел в пределах продуктивного горизонта Ю9 характеризуются увеличением в южной и северной частях участка работ и утончением в центральной части.

Мощности песчаных тел в пределах верхней части продуктивного горизонта Ю11 характеризуются увеличением в северо-западной и южной частях участка 3Д и утончением в центральной части. Мощности песчаных тел в пределах нижней части продуктивного горизонта Ю11 напротив характеризуются увеличением в центральной части и утончением в северо-западной и южной частях [84, 86].

Песчаные тела в пределах продуктивного горизонта Ю13 распространяются преимущественно в субмеридиональном направлении, при этом мощности характеризуются увеличением в западной и восточной частях и снижением в центральной части участка работ.

Песчаные тела в пределах продуктивного горизонта Ю15 распространяются преимущественно в центральной и южной частях.

Мощности песчаных тел в пределах продуктивного горизонта Ю17 характеризуются увеличением в северной и центральной частях участка 3Д и утончением в юго-западной и юго-восточной частях.

Песчаные тела в пределах продуктивного горизонта Ю19 распространяются преимущественно в субмеридиональном направлении, при этом мощности характеризуются увеличением в северной части и снижением в южной части участка работ.

Мощности песчаных тел в пределах продуктивного горизонта Ю21 характеризуются увеличением в восточной части участка 3Д и утончением в западной части.

Песчаные тела в пределах продуктивного горизонта Ю23 распространяются преимущественно полосой, при этом мощности характеризуются увеличением в южной части и снижением в западной и восточной части участка работ.

Мощности песчаных тел в пределах продуктивного горизонта Ю25 характеризуются увеличением в южной части участка 3Д и утончением в северо-западной части.

Мощности песчаных тел в пределах продуктивного горизонта Ю27 характеризуются увеличением в юго-восточной части участка 3Д и утончением в северо-западной части.

ГЛАВА 5. АНАЛИЗ ПРОДУКТИВНОГО КОМПЛЕКСА В ЮРЕ

На месторождении имеются продуктивных горизонтов с ценностью промышленной добычи: Ю5 Ю7, Ю9, Ю11 Ю13, Ю15, Ю17, Ю19, Ю21, Ю23, Ю25, Ю27. Данные текщего состояние были использованы на основе актуальных данных 2018-2019гг. Была проанализирована характеристика разработки в исследуемом районе, в том числе нынешнее состояние разработки, изменение добычи и анализ причин, тенденцию изменения обводненности и причины нынешнего состояние закачки воды, эффект закачки, степень ППД, степень вовлечения и т.д. И в сочетании с результатами сейсмического геологического исследования подобрали потенциальные участки [33,36,70].

5.1 Нынешнее состояние разработки месторождения

5.1.1 История разработки

В течение первого цикла эксплуатации 1967-1984гг., пиковая годовая добыча нефти приходилась на 1973 году и составила 288×10^4 т (преимущественно за счет горизонтов Ю25, Ю11, Ю17 и Ю21); во время второго цикла эксплуатации 1985-1999гг. пиковая годовая добыча нефти приходилась на 1989 году и составила 140×10^4 т, что в основном связано с вводом Ю11, Ю11 Ю13, Ю19 в эксплуатацию и продолжением бурения новых скважин на Ю17, Ю21 и Ю25; с 2000г. до настоящего время это третий цикл эксплуатации, месторождение находится в период восстановления добычи. В конце 2009 года, годовая добыча увеличена с 80×10^4 т до 130×10^4 т в 2017 году, что объясняется вводом в эксплуатации многих новых скважин и проведением ГТМ. В настоящее время тенденция эксплуатации положительная, темп роста добычи нефти стабильный [59,85].

5.1.2 Показатели разработки

Начальные показатели разработки всего месторождения приведены. Общие геологические запасы по месторождению составляют 3.4830×10^8 т, извлекаемые запасы 1.2934×10^8 т, по состоянию на конец декабря 2017 года остаточные извлекаемые запасы составили 5344×10^4 т; по текущему состоянию эксплуатационных скважин, общий фонд эксплуатационных скважин – 2083 шт., действующих скважин – 1194 шт., в том числе добывающих скважин – 843шт., нагнетательных скважин – 351 шт., доля бездействующих скважин большая, поэтому в дальнейшей работе будет уделено большое внимание на их восстановление. В текущее время суточный дебит нефти составляет 5170т/сут; комплексная обводненность 70,6%; накопленная добыча нефти 7828×10^4 т, темп отбора геологических запасов 0,5%; степень выработки геологических запасов 22,5%, степень выработки остаточных извлекаемых запасов 60,5%.

Промышленная добыча эксплуатационного горизонта Ю5 начата с 1967г. Доля геологических запасов данного горизонта примерно составляет 0,8% от

общих запасов всего месторождения, за весь период разработки на данном горизонте всего 4 добывающие скважины, с 2018 года вся их эксплуатация прекращена. По последнему состоянию накоп. добыча нефти составила 2×10^4 т. Средняя обводненность продукции составила 20%.

Промышленная добыча эксплуатационного горизонта Ю7 начата с 1967 г. Доля геологических запасов данного горизонта примерно составляет 5,7% от общих запасов всего месторождения, фонд скважин на этом горизонте за весь период разработки всего. По актуальному состоянию накоп. добыча нефти составила 254×10^4 т. Текущий суточный дебит нефти 1015 т/сут, обводненность 70%, компенсация отбора закачкой 1,5, добыча и газовый фактор стабильны. Повышение темпа отбора нефти и газа объясняется увеличением числа добывающих скважин и проведением ГТМ [61].

Разработка эксплуатационного горизонта Ю9 начата с 1973 года, доля геологических запасов данного горизонта примерно составляет 4% от общих геологических запасов всего месторождения. В данный момент на данном горизонте действующий фонд составляет из 15 добывающих и 5 нагнетательных скважин. Текущий суточный дебит нефти 158,3 т/сут, среднесуточная закачка 978 м³/сут, компенсация отбора закачкой 1,5, обводненность 78%. По состоянию на 2009 год накоп. добыча нефти составила 49×10^4 т.

С 1967 г. по 1984 г. эксплуатация горизонта Ю11 в основном проведена за счет малых скважин, распределенных в северной и восточной частях участка. С 1985 года начали работы по бурению в Ю11, что раньше, чем проектного времени (1991 г.). Бурение в восточной и северной частях данного горизонта уже завершено. В средней части участка, в пределах данного горизонта, в наличии «газовая шапка», с низкопроницаемыми коллекторами. Доля его геологических запасов примерно составляет 10,9% от общих геологических запасов всего месторождения. В текущее время действующий фонд составляет из 60 добывающих и 15 нагнетательных скважин, все добывающие скважины эксплуатируются ШГН. По текущему состоянию накоп. добыча нефти составила 283×10^4 т, средняя обводненность 84,2%.

Разработка эксплуатационного горизонта Ю11 Ю13 начата с 1967 г, с 1987 г. Начата промышленная разработка. Доля его геологических запасов примерно составляет 10,7% от общих геологических запасов всего месторождения. Все добывающие скважины эксплуатируются ШГН. По последнему состоянию накоп. добыча нефти составила $545,8 \times 10^4$ т, средняя обводненность 77,1%.

Первичная Разработка эксплуатационного горизонта Ю15 начата с 1974 года, доля геологических запасов данного горизонта примерно составляет 2,4% от общих геологических запасов всего месторождения. За весь период разработки фонд скважин на данном горизонте всего 35 шт., в текущее время действующий фонд составляет из 20 добывающих и 3 нагнетательных скважины, все добывающие скважины эксплуатируются ШГН. По последним данным накоп. добыча нефти составила $58,8 \times 10^4$ т, средняя обводненность 75,5%.

Промышленная добыча эксплуатационного горизонта Ю17 начата с 1967г. Доля его геологических запасов примерно составляет 10,4% от общих геологических запасов. По состоянию актуальных данных накоп. добыча нефти составила 1015×10^4 т, средняя обводненность 65%. В 1968г. вскрыли нефтегазовый коллектор на эксплуатационном горизонте и начали разработку. В 1986г. добыча нефти осуществлена путем с помощью возвратных скважин с нижележащего горизонта. Доля его геологических запасов примерно составляет 7,2% от общих геологических запасов всего месторождения. Все добывающие скважины эксплуатируются ШГН. Данный горизонт повсеместно разработан заводнением, что в основном связано с отсутствием низкопроницаемых пород между нефтяными и газовыми коллекторами. Поэтому закачка осуществлена не в узком интервале, а в общем эксплуатационном интервале. По последним показателям накоп. добыча нефти составила 291×10^4 т. Средняя обводненность продукции составила 51%.

Разработка нефтенасыщенного коллектора в пределах горизонта Ю21 начата с 1967 г. Доля его геологических запасов примерно составляет 11,5% от общих геологических запасов всего месторождения. За весь период разработки фонд скважи пробуренные скважины преимущественно распределены в средней и восточной частях данного горизонта. По текущим данным. накоп. добыча нефти составила 1145×10^4 т, средняя обводненность 71%. Текущий среднегодовой дебит нефти и жидкости соответственно составляет 517т/сут и 1611т/сут .

Разработка эксплуатационного горизонта Ю23 начата с 1969 года, доля геологических запасов данного горизонта примерно составляет 7,5% от общих геологических запасов всего месторождения. Накоп. добыча нефти составила 141×10^4 т, средняя обводненность 70%. Текущий среднегодовой дебит нефти и жидкости соответственно составляет 119т/сут и 395т/сут, среднесуточная закачка 26993/сут.

Разработка эксплуатационного горизонта Ю25 начата с 1970г. Доля его геологических запасов примерно составляет 10,2% от общих геологических запасов всего месторождения. Актуальные показатели отображают что все добывающие скважины эксплуатируются ШГН. В настоящее время данный горизонт находится в позднем периоде разработки. Отбор составил 87,9% из утвержденных извлекаемых запасов. По текущим показателям установлено, добыча нефти составила 2415×10^4 т, средняя обводненность 71%. Текущий среднегодовой дебит нефти и жидкости соответственно составляет 408т/сут и 1515т/сут, среднесуточная закачка 2711м³/сут.

Разработка эксплуатационного горизонта Ю27 начата с 1969г. Доля геологических запасов данного горизонта примерно составляет 1,7% от общих геологических запасов всего месторождения. Его разработка находится в естественном состоянии, не применили систему увеличения давления. В 1977 году достигла пиковая годовая добыча - $47,65 \times 10^4$ т. Нефтяная залежь с сильной подошвенной водой, снабжение энергии достаточное, эффект заводнения

хороший. Продуктивность последних лет, накоп. добыча нефти составила 339×10^4 т, текущий суточный дебит нефти 65 т/сут, жидкости 215 т/сут, обводненность 74%.

По расчленению групп песчаных пластов, месторождение разделяется на объекты разработки, в соответствии с текущим состоянием эксплуатации, годовая добыча нефти из 5 основных объектов (Ю7, Ю11, Ю13, Ю17, Ю21) составляет 67% от общей добычи всего месторождения, в том числе Ю7 с максимальной годовой добычей, составляя 33% от месторождения; Ю15, Ю17, Ю21, Ю25 4 объекта с высокой накопленной добычей, они составляют 66% от общей накопленной добычи месторождения, среди них Ю25 с максимальной накопленной добычей, составляя 34% от месторождения. Остаточные извлекаемые запасы в основном распределены в 5 основных объектах (Ю7, Ю11, Ю13, Ю17, Ю21), их примерно 3618×10^4 т, составляют 65% от извлекаемых запасов месторождения.

5.1.3 Уровень падения

Месторождение вступает в стадию средней и высокой обводненности (комплексная обводненность 75%), из анализа состава продуктивности последних лет видно, поддержание увеличения добычи в основном опиралось на ГТМ в старых скважинах и бурении новых скважин. Падение месторождения в последние годы было высокое, естественное падение в 2017 составило 22%, по сравнению с 2018г. данный показатель снижен незначительно.

5.1.4 Анализ увеличения добычи

Путем статического анализа ГТМ в добывающих скважинах за последние три года, скважины-операции ввода новых скважин в эксплуатацию, ГРП, возврат на другой горизонт и восстановления старых скважин возрастают по каждым годам, а главные причины прироста добычи тоже состоятся в них: ввод новых скважин в эксплуатацию, ГРП, дострел, возврат старых скважин на другой горизонт и восстановление старых скважин.

Анализ эффективности новых скважин. Из данных добычи новых скважин с 2009г. до сегодняшнего дня по годам и анализа эффективности новых скважин установлено, что эксплуатация новых скважин показала положительный эффект, их вклад в добычу тоже большой, накоп. добыча из новых скважин достигла пика в 2016 году. После 2011г. средний начальный дебит новых скважин ухудшается, начальный дебит снижается по каждым годам, много новых скважин с начальным дебитом ниже 10 т/сут, что вызывает большую трудность выбора скважин. В 2007г. начальный дебит нефти новых скважин обратно пропорционален обводненности, доля новых скважин с высокой обводненностью большая [62].

Анализ эффективности скважин с принятием ГТМ. Выполненные ГТМ на месторождении в основном следующие: восстановление старых скважин, возврат на другой горизонт, ГРП и дострел. Из анализа эффективности ГТМ

месторождения по годам видно, с 2011г. выбор скважин для принятия ГТМ стал трудным, эффективность дополнительной добычи одиночной скважины за счет ГТМ ухудшена; с 2016г. усилили работы по выбору скважин для принятия ГТМ, сократили их число, эффективности дополнительной добычи одиночной скважины улучшена. Сравнением объема работ и статистикой дополнительной добычи за счет ГТМ в 2017 году обнаружены, ГРП показал очевидный эффект, дополнительная добыча нефти за счет его составила 48% от общей дополнительной добычи ГТМ.

Эффективность ГРП наглядно лучше чем других ГТМ, в том числе ГРП в скважинах, введенных в эксплуатацию в последние годы, показали значительно хороший эффект, по карте сравнения добычи нефти до и после ГРП в 2017 году, после ГРП добыча нефти очевидно увеличена, средний дебит вырос с 5т/сут до 13т/сут. Путем анализа положительная эффективность ГРП в последние годы в основном связана с тем, что ГРП может эффективно решить проблемы по плохой фильтрации, вызываемой загрязнением скважин, а также улучшать подвижность плохих коллекторов.

Анализ эффективности возвратных скважин с нижележащего горизонта. Возвратные скважины с нижележащего горизонта тоже показали хороший эффект, до 2016г. дополнительная добыча нефти за счет данного метода мала, после 2016г. благодаря усилению работы по выбору скважин эффективность стала наглядной. Путем анализа, положительная эффективность возврата на вышележащий горизонт в последние годы в основном объясняется тем, что степень выработки глубокозалегающих горизонтов высокая, и остаточной нефти на мелкозалегающих горизонтах много.

Анализ эффективности дострела. До 2013г. дострел охарактеризован малой дополнительной добычей и плохой эффективностью, после 2016г. благодаря усилению работы по выбору скважин эффективность значительно повышена. В 2017г. только провели дострел по 8 скважинам, прирост суточного дебита нефти одиночной скважины достиг 8т/сут.

5.1.5 Анализ изменения обводненности

В 2009-2015гг. степень обводненности была стабильной, в 2016г. на месторождении обводненность значительно повысилась (на 20%), только в 2017г. ее снова удалось взять под контроль. Все объекты разработки находятся на стадии средне-высокой обводненности, фонд скважин с обводненностью выше 65% составляет 40.2% из общего фонда. В настоящее время горизонты месторождения находятся на стадии средне-высокой обводненности, горизонты Ю9, Ю11, Ю13, Ю17 и Ю19 с сильным обводнением, а обводнение других горизонтов относительно слабое.

5.1.6 Темп отбора нефти

Из графика распределения добычи и темпа отбора нефти месторождения

очевидно, что месторождение длительное время находится в состоянии отбора с низким темпом, темп отбора нефти в 1998г. составил только 0,2%, в 2006-2009гг. данный показатель стабильно находился на уровне 0,5%. Такой уровень относительно низкий, как и степень выработки, поэтому необходимо продолжать усиление работ по вводу новых скважин в эксплуатацию и проведение ГТМ для интенсификации добычи [63].

5.1.7 Начальная продуктивность

В начальный период разработки неоднородная песчаная нефтяная залежь характеризовалась значительной вариацией особенностей эксплуатации, связанных с ее изменчивостью как по площади, так и по размеру. На основе анализа особенностей начальной эксплуатации такой залежи и характеристик распределения начальной продуктивности, в сочетании с результатами амплитудных сейсмических атрибутов, были выявлены геологические факторы, влияющие на начальную продуктивность низкопроницаемой песчаной залежи. В вертикальном направлении видно, что средняя проницаемость от горизонта к горизонту сильно отличается, значения начальной продуктивности горизонтов также варьируется, при этом горизонты с высокой проницаемостью имеют и высокую начальную добычу нефти и жидкости. Согласно распределения начального дебита нефти и воды добывающих скважин по горизонту Ю7, даже внутри одного объекта разработки начальный дебит нефти и воды может сильно отличаться, что в основном объясняется неоднородностью продуктивного горизонта по латерали. Сопоставление с картой сейсмических атрибутов будет показывать, что областям с аномальными значениями атрибутов свойственна более высокая начальная добыча, что свидетельствует о том, что применение сейсмических атрибутов могут хорошо отражать неоднородность нефтяных залежей.

ГЛАВА 6. УГЛУБЛЁННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Интерпретация геолого-геофизических материалов выполняется по технологической схеме, обеспечивающей многостороннее изучение сейсмических данных в комплексе с другими геолого-геофизическими материалами для решения поставленных геологических задач. Сбор и анализ дополнительной информации повышает достоверность и наглядность сейсмических отображений геологических разрезов за счет выявления внутренней структуры геологических тел. А это позволяет не только определять структурные модели изучаемых объектов, но и Ю13 емкостные и гидродинамические особенности продуктивных горизонтов. На решение этих задач и направлены современные технологии интерпретации сейсмических данных [3,5].

Использование сейсморазведочных методов позволяет не только для решения структурных задач (определение геометрии отражающих границ), но и изучения характера изменения фильтрационно емкостные свойства продуктивных пластов за счет применения при интерпретации не только времен пробега волн (кинематических параметров), но и динамических характеристик волновых полей.

При данном этапе выполняются следующие виды работ:

- Восстановление недостающих каротажных кривых (скорость поперечной волны).
- Изучение упругих свойств по скважинным данным (флюид замещение, моделирование, анализ кросс плотов)
- Восстановление упругих свойств в объеме на основе сейсмической инверсии (синхронная инверсия)
- Классификация результатов инверсии

6.1 Изучение упругих свойств (Rock Physics) для оценки технической целесообразности изучения литологии и флюидов по сейсмическим данным

Упругие свойства пород зависят от условий осадконакопления (седиментационные тренды), процессов диагенеза (например, образование цемента), от типа и свойств содержащегося в порах типа флюида. Целью моделирования упругих свойств является использование в этапе интерпретации результатов сейсмических инверсий. Моделирование упругих свойств позволяет выявить взаимосвязи петрофизических параметров и сейсмических атрибутов и представляет собой основу для интерпретации результатов сейсмических инверсий (кубов упругих параметров) в решении задач прогноза коллекторов. Для обоснования критериев определения различных классов коллекторов в поле упругих параметров может применяться различный алгоритм действий. В нашем случае выделяется особое внимание к содержательному анализу результатов

моделирования упругих свойств. Данный вид анализа, подразумевающий классификацию типов пород, в т. ч. коллекторов, в поле нескольких упругих параметров, изучение влияния изменений петрофизических характеристик пород на тренды изменений упругих свойств – формулировка заключения перспективах выделения коллекторов по сейсмическим данным. Как правило, эти свойства следуют определенными трендами с увеличением глубины (рис.14) [80, 87].

Использованная в данной работе методика изучает эти тренды и позволяет включить глубинные тренды в количественной форме в прогноз и классификацию литотипов и флюидов по результатам инверсии сейсмических данных. При этом, учитывается статистический разброс упругих свойств при оценке точности прогноза. Выбираются конечные члены рядов литотипов (самые чистые песчаники, глины, типичные минералогии и т.д.), по свойствам которых методом Монте-Карло создаются функции распределения вероятности для любого выбираемого шага с глубиной [64].

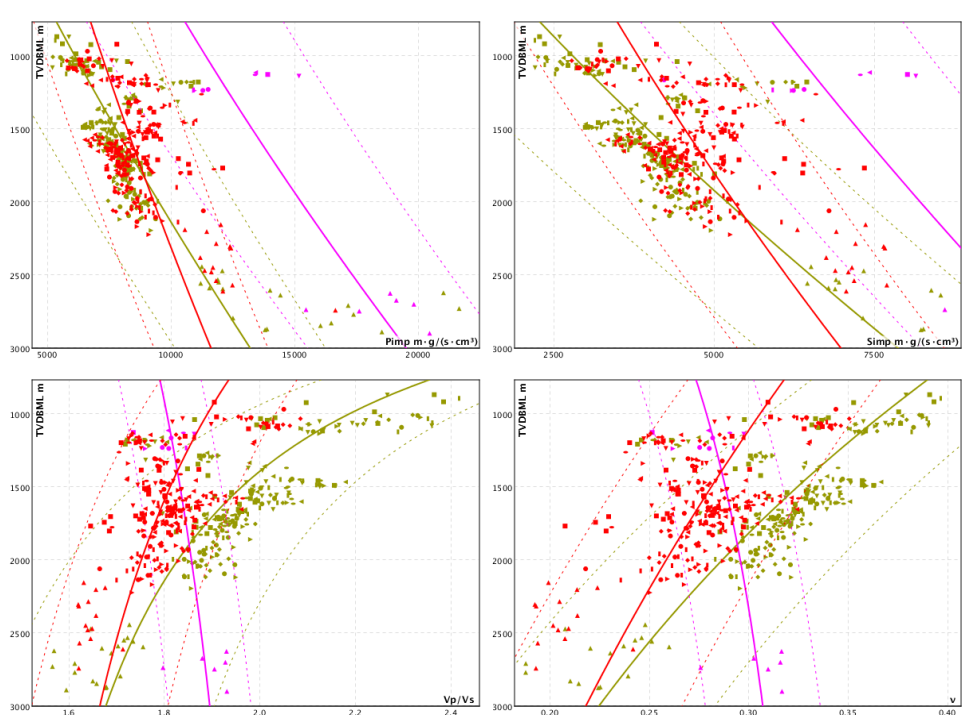


Рисунок 14. Литологические тренды на примере распределения упругих свойств в диапазоне глубин 1800-2200 метров с шагом 100

6.2 Увязка угловых сумм

Используя расчет синтетических трасс, становится возможным формировать сейсмические записи для любых обстановок осадконакопления. Для выполнений данной цели устанавливается необходимая скоростную и плотностную модели разреза (продуктивного горизонта и, хотя бы частично, вмещающих сверху и снизу пород), рассчитать импульсную трассу для данного интервала и, выбрав наиболее подходящую форму сигнала, провести его свертку с импульсной трассой. Подбор

формы сигнала осуществляется либо на основе теоретических предпосылок, либо по реальным сейсмическим записям. В этом случае по функции автокорреляции сейсмических трасс находят амплитудно-частотный спектр сигнала. А затем подбирают соответствующий фазовый спектр. В последнее время в качестве такового чаще используются нуль-фазовые спектры. Построение синтетических сейсмограмм позволяет правильно оценить влияние тех или иных факторов на особенности волн. В настоящее время особое значение моделирование имеет при стратиграфической привязке отражающих горизонтов. Анализ реальных примеров привязки отражений наглядно свидетельствует о том, что ни одну из экстремальных или иных фаз отраженных волн нельзя относить к какой-либо конкретной геологической границе [66].

При наличии данных вертикального сейсмопрофиля привязка заключается в сопоставлении волновых полей вертикального сейсмопрофиля с нанесенными на них годографами удвоенных вертикальных времен, трассами однократных отражений и фрагментами временных разрезов. Уточненная стратиграфическая привязка целевых продуктивных горизонтов выполняется на основе сейсмического моделирования. Тонкослоистые скоростные модели рассчитаны по кривым акустического каротажа и гамма-гамма каротажа и откалиброваны с использованием вертикального годографа для вертикального сейсмопрофиля (при наличии) или положением опорных отражающих границ. В нашем случае, увязка выполнялась путем прямого сейсмического моделирования (расчет синтетики) и сопоставления волновых полей синтетических и реальных трасс.

Форма импульса для свертки выбрана на основе перебора статистических импульсов с учетом спектра функции автокорреляции ближайших сейсмических трасс (рис. 15). Синтетические трассы далее рассчитаны путем свертки акустической модели с выбранным импульсом. Качество подбора импульса и качество привязки, т. е. соответствия синтетической сейсмотрассы выбранной модели реальным трассам, оценивают функцией взаимной корреляции. Так как синтетика рассчитана по большому количеству скважин (более 70), не представляется возможным в рамках отчета представить все результаты, поэтому на следующей иллюстрации изображена сводная линия по множеству скважин с нанесением синтетических трасс.

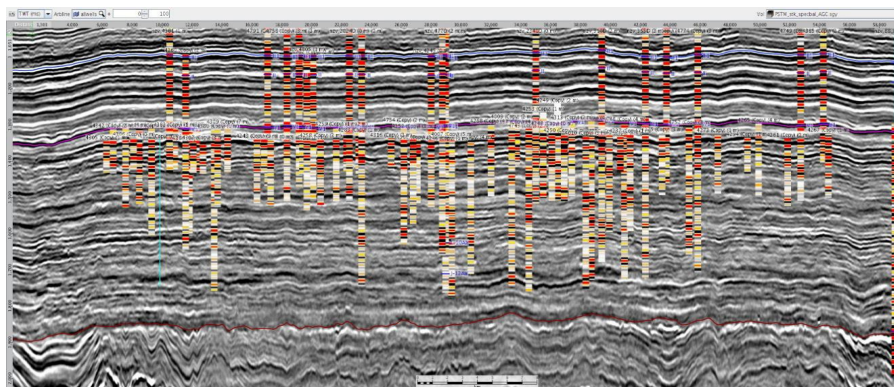


Рисунок 15. Сводная линия через скважины с нанесением синтетических трасс

6.3 Инверсия сейсмических данных

Конечная цель геолого-геофизических исследований, проводящихся на этапе разведки месторождений углеводородов, – это количественное описание резервуара, т. е. создание на основе сейсмических и скважинных данных достоверной объемной модели, описывающей распределение его свойств (литологии, пористости, проницаемости, насыщения и т. п.), согласованное с априорными геологическими представлениями. Ключевой проблемой при построении такой модели является осуществление интеграции разнородной и разномасштабной информации (скважинной, сейсмической, геологической) в рамках единого объекта [3,82].

В этой цепочке инверсионные преобразования сейсмических данных в сочетании с известными зависимостями между петрофизическими и упругими свойствами горных пород позволяют объединить скважинные и сейсмические материалы для описания объемного распределения коллекторских свойств продуктивных пластов.

Инверсионный анализ в данном случае включает следующие этапы:

1. Вероятностный анализ упругих свойств с учетом глубинных литологических трендов: Пикирование конечных разностей (ключевой литологии); Построение глубинных трендов упругих свойств для ключевой литологии; Вероятностное прямое моделирование. Расчет различных сценариев флюидонасыщения; Построении функций распределения вероятностей. Создание глубинной модели упругих свойств.

2. Расчет поля импульсов, переменного от удаления/угла.

3. Расчет низкочастотной модели параметров $P\text{-imp}$, $S\text{-imp}$, Rho с учетом гетерогенности геологической среды: Использование куба интервальных скоростей при построении низкочастотной модели; Использование кригинга и других законов геостатистики при построении низкочастотной модели.

4. Синхронная инверсия до-суммирования (CSSI): Инверсия в ключевых скважинах (тестирование); Расчет параметров P_{imp} , S_{imp} , Rho , V_p/V_s , $\lambda\text{-rho}$, $\mu\text{-rho}$ по полному кубу 3 Д.

5. Вероятностная классификация результатов инверсии: Имплементация функций распределения вероятностей в результаты инверсии с учетом глубины; Байесова классификация и расчет кубов вероятностей ключевых литологий и сценариев флюидонасыщения.

Для выполнения поставленных задач рекомендуется следующее программное обеспечение: IP, DUG INSIGHT/SPIKE, GeoGraphix.

В ходе отчетного этапа были выполнены следующие работы:

- Восстановление недостающих кривых (скорость поперечной волны)
- Анализ упругих свойств по скважинным данным
- Расчет импульсов и увязка угловых сумм
- Построение низкочастотной модели

- 1D синхронная инверсия (тестирование в области скважин)
- Полная инверсия 3D.
- Анализ результатов

6.4 Классификация результатов инверсии

Как каждый метод количественной интерпретации, применимый нами подход зависит как от качества входных данных (полнота и качество скважинных кривых; достоверная их петрофизическая интерпретация; оптимальные параметры полевой записи сейсмических данных; их качественная цифровая обработка), так и от самих упругих свойств пород (физическое расчленение разных литотипов).

Однако, количественное привлечение глубинных трендов при интерпретации сейсмических данных значительно увеличивает их прогнозную ценность и сужает неопределенность результатов.

Полученные кубы могут быть использованы как пространственные тренды при моделировании свойств (при дальнейшем геологическом моделировании). В результате проведенных работ подготовлен следующий пакет данных:

- Куб продольного импеданса;
- Куб поперечного импеданса;
- Куб отношения скоростей продольной и поперечной волн;
- Куб прогнозной по сейсмическим данным пористости (общая);
- Куб вероятности глин.

Анализ выполнен в варианте до-суммирования, что позволило получить следующие кубы: V_p , V_s , AI , SI , V_p/V_s , плотность, $\lambda\rho$, $\mu\rho$ и т.д. Сами параметры инверсии и масштабирование результатов определялось привязкой к существующим скважинам и статистическим подбором низкочастотной модели.

В рамках работ по обработке и интерпретации сейсмических данных была выполнена синхронная инверсия с низкочастотной моделью из 10 скважин. В последующем расширено количество скважин для низкочастотной модели до 50, что предполагает детализацию фоновой модели и более точную классификацию результатов инверсии [81, 83]. Применение принципов Байесовой классификации позволяет включать весь набор известной геологической информации в вероятностный прогноз, в оценку точности и прогноз рисков. При этом используются созданные функции распределения вероятности упругих свойств для того, чтобы каждому отчету по сейсмике присвоить наиболее вероятный литотип (водоносный песчаник, нефтяной песчаник, чистая глина, глина содержащая уголь, вулканических пород). Созданные кубы используются в следующей главе для анализа в 3D пространстве, для проверки геологической значимости и извлечения геометрии геологических модели и связанной нефтегазоносностью.

ГЛАВА 7. ПОСТРОЕНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ НОВОЙ КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕЛИ

На основе предыдущего исследования, собраны геологические модели Ю3 - Ю27, на основе новых данных сейсморазведки и данных по новым скважинам, произведено обновление геологической модели, при этом основные данные включают базисные каротажные данные по новым скважинам, структурные поверхности пачек в области глубины, данные по разбивке пластов на точках-скважинах и заключения по интерпретации каротажных данных по новым скважинам, что обеспечило обновление геологической модели 3Д. Основной технический подход моделирования приведен в следующей схеме (рис.16) [69,77].



Рисунок 16. Техническая схема моделирования

7.1 Обновление структурной модели

В сочетании с данными по выделению пластов по новым скважинам в 2015 году и 2017 году, обновлены структурные модели по кровлям и подошвам 43 пачек. Новые структурные модели более детально описывают структурную конфигурацию нефтеносных зон. После сопоставления предыдущих моделей со структурными данными обновленных моделей отмечено, что самым главным критерием является более точное описание структур за пределами нефтеносных зон. В качестве примера показаны структурные карты по кровле пласта Ю3 и по

подошве пласта Ю27. Структурная поверхность Ю3 по интерпретации сейсмических данных (рис.17) хорошо совпадает со структурной поверхностью по новой модели пласта Ю3 (рис.18). Сопоставление структурной поверхности (рис.19) пласта Ю3 по предыдущей модели показывает, что в основном в западной, восточной части нефтяной залежи, и в локальных местах месторождения, в частности в южной части, разность между структурами сильно изменчива. На ниже приведенных рисунках (рис.20-23) приведено сопоставление структурных карт по подошве пласта Ю27 по модели до и после обновления, разность между структурами в основном сосредоточена в непродуктивных зонах и в локальных областях месторождения. По сопоставлениям структурных карт по всем пачкам отмечено, что исследуемый район имеет благоприятную преобладающую, структурные карты по остальным пачкам также проанализированы.

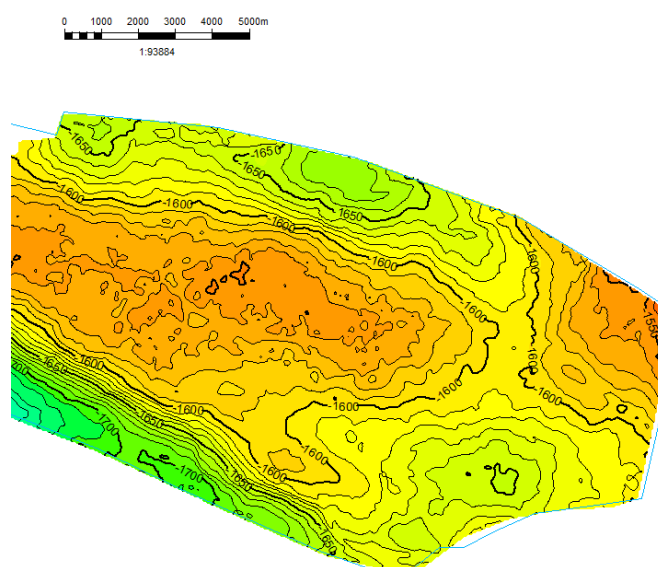


Рисунок 17. Структурная карта по кровле Ю3 согласно сейсмической интерпретации

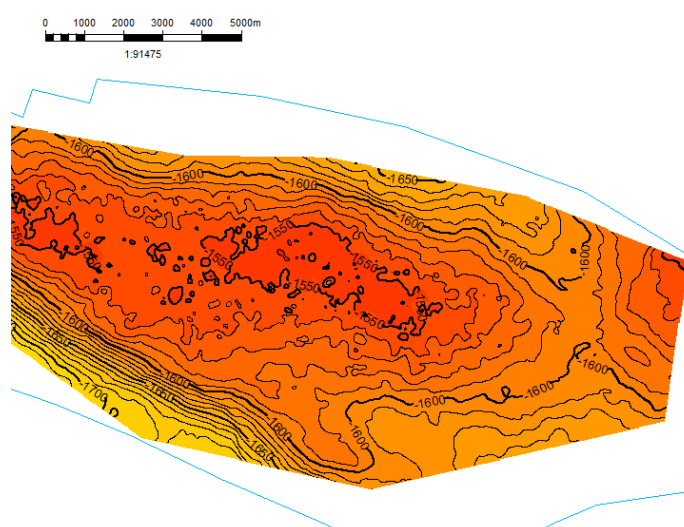


Рисунок 18. Структурная карта по кровле пачки 1 пласта Ю3 после обновления

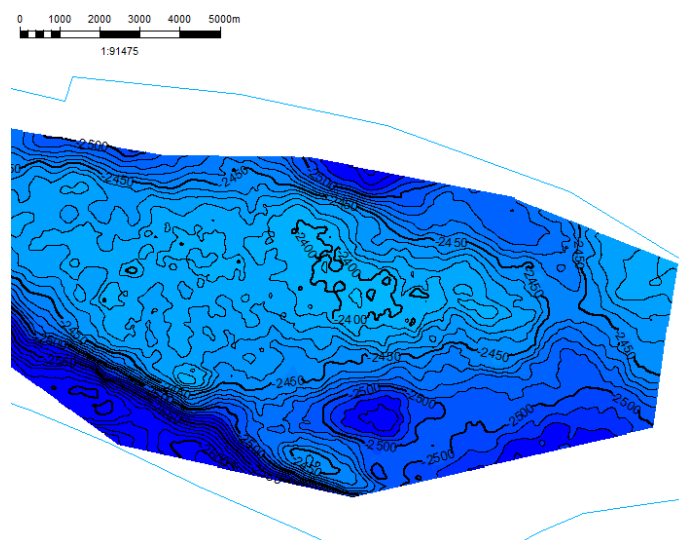


Рисунок 19. Структурная карта по подошве пачки 1 пласта Ю27 после обновления

Из сейсмических разрезов АА и ВВ', проходящих через южную часть видно, что в южной части района работ структура имеет обратный наклон.

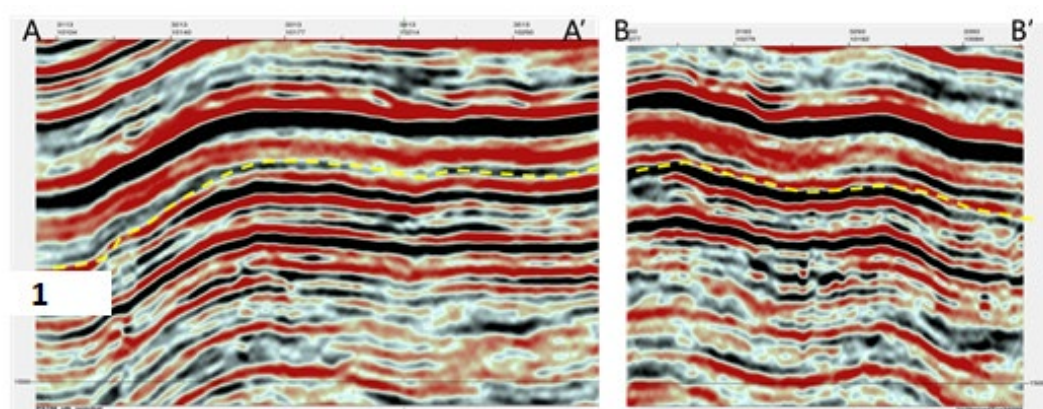


Рисунок 20. Сейсмический разрез

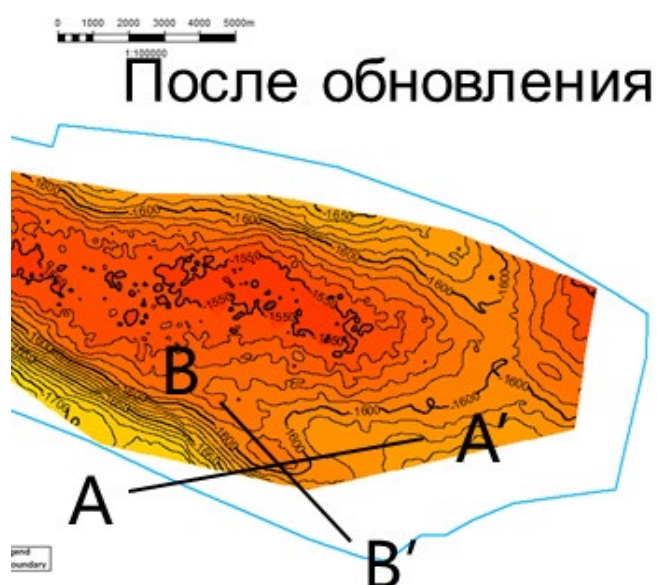


Рисунок 21. Структурная поверхность по кровле 1 Ю3 после обновления

Из сейсмического разреза AA', проходящего через восточную часть, видно, что в восточной части района работ структура возвышается. По мере бурения скважин, уже доказано, что структура действительно существует.

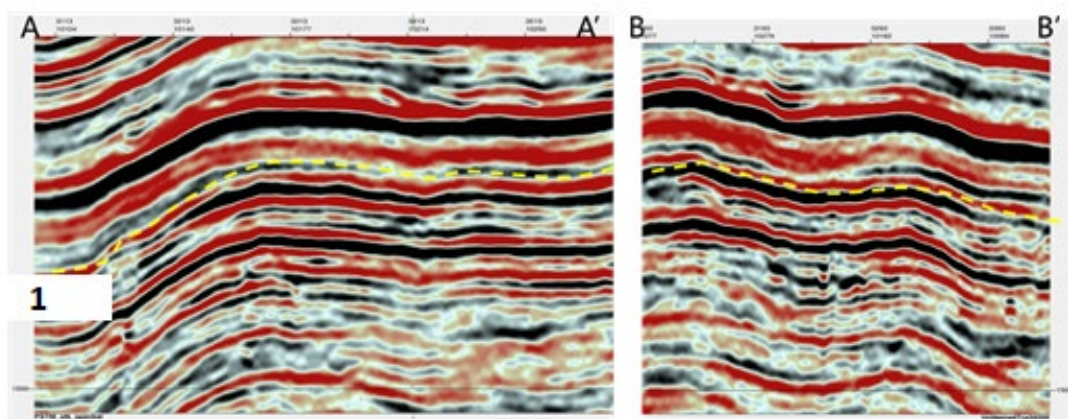


Рисунок 22. Сейсмический разрез

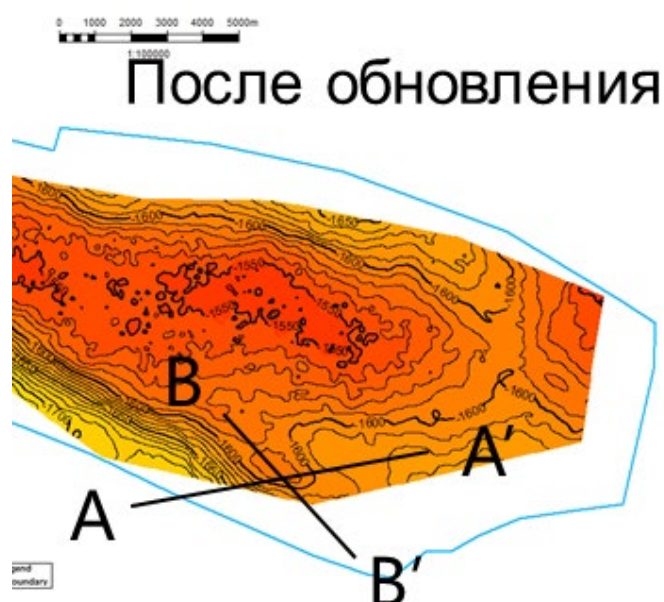


Рисунок 23. Структурная поверхность по кровле 2 после обновления

7.2 Применение атрибутивной модели

Основным методом создания атрибутивной модели геологической модели 3Д является использование каротажных данных в качестве геологической статистики. Была создана геологическая модель распределения коллекторов [65].

7.2.1 Модель глинистости

Модель глинистости является наиболее важной моделью в песчаных нефтяных залежах. Используя результаты интерпретации каротажных данных, рассчитывают глинистость в скважинах, что способно хорошо отражать распределение песчаных тел. В результате сопоставления скважин друг с другом,

отмечена возможность выделять палеорусла. В соответствии с каротажными кривыми для интерпретации глинистости по текущим пробуренным скважинам, с помощью метода вероятностного моделирования геологической статистики, созданы модели глинистости по всем пачкам. На разрезе глинистости 3Д (рис.24) видно, что внешнее очертание и распределение песчаных тел, хорошо отражается, по разрезу разрешающая способность высока.

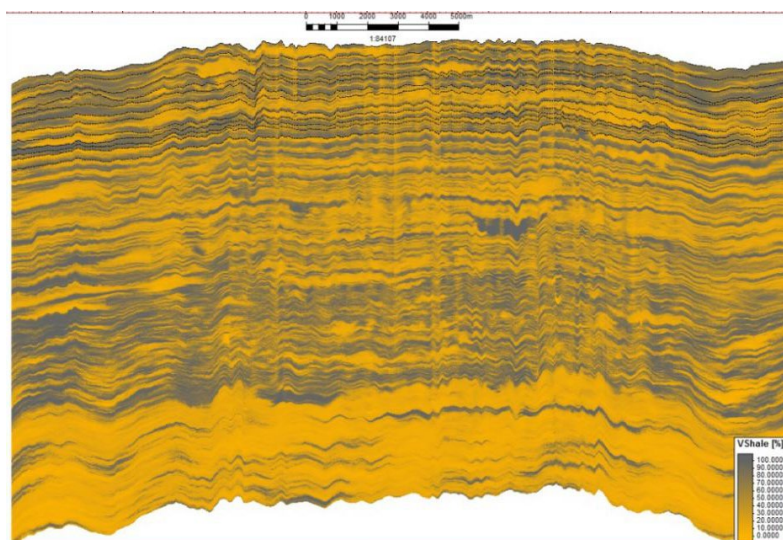


Рисунок 24. Разрез модели глинистости

7.2.2 Модель литофаций

Создание модели литофаций опиралось на основе выделения типов литофаций по каждой скважине по всем объектам разработки месторождения, также опираясь на результаты предыдущих исследований и на модель глинистости (рис.25). Видно, что в структурных возвышенностях литофация благоприятна, в подошвах структуры литофация не благоприятна, прослеживается геологическая закономерность.

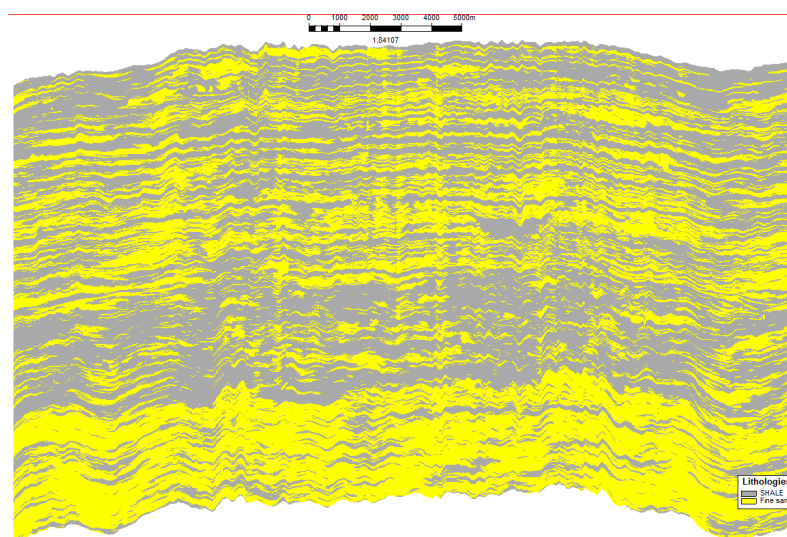


Рисунок 25. Разрез по модели литофации

7.2.3 Модель пористости

С помощью значения пористости, определённой по ГИС, проводят подсчёт запасов, так как значение, определённое по ГИС и керну, имеет очень хорошую сходимость. Количество точек ГИС значительно больше, чем количество точек керна. С помощью куба данных по порам, установленного методом интерполяции пористости, определяют объём пор, в соответствии с расположением пористости в пространстве в проницаемом прослое, по результатам обработки методов каротажа, на основе непоследовательного куба данных по литологии, проводят расчёт пористости. В прослое без пористости по результатам обработки данных по скважине, значение параметра вычислено методом интерполяции с помощью данных по соседним скважинам. При создании модели пористости, в случае невозможности непосредственного ограничения пористости сейсмическими данными, особое внимание уделяют ограничению литофации, т.е. ограничению фации. В соответствии с региональным фоном отложений и анализом литофации, проводят статистику диапазона распределения пористости по всем фациальным зонам, и так же проводят статистику закономерности распределения. Из разреза модели пористости (рис.26) видно, что пористость контролируется изменением литофаций, закономерность распределения совпадает.

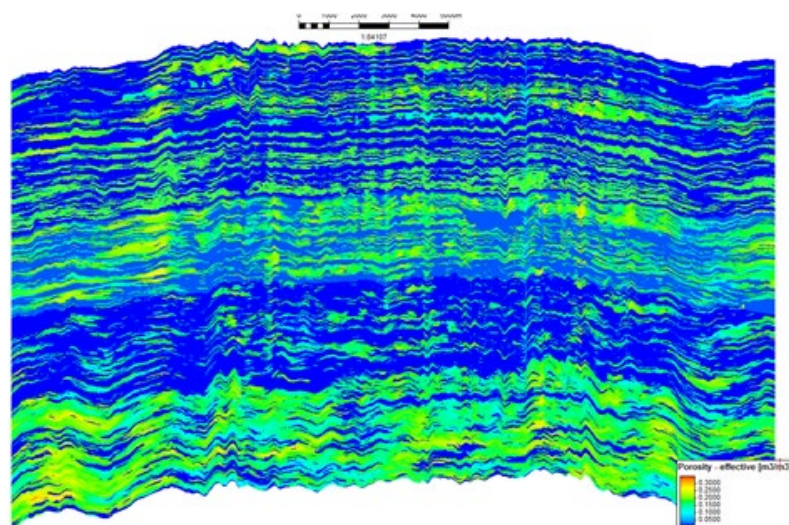


Рисунок 26. Разрез модели пористости

7.2.4 Модель проницаемости

После создания моделей литофации и пористости, в соответствии с отношением пористости-проницаемости при распределении литофации, позволяют получить модель проницаемости 3Д (рис.27).

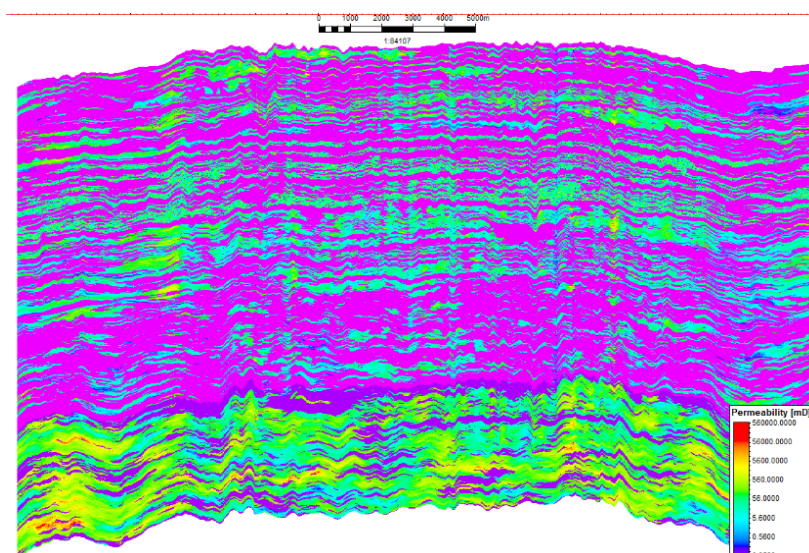


Рисунок 27. Разрез модели проницаемости

7.2.5 Модель NTG

В соответствии с заключением интерпретации каротажных данных, с помощью значения нижнего порога пористости по каждому пачкам, проводится расчёт модели NTG залежи (рис.28).

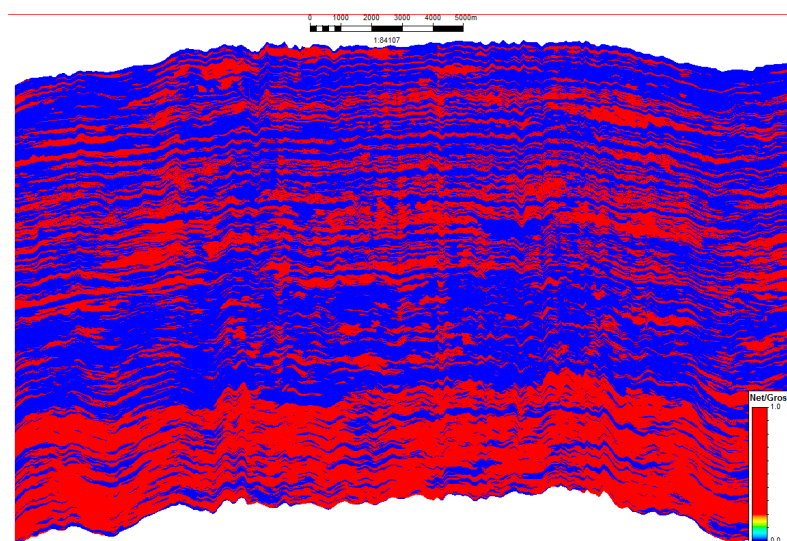


Рисунок 28. Разрез модели NTG

7.2.6 Модель водонасыщенности

Модель водонасыщенности выражается функцией распределения насыщенности по разрезу, создание модели водонасыщенности 3Д (рис.29).

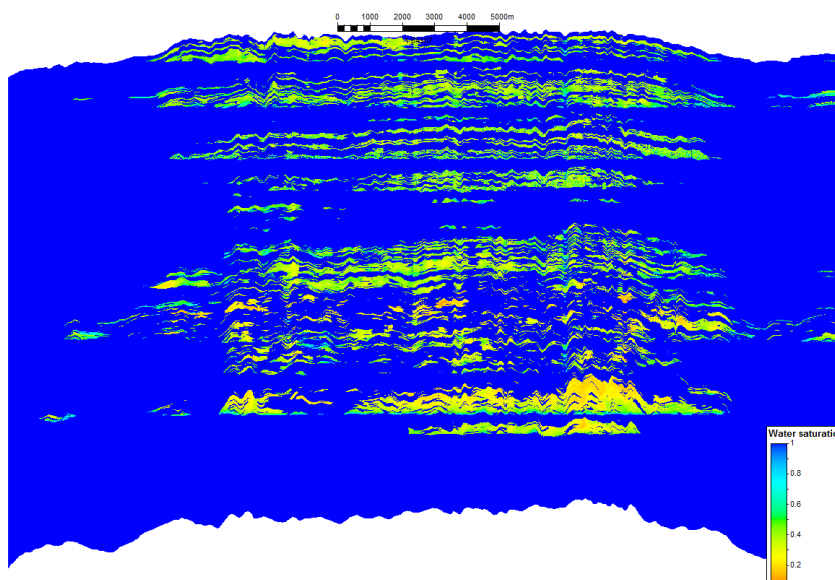


Рисунок 29. Разрез модели водонасыщенности

В последнем этапе геологического моделирования проводится оценка начальных геологических запасов объемным методом в соответствии с созданной геологической моделью 3Д, оценены запасы по каждому статистическим объектам, что позволяет выработать карту распределения запасов по всем пластам по площади.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа выполнена в рамках исследований по комплексному изучению геологического строения месторождений по результатам сейсморазведочных работ 3Д методики общей глубинной точки, скважинных исследований и анализа разработки для последующего возможного использования данных при моделировании месторождения.

В результате проведения научно-исследовательской работы на тему «Исследование состояния геолого-геофизической изученности района по средствам моделирования» была проделана следующая работа:

1. Изучены геологические границы континентальной части Мангышлакской впадины нефтегазоносного района;
2. Представлена информация о структурная интерпретация, оценка структурного фактора;
3. Проведена сейсмогеологической характеристики, а именно Интерпретация горизонтов, тектонических нарушений;
4. Изучена структурно-тектоническая характеристика зоны поднятия Мангышлак;
5. Построение геологической модели с детализацией параметров формирования продуктивных горизонтов.

Анализ целесообразности поисково-разведочного бурения в триасовых и палеозойских отложениях, что является приоритетной задачей как для промышленных задач, так и с научной точки зрения.

Докторантом планируется дальнейшее углубленное исследование состояния геолого-геофизической изученности района по каждому направлению для дальнейшего построения отображение геологической модели формирования продуктивных горизонтов.

РЕКОМЕНДАЦИИ

Провести обработку сейсмических данных в области OVT, что повысит разрешенность и качество изображения на больших глубинах, а также картируемость маломощных пластов и малоамплитудных разломов.

Провести комплексное исследование сейсмических, геологических и динамических данных по каждому продуктивному горизонту, сделать детальный анализ и дать оценку эффективности разработки месторождения, спрогнозировать зоны, богатые остаточной нефтью.

Продолжить дальнейшие геологические исследования с целью выявления ловушек, понимания формирования залежи, оптимизации разработки объектов и точек заложения новых скважин.

На основе текущего качественного анализа предлагается провести более точное количественное исследование, поиск зон высокой распространенности остаточной нефти, провести работы по гидродинамическому моделированию (текущая точность вертикальных ячеек по гидродинамической модели составляет 10 м, что недостаточно для детального анализа маломощных песчаников и малоамплитудных структур, рекомендуется детализация вертикальных ячеек).

Так как на месторождении очень много скважин и долгая история разработки, а многие скважины в неудовлетворительном состоянии, рекомендуется провести детальное систематическое исследование по каждому пласту, по каждой группе скважин и по каждой скважине в отдельности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Оценка влияния изменений коллекторских свойств и литологического состава пород на упругие параметры среды на примере Урненского месторождения. Успенская Л.А., Кучерявенко Д.С., Романенко М.Ю., Емельянов Д.В., Кулик. А.П. Геофизика. №1. с. 36-40. 2012.
2. Моделирование упругих свойств пород с учетом литологического состава и типа заполняющего флюида (на примере месторождений Урненско-Усановской зоны). Успенская Л.А. Геофизические методы поиска полезных ископаемых. Геофизика. 2014.
3. Сравнительный анализ методов спектральной инверсии волнового поля на примере модельных трасс. Буторин А.В., Краснов Ф.В. Геофизика. №4. с. 68-76. 2016.
4. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений. И. П. Попов, А. А. Томилов, Р. В. Авершин, А. Л. Солодовников. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. №3. с. 51-58. 2014.
5. Геологическое строение и нефтегазоносность платформенной части Каспийского моря. <https://neftegaz.ru/science/development/331536-geologicheskoe-stroenie-i-neftegazonosnost-platformennoy-chasti-kaspiyskogo-morya/>, 2017.
6. Комплексное изучение осадочных бассейнов - основа эффективного прогноза нефтегазоносности новых территорий. У.С. Карабалин, К.О. Исказиев, Д.К. Ажгалиев. Петролеум. Алматы. № 6. 2013.
7. Строение и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Прикаспийской впадины со Скифской и Западно-Туранской плитой. Волож Ю.А., Леонов Ю.Г., Антипов М.П., Быкадоров В.А. Прикаспийская впадина: актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности. Труды ОНГК. №1 (На базе докладов первой международной геологической конференции "АТЫРАУ ГЕО-2011"). Под редакцией: Б.М. Куандыкова К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко. Атырау. с. 50-64. 2012.
8. Каспийский регион: проблемы поиска углеводородов на больших глубинах, возможные пути ее решения. Ю.А. Волож, Б.М. Куандыков, М.Н. Антипов и др. Нефть и газ. Алматы. №3. с.29-43. 2013.
9. Особенности строения палеозойских отложений Устюрта в связи с нефтегазоносностью. Ю.А. Волож, В.А. Быкадоров, М.Н. Антипов и др. Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазоносность: ОО «КОНГ». Алматы. с.96-114. 2014.
10. Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Республики Казахстан / сост. и подгот. Проект «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» : включает материалы по 15 бассейнам РК - м-б: 1:2500 000, 1:2000 000 и др.. К О. Исказиева, У.С. Карабалина, У.А. Акчулакова. АО НК «КазМунайГаз», «Казахский институт нефти и газа». Астана. 2013.

11. Седиментационная геология. Б. Бижу-Дюваль. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований. с.704. 2012.
12. О перспективах и углеводородном потенциале девонской толщи юго-востока Прикаспийской впадины. М.У. Аймагамбетов, Ж.К. Жамауов, Б.А. Ескожа. Нефть и газ. Алматы. № 5 (101). с.53-66. 2017.
13. Особенности размещения скоплений углеводородов и перспективы нефтегазоносности Судочьего прогиба. Х.А. Абидов. Автореф. канд. геол.-мин. наук: 04.00.17. Ташкент. 25 с. 2012.
14. Прикаспийский нефтегазоносный бассейн как новая крупнейшая рудная провинция благородных металлов. Б.С. Зейлик, Г.А. Шевелев. Нефть и газ. Алматы. № 2. с.63-80. 2012.
15. О некоторых закономерностях распределения углеводородного потенциала в нефтегазоносных регионах Казахстана. К.О. Исказиев, Д.К. Ажгалиев, С.Г. Каримов. Сборник научных трудов Международной конференции ИГН НАН РК им К.И. Сатпаева «Геологическая наука и развитие минерально-сырьевых ресурсов Казахстана в рамках стратегии развития 2050». Алматы. с.147-158. 2014.
16. О перспективах поисков малосернистой нефти в Казахстане. К.О. Исказиев, Д.К. Ажгалиев, С.Г. Каримов. «Oil and gas of Kazakhstan». - Алматы. № 3. с.103-109. 2014.
17. К новым горизонтам подсолевого Прикаспия. К.О. Исказиев, Д.К. Ажгалиев, С.Г. Каримов. Нефтегазоносность Казахстана: Доклады XXXV Мирового нефтяного Конгресса. Кейптаун. 2016.
18. Сейсмостратиграфия майкопских клиноформ Каспийского региона. Бюллетень МОИП. Отд. геол. № 5. с.3-8. 2013.
19. Как ищут нефть или время собирать камни. В. Карпов. Нефтегазовая Вертикаль. № 7. с. 44-47. 2012.
20. Трещинно-блоковая структура месторождений как основная причина низкой эффективности геолого-гидродинамических моделей. Е. Д. Глухманчук, В. В. Крупицкий, А. В. Леонтьевский. Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО - Югры. Том 2. с. 60-65. 2013.
21. Влияние техногенной трещиноватости на ускорение де-формационно-метасоматических преобразований залежей нефти. Е. А. Гладков. Горные ведомости. № 4 (95). с. 72-82. 2012.
22. Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных. Виктор Орре, Донателла Астратти, Таха Нассер Али Аль Дайини, Б. Эндрю, С. Кларк, Майкл Дж. Стеллас, Джек В. Стрингер, Брайан Толл, Оле В. Вайбэк, Джиллиан Уайт. Нефтегазовое обозрение. Перевод статьи "Seismic Detection of Subtle Faults", Oilfield Review. № 2. 2012.
23. Концепция дегазации, геодинамика и флюидодинамика и их геосолитонная составляющая при прогнозе и картировании залежей нефти и газа. С. Р. Бембель. Нефтяное хозяйство. № 12. с. 84-88. 2011.

24. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. Б.М. Куандыков, Н.Г. Матлошинский, К. Сентгиорги и др. Алматы. с.280. 2011.
25. Рациональное использование энергии пласта газовых залежей на завершающей стадии разработки. О. П. Андреев, С. К. Ахмедсафин, С. А. Кирсанов, В. З. Минликаев, А. Н. Лапердин, А. В. Красовский. Наука и техника в газовой промышленности. № 1. с. 22-29. 2013.
26. Нефтегазоносность палеозойских карбонатных отложений юга Прикаспийской впадины. Н.Г. Матлошинский. Нефть и газ. Алматы. № 1. с.35-46. 2012.
27. Нефтегазоносность девонских отложений Прикаспийской впадины. Н.Г. Матлошинский. Нефть и газ. Алматы. № 3. с.77-91. 2013.
28. Горный Мангышлак и его северные склоны как объект поисков месторождений нефти и газа. М.М. Майлибаев. Известия АН РК. Серия геологии и технических наук. Алматы. № 4. с.47-49. 2014.
29. Роль разрывных нарушений в формировании блоковой структуры месторождений концессии WEEM (Египет). В.А. Бочкарев, А.В. Бочкарев, С.Д. Горбачев. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. №1. с.36-45. 2014.
30. Блоковая структура и формирование нефтяных залежей концессии WEEM. Горбачев С.Д., Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Сборник трудов: «Принципы и методы изучения нефтяных и газовых месторождений». - Волгоград: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть». № 73. с. 74-86. 2015.
31. Георитмы земной коры и эффективность нефтегазового комплекса. Н.К. Надиров. Нефть и газ. Алматы. № 3. с.19-28. 2013.
32. Использование данных морской сейсморазведки для прогноза свойств сланцеподобных коллекторов и проектирования горизонтального бурения на шельфе Гвинейского залива. Л.Ф. Гареева, С.Д. Горбачев, В.А. Бочкарев, Ю.П. Ампилов. Технологии сейсморазведки. №2. с.57-67. 2015.
33. Новые подходы к изучению нефтеносности баженов-ской свиты Западной Сибири, В. В. Харахинов, С. И. Шлёткин, М. В. Берин, А. А. Вашкевич, А. В. Олюнин, Т. Н. Шевчук. Нефтяное хозяйство. № 3. с. 62-67. 2015.
34. Геодинамика юго-востока Русской платформы и зоны ее сочленения со Скифско-Туранской плитой. О.С. Обрядчиков, К.М. Таскинбаев. Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазоносность. Алматы. с.173-179. 2014.
35. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. В.А. Трофимов : ГЕОС. Москва. с. 171. 2014.
36. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. Ю. Б. Силантьев. Научно-технический сборник «Вести газовой науки». № 3 (19). с.129. 2014.
37. Особенности фильтрационно-емкостных свойств карбонатных отложений формации Илам в районе складчатого пояса Загрос. Анализ распространения высокопродуктивных коллекторских пропластков (на примере месторождений

- провинции Хузестан, Иран). С.Д. Горбачев. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. №8. с.34-4. 2018.
38. Влияние новейшей геодинамики на газоносность Иркинеево-Чадобеского рифтогенного прогиба. Л.А. Сим, А.В. Постников, О.В. Постникова, В.В. Пошибаев. Нефть Газ. № 6, с.8-12. 2016.
39. Роль разрывных нарушений в формировании нефтяных залежей в рифтовых зонах. В.А. Бочкарев, А.В. Бочкарев, С.Д. Горбачев. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. №5. с.4-10. 2014.
40. Региональный «АнтиМангышлакские» сдвиги (запад Туранской плиты). В. И. Попков, И. В. Попков, И.Е. Дементьева. Материалы 4й научно-исследовательской конференции. Москва: ИФЗ РАН. с.213-218. 2016.
41. Методика выделения зон развития трещиноватых коллекторов в кхадумских отложениях Восточного Предкавказья по комплексу геолого-геофизических данных. А.В. Постников, А.С. Ракхматуллина, Л.В. Милосердова, Ю.Е. Варов, И.А. Сабиров. Геофизика. № 6. с.53-61. 2016.
42. Палеозойский комплекс Прикаспийского бассейна. Строение и перспективы нефтегазоносности. Д.К. Ажгалиев. Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Алматы. с.476. 2015.
43. Перспективы нефтегазоносности площадей Жазгурлинской депрессии Южного Мангышлака (обзор результатов геолого-геофизических исследований). Б.Б. Хибасов. Геофизика и разведка нефтегазовых месторождений. № 1. с.6-13. 2013.
44. Особенности вещественного состава киммеридж-титонской покрывки коллектора одного из газоконденсатных месторождений Амударьинской провинции (республика Узбекистан). А.А. Макрушина. Геология в развивающемся мире. с. 423-426. 2015.
45. Закономерности распространения нефтегазоносности в пределах западной части Туранской плиты. Д.К. Ажгалиев. Известия Уральского государственного горного университета. № 2. 2017.
46. Основные результаты комплексного изучения осадочных бассейнов Казахстана. У.С. Карабалин, К.О. Исказиев, Д.К. Ажгалиев. Нефтегазоносность Казахстана: Доклады XXXV Мирового нефтяного Конгресса. Кейптаун. 2016.
47. Зоны и слои с остракодами. Унифицированная региональная стратиграфическая схема юрских отложений ВосточноЕвропейской платформы. Объяснительная записка. Отв. ред.В.В. Митта. М.: ПИН РАН - ФГУП «ВНИГНИ». с. 17. 2012.
48. Новый взгляд на региональное строение западной части Туранской плиты в разрезе перспектив нефтегазоносности региона. Д.К. Ажгалиев, К.М. Таскинбаев. Территория Нефтегаз. № 7-8. с.20-28. 2019.
49. Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации. У.А. Акчулаков. Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Алматы. 476 с. 2015.

50. Новые технологии топливно-энергетического комплекса. И. П. Попов, А. И. Попов, А. А. Томилов. Материалы региональной научно-практической конференции. - Тюмень, ТюмГНГУ. с. 62-68. 2012.
51. Высокоточная инновационная аэромагнитная съемка Прикаспийской впадины. Л.К. Киинов, К.О. Исканиев, Б.Б. Шагилов. и др. Петролеум. № 2. с.78-81. 2014.
52. Изучение глубокозалегающих горизонтов Прикаспийской впадины. Б.М. Куандыков, Ю.А. Волож. Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Алматы. с.476. 2015.
53. Строение и нефтегазоносность доюрских отложений Южного Мангышлака. Ю. М. Кулиев, Т. Д. Ахметова. Молодой ученый. №3 (83). с. 325-326. 2015.
54. Перспективы поисков нефти и газа в пермо-триасовых отложениях Южного Мангышлака. М. Т. Табылганов, А. М. Рымбаева. Молодой ученый. № 3 (137). с.212-215. 2017.
55. Литология, петрофизическая и промыслово-геофизическая характеристика доюрских отложений Южного Мангышлака. А. М. Рымбаева. Молодой ученый. №2 (146). с.210-215. 2017.
56. Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака. А.А. Крупин, М.В. Рыкус. Нефтегазовое дело. № 3. с.275-286. 2012.
57. Коллекторские свойства карбонатных пород триасовых отложений Южного Мангышлака. В.Ш. Гурбанов, Г.Д. Зиналова. Вестник ПНИПУ. Геология. нефтегазовое и горное дело. № 1 (17). 2018.
58. Обработка и интерпретация материалов сейсморазведочных работ 3Д на участке Кандымской группы месторождений. Т.В. Гейдеко, П.В. Карасев, А.В. Самойлов и др. М.: ОАО «Центральная геофизическая экспедиция». 134 с. 2015.
59. Зональность распределения вязкостей пластовой нефти, проницаемости и коэффициента подвижности для башкирских залежей территории Пермского края. С. В. Галкин, А.А. Ефимов. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. № 6. с.43-53. 2013.
60. Литолого-петрографические и коллекторские характеристики мезокайнозойских отложений северо-западной части Южно-Каспийской впадины. В.Ш. Гурбанов, Л.А. Султанов, С.А. Валиев, М.Т. Бабаева. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. № 17. с.5-15. 2015.
61. Remaining Oil Behind Pipe (ROBP), A new methodology to identify the upside potential of mature reservoirs. 5th Sharing Best Practices Conference Al-Ajmi M.F., Al-Mutairi F., Arslan I. Kuwait Oil Company (KOC). Kuwait. 2017.
62. Accelerating Reservoir Simulators using GPU Technology. Appleyard J., Wakefield M., Desitter A. SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands. Texas. USA. 2011.
63. Practical Automated Detection of Remaining Oil in Mature Fields Using Production and Geology Data. Arslan I., Rajabi F., Ibrahim F. SPE Western Regional Meeting, San Jose. California. 2019.

64. Quantitative Seismic Interpretation. Avseth P., Mukerji T., Mavko G. Cambridge University Press. Cambridge. 2010.
65. Seismic Attribute and Petrophysics-Assisted Interpretation of the Nanushuk and Torok Formations on the North Slope. Bhattacharya S., Verma S. Alaska. SEG Interpretation. vol. 8. 2020.
66. SNE Field, a Simple Approach to Seismic Reservoir Characterisation. Bornatici L. Conference Proceedings. 80th EAGE Conference and Exhibition. vol. 2018. pp. 1-5. 2018.
67. An Integrated Methodology to Locate Oil Opportunities in Mature Reservoirs. Carpenter C. Journal of Petroleum Technology 68. vol. 01. pp. 65–67. 2016.
68. Study on Four-Property Relationship of Chang 6 Reservoir in Nanniwan Oilfield. Chen X., Zhang X. Sci-Tech Information Development and Economy. vol. 20. pp. 163-166. 2010.
69. Churning Seismic Attributes with Principal Component Analysis. Chopra S., Marfurt K.J. SEG Technical Program Expanded Abstracts. Denver. pp. 2672–2676. 2014.
70. Introducing a Ten-Step Integrated Petrophysical Rock Type Verification Process that Combines Deterministic Methods, Saturation Height Modeling, Advanced Flow Units and IPSOM. Gunter G., Sahar M.Y., Viro E., Negahban S., Allen D.F. SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi. UAE. 2018.
71. Geology Driven History Match of Eastern Siberian Halite Cemented Fluvial Reservoir. Ibragimov R., Ovchinnikov A., Burdakov D., Romantsov A., Sterlyagova S., Darmaev B., Zimin S. SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi. UAE. 2019.
72. Structural Interpretation of Inner Buried Hill under Restricted Data Availability - a Case Study in KL-X Area, Bohai Bay Basin. Jing W., Donghong Z., Dingyou L., Chengmin N., Dianbo H., Guoying L., Xiaoyuan W. Technical Program SEG Denver Expanded Abstracts. pp. 1689-1693. 2014.
73. Joint Impedance and Facies Inversion — Seismic Inversion Redefined. Kemper M., Gunning J. First Break. vol. 32. pp. 89–95. 2014.
74. Practical Petrophysics. Kennedy M. Elsevier. vol. 62. 2015.
75. Multidisciplinary Approach to Improve Reservoir Management of a Tidal-Fluvial Channel Reservoir in Tasbulat Field, Kazakhstan. Lechner M., Iltukov R., Mukushev M. A. Conference Proceedings, SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition. 2016.
76. Multiple-Point Geostatistics: Stochastic Modeling with Training Images. Mariethoz G., Caers, J. John Wiley & Sons. 2014.
77. Integration of Seismic Attributes, Petrophysics, and Rock Physics for Depositional Environment and Facies Characterization. Muruthy S.P., Ghosh D.P. Conference Proceedings. EAGE-HAGI 1st Asia Pacific Meeting. Near Surface Geoscience and Engineering. pp. 1-5. 2018.
78. Geostatistical Reservoir Modeling, Second Edition. Pyrcz M.J., Deutsch C.V Oxford University Press. 2014.

79. Tang M., Zhang K., Huang J., Lu S. Facies and the Architecture of Estuarine Tidal Bar in the Lower Cretaceous McMurray Formation, Central Athabasca Oil Sands, Alberta, Canada. *Energies*. 2019. vol. 12. pp. 1769.
80. Assessment of the influence of changes in reservoir properties and lithological composition of rocks on the elastic parameters of the medium using the example of the Urnensky field. *Geophysics*. 2012.
81. Seismic Petrophysics in Quantitative Interpretation. Vernik L. SEG Society of Exploration Geophysicists. 2016.
82. Wavelet estimation for broadband seismic data. Zabihi Naeini E., Gunning J., White R., Spaans P. 78th International Conference and Exhibition. EAGE. Extended Abstracts. 2016b.
83. Sweep Efficiency of Edgewater Drive Reservoirs Using Induced Formation Damage. Zeinijahromi A., Al-Jassasi H., Begg, S., Bedrikovetsk P. Improving. *Journal of Petroleum Science Engineering*. 2015.
84. Reservoir Modelling of Complex Lithologies with Sparse Wells: a Case from an Oilfield in Shijiutuo uplift, Bohai Bay Basin. Zhang Y., Wang H., Hu X., Zhang X., Pu F., Gao Y., Fan E. *Oil Gas Geology*. vol. 7. pp.450–456. 2016. (English abstract).
85. Puteri and North Lukut Full Field Review report. Zulkipli, S.N. Peninsular Malaysia Assets Field Technical Reports and Subsurface Data. pp. 24–37. 2014
86. Late Palaeozoic and Mesozoic evolution of the Amu Darya Basin (Turkmenistan, Uzbekistan). Brunet M.V., Ershov A.V., Korotaev M.V., Melikhov V.N., Barrier E., Mordvincev D.O., Sidorova I.P. Geological Society. London. Special Publications. p.427 pp. 89-144. 2017.
87. Lower-Middle Jurassic facies patterns in the NW Afghan-Tajik Basin of southern Uzbekistan and their geodynamic context. Fursich F.T., Brunet M.F., Auxietre J.L., Munsch H. Geological Society. London. Special Publications. pp. 427. 2017.
88. Middle-Upper Jurassic (Upper Callovian-Lower Kimmeridgian) stable isotope and elemental records of the Russian Platform: indices of oceanographic and climatic changes. Wierzbowski H., Rogov M.A., Matyja B.A., Kiselev D., Ippolitov A. *Global and Planetary Change*. vol. 107. pp. 196-212. 2013.
89. Kimmeridgian (Late Jurassic) ostracods from Highway AI6 (NW Switzerland): taxonomy, stratigraphy, ecology, and biogeography. Schudack U., Schudack M., Marty D., Comment G. *Swiss Journal of Geosciences*. vol. 106. pp. 371-395. 2013.
90. Biostratigraphy of the Middle and Upper Pleistocene of the Caspian region. *Quaternary International*. vol. 284. pp. 85-97. 2013.
91. Peculiarities of formation of natural tanks of Paleozoic deposits of the Caspian wax and evaluation of prospects of their oil and gas. Abilkhasimov, Kh. B. Moscow: Akademiya Yestestvoznaniya. pp. 244. 2016.