

Санкт-Петербургский государственный университет

*Джанбулатова Ксения Ильмировна*

Выпускная квалификационная работа

**«Сейсмогеологическая модель продуктивного карбонатного комплекса  
на примере месторождения на территории складчато-надвигового пояса  
Загрос»**

Уровень образования: магистратура

Направление 05.04.01 «Геология»

Основная образовательная программа ВМ.5515.2018. «Геология»

Научный руководитель:  
доцент кафедры геофизики  
Института наук о Земле,  
кандидат физ.-мат. наук  
Сакулина Тамара Сергеевна

Рецензент:  
Эксперт, Департамент геологии и  
разработки новых активов,  
ООО «Газпромнефть НТЦ»,  
Кунцевич Мария Александровна

Санкт-Петербург  
2020 год

## АННОТАЦИЯ

**Цель работы:** построение сейсмогеологической модели продуктивного карбонатного комплекса в пределах складчато-надвигового пояса Загрос (на примере одного месторождения).

В ходе работы автором была осуществлена структурная и динамическая интерпретация сейсмических данных МОВ ОГТ 3-D с применением программного пакета Schlumberger Petrel 2018. На основе структурного моделирования была выделена антиклинальная структура. По результатам динамической интерпретации были построены карты сейсмических атрибутов, а также карта распределения акустического импеданса, которая, в совокупности со скважинными данными, позволяет выделить коллекторы в разрезе.

Наиболее перспективной областью по совокупности признаков (амплитудные, спектральные аномалии и низкие значения акустического импеданса) является юго-восточная часть площади, в пределах которой находится свод антиклинальной структуры, и она приурочена к зоне высокой тектонической фрагментации.

Магистерская работа выполнена на 64 страницах, в ее состав включены 32 иллюстрации, 4 таблицы. Работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы, состоящего из 17 литературных источников.

**Ключевые слова:** сейсморазведка, сейсмогеологическая модель, геология Загроса, структурная интерпретация, динамическая интерпретация, акустический импеданс.

## ABSTRACT

**Purpose of work:** building a seismic geological model of a productive carbonate complex within the fold-thrust belt Zagros (for example, one field).

In the course of the work, the author carried out a structural and dynamic interpretation of 3-D CDP seismic data using the Schlumberger Petrel 2018 software package. Based on structural modeling, an anticlinal structure was identified. Based on the results of the dynamic interpretation, maps of seismic attributes were constructed, as well as a map of the distribution of acoustic impedance, which, together with well data, makes it possible to select reservoirs in the section.

The most promising area in terms of the totality of features (amplitude, spectral anomalies and low values of acoustic impedance) is the southeastern part of the area, within

which there is a vault of anticlinal structure, and it is confined to a zone of high tectonic fragmentation.

The master's work was done on 64 pages, it included 32 illustrations, 4 tables. The work consists of an introduction, four chapters, conclusion and list of literature, consisting of 17 literary sources.

**Keywords:** seismic exploration, seismic geological model, Zagros geology, structural interpretation, dynamic interpretation, acoustic impedance.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА .....	7
1.1 Тектоническое строение .....	7
1.2 Эволюция бассейна .....	12
1.3 Нефтеносные системы Загроса .....	15
1.3.1 Материнские породы .....	16
1.3.2 Породы-коллекторы .....	19
1.3.3 Флюидоупоры .....	20
1.3.4 Генерация и миграция углеводородов .....	21
2 ОПИСАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ .....	23
2.1 Сейсмические данные МОВ ОГТ 3D .....	23
2.2 Данные скважинных исследований .....	29
2.2.1 Анализ керна .....	29
2.2.2 Геофизические исследования скважин .....	33
3 ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ .....	36
3.1 Методология моделирования в условиях карбонатного разреза .....	36
3.2 Концептуальная модель .....	38
3.3 Структурная интерпретация данных сейсморазведки .....	40
3.3.1 Стратиграфическая привязка сейсмических отражений .....	41
3.3.2 Выделение отражающих горизонтов .....	42
3.3.3 Выделение тектонических нарушений .....	45
3.3.4 Построение структурных карт .....	46
3.4 Динамическая интерпретация данных сейсморазведки .....	48
3.4.1 Атрибутный анализ .....	48
3.4.2 Акустическая инверсия .....	49
4 РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ .....	53
4.1 Результаты структурной интерпретации .....	53
4.2 Результаты динамической интерпретации .....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	61
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ: .....	63

## ВВЕДЕНИЕ

Благодаря высокой энергоемкости и транспортабельности, с середины XX века нефть служит самым важным источником энергии в мире. На производство топлива идет до 84% добываемого сегодня объема. Остальные 16% служат сырьем для переработки в пластмассы, растворители, удобрения, лекарственные средства и прочую продукцию, без которой современная цивилизация просто невозможна. В связи с этим добыча нефти является важной задачей современного мира.

Одним из широко применяемых геофизических методов исследования земной коры, который позволяет выделить месторождения полезных ископаемых (в основном нефти и газа), выявить перспективные структуры и дать дальнейшие рекомендации по геологоразведочным работам, является сейсморазведка. На основе данных сейсморазведки вместе с данными бурения выполняется построение сейсмогеологических моделей.

На сегодняшний день наиболее перспективными являются карбонатные резервуары, которые повсеместно распространены на территории Ирака, стран Персидского залива, а также в Западной Сибири, в связи с этим остается открытым вопрос о методике изучения этих типов коллекторов.

**Актуальность исследования** связана с необходимостью детального доизучения геологического строения месторождения и прогнозирования коллектора в условиях карбонатного разреза.

**Цель работы:** построение сейсмогеологической модели продуктивного карбонатного комплекса в пределах складчато-надвигового пояса Загрос.

**Задачи исследования:**

- ознакомление с геологической характеристикой и геолого-геофизической изученностью исследуемого региона;
- изучение методики построения сейсмогеологической модели в программном комплексе Petrel (компании «Schlumberger»);
- интерпретация сейсмических данных МОВ ОГТ 3-D в районе месторождения в программном комплексе Petrel;
- анализ результатов интерпретации продуктивного карбонатного комплекса.

**Практическая значимость исследования** заключается в том, что оно позволяет обосновать оптимальный подход к моделированию коллекторов в карбонатных комплексах.

Работа выполнялась с использованием материалов, предоставленных ООО «Газпромнефть-НТЦ», где автор проходила производственную практику и стажировку.

В практической части работы автором лично выполнено построение сейсмогеологической модели, состоящее из этапов:

- Структурная интерпретация;
- Динамическая интерпретация;
- Обобщение результатов интерпретации.

**Работа выполнена** на 64 страницах, структура работы подразделена на несколько последовательных частей, которые раскрыты в тексте работы.

**Автор выражает благодарность** научному руководителю Сакулиной Тамаре Сергеевне за помощь в написании работы, за профессиональные советы и поддержку во время написания работы. Также автор выражает благодарность ООО «Газпромнефть-НТЦ», и лично Буторину Александру Васильевичу за возможность прохождения производственной практики и стажировки, за предоставленные материалы для написания работы, а также за научную консультацию и помощь при написании работы.

## 1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

**Провинция Загрос** расположена на северной и северо-восточной окраинах Аравийской плиты, она простирается от юго-западного Ирана, через северный Ирак, северо-восточную Сирию до юго-восточной Турции. Загрос занимает территорию площадью около 500 тысяч км<sup>2</sup>. На территории провинции Загрос открыт ряд крупных нефтяных и газонефтяных месторождений, как в Ираке, так и в смежном Иране, поэтому регион складчато-надвигового пояса Загрос представляет большой интерес с точки зрения перспективности нефтегазодобычи [16].

Исследуемое месторождение Бадра расположено на юго-востоке Ирака, на границе непосредственно зоны Загроса и Месопотамского передового прогиба. Иракская республика охватывает большую часть Месопотамии (междуречья) – обширной географической области Западной Азии. Центральную часть страны занимает Месопотамская низменность, сложенная с поверхности аллювиальными образованиями рек Тигра и Евфрата. В западном направлении эта низменность плавно переходит в невысокие пустынные плоскогорья. Лишь северная и северо-восточная окраины Ирака заняты высокогорным хребтом – горами Загрос с высотами более 3000 м. Пустынные плоскогорья сложены с поверхности в основном палеогеновыми и неогеновыми образованиями [17]. Месопотамская низменность образована четвертичными породами, а северо-восточная горная область – в основном юрско-меловыми отложениями (рис.1).

### 1.1 Тектоническое строение

Тектоническое строение Ирака (рис. 2) определяется наличием трех структурных областей:

- Аравийская плита;
- Альпийская складчатая система Загрос;
- Месопотамский краевой прогиб.

*Аравийская плита* граничит на северо-западе с трансформным разломом Мертвого моря, северо-востоке – с Таврско-Загросской сбросовой зоной, юго-востоке с пассивной/трансформной окраиной Индийского океана, и на юго-западе – с рифтовой окраиной Красного моря [17].

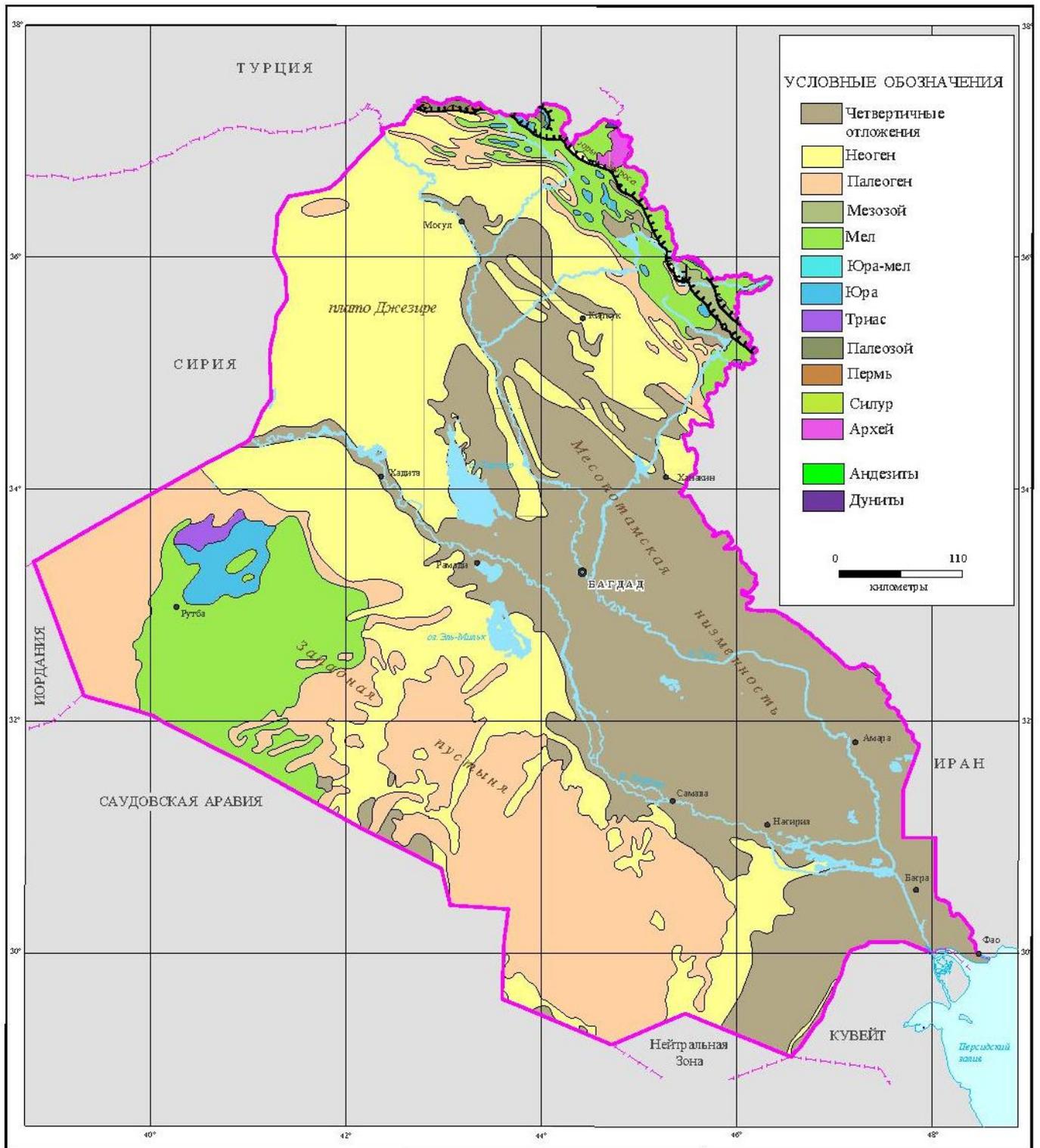


Рисунок 1 Геологическая карта Ирака (ООО «Совгеоинфо», 2009 г.)

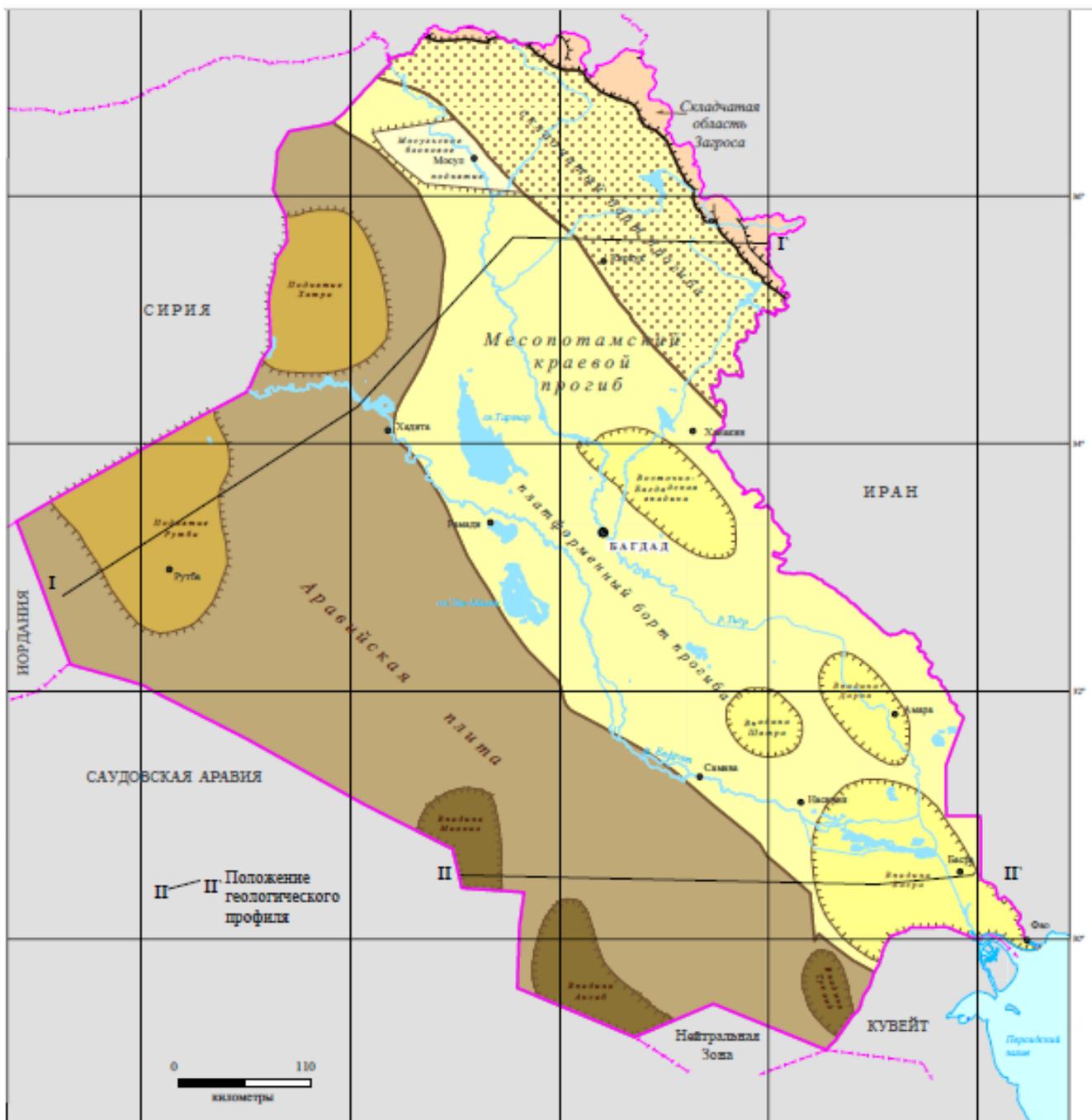


Рисунок 2 Тектоническая карта Ирака (ООО «Совгеоинфо», 2009.)

В своем развитии осадочный разрез Аравийской плиты прошел ряд крупных тектонических фаз. За аккрецией докембрийской плиты на раннем этапе последовала консолидация фундамента. Процесс формирования осадочного покрова включал позднедокембрийско-среднепермскую внутрикратонную фазу, мезозойскую пассивно-окраинную и кайнозойскую активно-окраинную фазу, продолжающуюся по сей день. Время от времени, в ходе значительных тектонических событий (взброс, инверсия, рифтинг, погружение, опрокидывание и т.д.), аккумуляционное пространство по всей

плите перестраивалось, что приводило к крупным угловым несогласиям в осадочном разрезе.

**Складчато-надвиговый пояс Загрос** образовался в результате столкновения двух тектонических плит - Евразийской и Аравийской в кайнозое, и он является частью Альпийско-Гималайской горной цепи [12]. В строении Загроса принимают участие осадочно-вулканогенные образования палеозоя, мезозоя и палеогена. Мезозойские отложения представлены в основном глобигериновыми мергелями и радиоляритами, а палеогеновые – флишевыми и кластическими породами суммарной мощностью свыше 5 км. Вся эта зона характеризуется сложным надвиговым строением.

Анатолийская система разломов Мертвого моря образует северо-западную границу пояса, восточные и северо-восточные границы провинции образованы системой зон чешуйчатых разломов в Иране и Ираке. В Турции граница образована надвиговыми блоками горных поясов Загроса и Тавра. К югу и юго-западу провинция ограничена зоной надвига Оманских гор, палеоструктурой Кат-Катар, развернутым предгорьем провинции Руб-Аль-Хали и платформой суббассейна Западного залива.

Складчато-надвиговый пояс Загрос является результатом структурной деформации системы Загрос, которая в настоящее время выражается в морских бассейнах Персидского залива и континентальных бассейнах Месопотамии и перекрывается в передовом прогибе в основном платформенными осадками и осадками континентального шельфа [10, 12]. В структурном плане пояс представляет собой призму переслаивающихся надвиговых пропластков, сложенных верхними неопротерозойскими и фанерозойскими осадочными толщами мощностью приблизительно от 7 до 12 км.

**Месопотамский краевой прогиб** охватывает большую часть восточной, центральной и южной частей Ирака. Месопотамская зона образовалась во время Герцинского орогенеза, однако с позднепермского времени деформаций в этой зоне не происходило. Мощность осадочных пород составляет более 10 км, осадочные породы представлены отложениями от позднекембрийского до четвертичного возраста, мощность увеличивается в восточном направлении. В поверхностном рельефе Месопотамская зона представляет собой относительно равнинную местность с уклоном не более 10 см на км.

Под покрывающими четвертичными отложениями в пределах этой зоны выделены складчатые структуры, которые разделены между собой широкими синклиналями. Складчатые структуры простираются в направлении северо-запад – юго-восток, в западной части зоны.

В свою очередь Месопотамская зона разделена на три подзоны – Зубейр, на юге, Ефрат, на западе, Тигрис, на северо-востоке.

Объект исследований – месторождение Бадра находится в пределах подзоны Тигрис, которая является наиболее мобильной единицей Месопотамской зоны. Она включает в себя широкие синклинали и узкие антиклинали, простирающиеся с северо-запада на юго-восток, сопровождающиеся длинными разломами. Западная граница сходится с палеохребтом, который влиял на седиментацию в Месопотамской зоне с позднеюрского времени, отделяя фации внутреннего шельфа на юго-западе от фаций внешнего шельфа на северо-востоке (рис. 3).

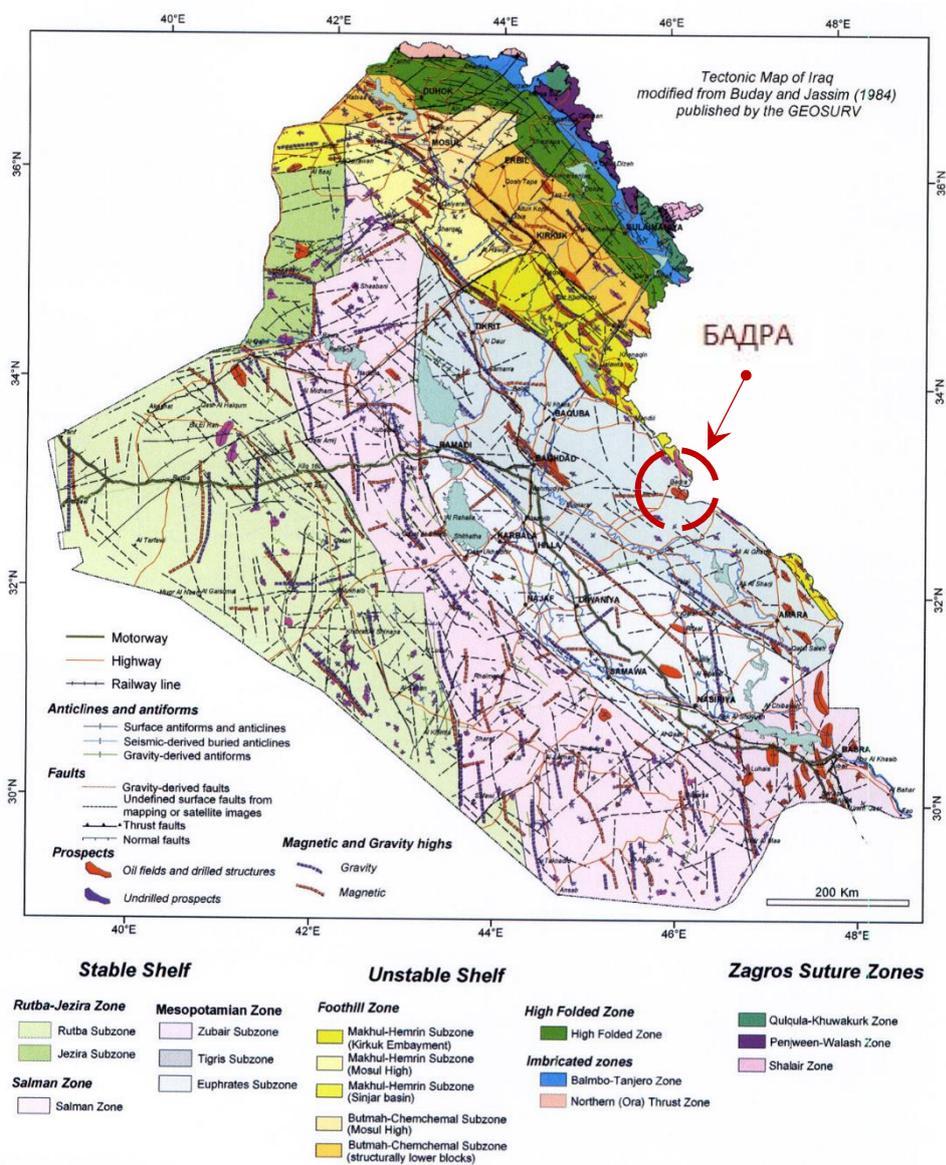


Рисунок 3 Тектоническая карта Ирака с разделением на зоны и подзоны (Buday and Jassmin , GEOSURV, 1984)

Подзона Тигрис содержит две группы скрытых антиклиналей относительно низкой амплитуды северо-западного простирания, связанных с продольными разломами. Эти антиклинали приурочены к зонам разломов Рамади-Мусайиб и Тикрит-Амара в системе разломов Надж, а также к разлому Кут-Дезфул [17].

## 1.2 Эволюция бассейна

Провинция Загрос расположена на северо-восточной окраине нынешней Аравийской плиты. После консолидации земной коры Африки в позднекембрийской панафриканской орогении провинция Загрос стала частью северо-восточной окраины Гондваны [15].

За позднекембрийским рифтогенезом и отложением обширных солей Ормуз последовала фаза прогиба на платформе, в которой обломочное осадконакопление играло основную роль. Эта Палеотетинская фаза завершилась региональным позднекарбонным поднятием, за которым последовал пермский рифтогенез и последующее краевое прогибание на юго-западной стороне океана Тетис (рис. 4) [17].

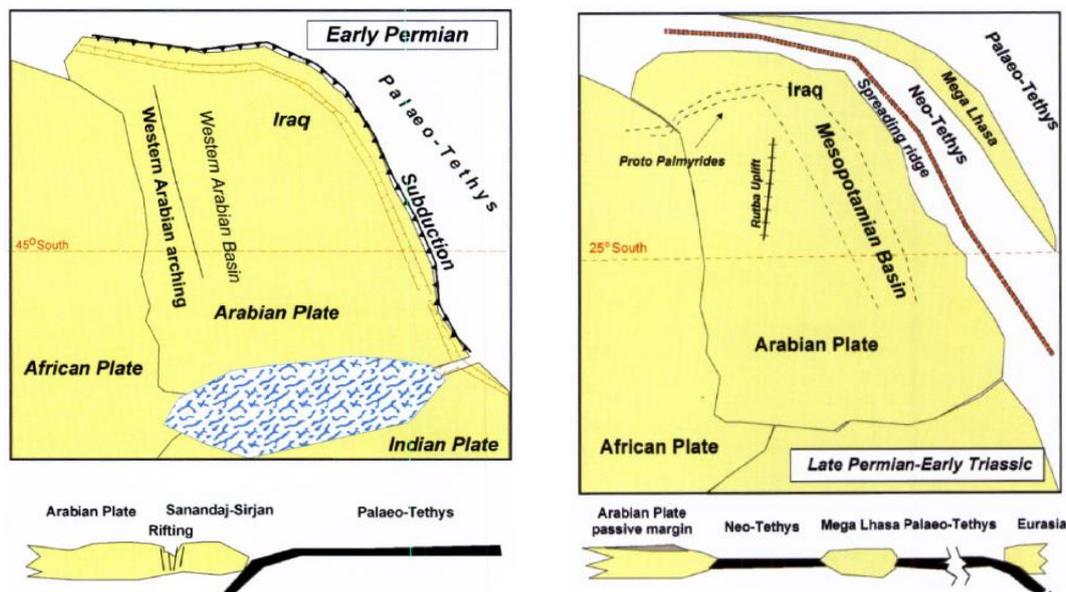


Рисунок 4 Геодинамика Аравийской плиты от раннепермского до раннетриасового периода (Saad J.Jassim, Jeremy C.Goff, *Geology of Iraq*, 2006)

*Закрытие Тетиса* началось в конце мелового периода с офиолитовой обдукции в Омане, к югу от провинции Загрос, и направленного на юг столкновения континент-континент в Таврской части складчатого пояса. Основная коллизия Загроса началась в

миоцене и продолжается по сей день (рис. 5). Mioценовые орогенные события привели к первому крупному притоку кластического материала в провинцию Загрос со времен рифтогенеза океана Тетис в перми, хотя меловые синтектонические кластические породы встречаются в Таврской области и во внутренних частях складчато-надвигового пояса Загрос.

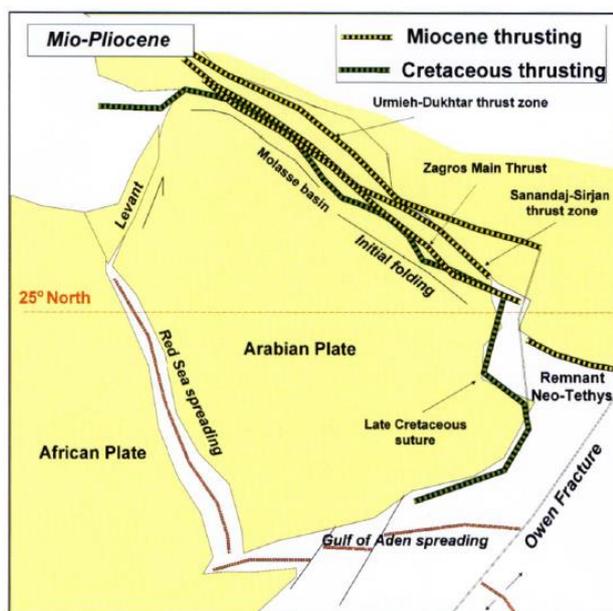


Рисунок 5 Геодинамика Аравийской плиты миоцен-плиоцен  
(Saad J.Jassim, Jeremy C.Goff, *Geology of Iraq*, 2006)

Породы позднего мела и эоцена представляют собой отложения форландового бассейна до орогении Загроса, и последующего включения в их состав породных комплексов, появившихся в результате коллизии. Эта последовательность пород несогласно перекрывает породы юрского и верхнемелового периодов. Мелководные и глубоководные морские карбонаты, и кремнистые пласты этой позднемеловой до эоценовой последовательности отложились вдоль передового прогиба бассейна Загроса с северо-западным – юго-восточным простиранием. В области к северо-востоку от складчато-надвигового пояса, офиолиты образовались в виде надвиговых чешуй на наступающий Африкано-Аравийский континент около 90-68 млн лет назад [15].

Последовательность пород, перекрывающих эти офиолиты, включают в себя эвапориты и доломиты, за которыми следуют конгломераты к северо-западному краю форландового бассейна, а эвапориты и доломиты к юго-востоку. Этот постепенный переход указывает на северо-восточную миграцию отложений в период от палеоцена до

среднего эоцена. Последовательность отложений от олигоцена до нашего времени, как правило, показывает увеличение размера зерен к поверхности [11].

В рассматриваемой области было зафиксировано два периода последовательного стрессового режима.

1) Растяжение (от раннего палеозоя до олигоцена) – внутреннее проседание и рифтогенез вызвали появление нормальных разломов по направлению с востока на запад. Разломы, вероятно, вновь активизировались во время последовательных фаз проседания и, возможно, во время фазы сжатия, когда они были инвертированы. Максимальная верхняя граница разломов колеблется от среднего палеозоя до раннего миоцена. Разломы, как правило, связаны с геологическим фундаментом.

Доминирующая деформация: растяжение и проседание пород с севера на юг. Доминирующие направления движений: смещение по падению. Основными структурами являются разломные блоки.

2) Сжатие (от миоцена до наших дней) – компрессионное взаимодействие между Аравийской и Евразийской плитами привело к реактивации и, возможно, инверсии ранее нормальных разломов [10].

Помимо основного периода тектоники сжатия, начиная с миоцена и до наших дней, фаза поднятия в Кампанское и Маастрихтское времена, возможно, имела компрессионное происхождение.

Доминирующая деформация: сжатие по направлению север-юг. Доминирующее направление движения: нормальное и обратное скольжение. Основными структурами являются асимметричные блоки разломов и драпированные антиклинали, простирающиеся с востока на запад.

***Структуры в провинции Загрос*** – представляют собой складки передового прогиба и инверсионные структуры. На юго-востоке, в Иране и Ираке, складчатые структуры представлены очень длинными (до 70 км) вытянутыми антиклиналями, которые формировались с миоцена до наших дней.

Большинство из структур выражаются в поверхностном рельефе, однако нередки случаи, когда поверхностная структура диссонирует со структурой на уровнях коллекторов, из-за дисгармоничной складчатости в промежутках эвапоритов между Гачсараном и Нижним Фарсом. Некоторые авторы интерпретируют эти структуры как складки изгиба-надвига, связанные с детачментом (зоной срыва) внутри или в основании среднекембрийского разреза, в то время как другие рассматривают их как связанные с распространением соляной тектоники, вызванной диапиризм Ормузской соли из нижележащих горизонтов. Вполне вероятно, что оба механизма способствовали

образованию складчатости. В северном Ираке и Турции Ормузская соль, по-видимому, отсутствует, и участие фундамента в структурах надвига и инверсии очевидно.

*Складчатость Загроса* была изменена в различной степени миоценовыми сдвигами и поднятиями. В некоторых структурах надвига были обнаружены в мезозойском интервале. В направлении к высокогорью Загроса надвиговые структуры обычно обнажаются на поверхности, так как большая сила смещений преодолевает пластичность соли Ормуз.

Структуры в провинции Загрос могут быть связаны с развитием и перемещением северо-восточной окраины Аравийской плиты. Бассейн Загроса на северо-восточной окраине Аравийской плиты с пермского времени постепенно опускался. Шельфовые карбонаты были отложены с эвапоритами в поздней юре и миоцене.

Первоначально тектоническая активность началась в конце мелового периода, когда блок Ирана столкнулся с Аравийской плитой, образовав компрессионные структуры. Сокращение коры на 20-24% произошло вблизи линии границы раздела тектонических плит, падая на 3-4% от границы раздела. Глубинные разломы фундамента были реактивированы в миоцен-плиоценовое время, инвертированы и омоложены. Основной период тектонической активности длился от миоцена до плейстоцена. Структуры формировались в плиоцене-плейстоцене, при складкообразовании формировались вытянутые антиклинали. Трещиноватость в своде этих структур увеличило пористость и проницаемость этих карбонатных коллекторов.

Детали глубинной геологии в Ираке отсутствуют. Предполагается, что ориентированная на север-юг складчатость южного Ирака обязана своим существованием наличием глубинного соленосного комплекса, подобно тому, который постулируется для многих месторождений на Аравийском полуострове. Напротив, северо-западная и юго-восточная складчатость на севере связаны со сложной структурой, развитой перед складчато-надвиговым поясом Загрос и образованной северо-восточной границей Аравийской плиты, сталкивающейся с Евразийской плитой.

### 1.3 Нефтеносные системы Загроса

Для существования месторождений углеводородов, необходимо полное присутствие всех основных компонентов нефтяной системы в целостности. Нефтяная система определяется как естественная система, которая включает в себя:

- материнскую породу, содержащую органическое вещество (залегание породы на критической глубине, на которой температура может преобразовать погребенное органическое вещество в нефть);
- породы коллекторы, в которые возможна миграция зрелой нефти;
- флюидоупоры, покрывающие коллекторы;
- процессы образования (включает в себя процессы образования ловушек, миграцию и накопление нефти).

Регион Аравийской плиты на Ближнем Востоке и складчато-надвиговой пояс Загрос, является местом уникального скопления всех компонентов нефтяной системы, отвечающих за наличие нефти в этих районах. К этим факторам относятся:

- Обширные площади материнских пород богатых органическим веществом, образовавшихся в течение важных периодов времени, например, в мезозое, когда регион находился в теплых широтах с высоким количеством органики;
- Большой временной промежуток осадконакопления (седиментации);
- Развитие материнских пород и пород-коллекторов с высокой пористостью и проницаемостью, что обеспечивает хорошую миграцию углеводородов;
- Миграция углеводородов вверх через трещины карбонатных толщ в огромные антиклинали с хорошими эвапоритовыми крышками [14].

### 1.3.1 Материнские породы

В провинции Загрос был выявлен ряд нефтяных систем. Это группы основных материнских пород, отделенных друг от друга либо в латеральном, либо в вертикальном сечении, но со значительным перекрытием и некоторым перемешиванием, как пространственно, так и с точки зрения связанных с ними пород-коллекторов. Одна или несколько таких систем существуют в каждой части провинции [14].

Мало что известно о *палеозойской системе* в Иракско-Сирийской части Загроса, но в турецких Таврах формация Дадаас хорошо изучена. По возрасту и фациям она сходна с силурийской формацией Гахум в Иране (и формацией Кусайба на Аравийской платформе). В общем, формация Дадаас более молодая, чем Гахум. Незначительное количество нефти в Ордовике и Перми, а возможно, и в пределах Мелового периода можно отнести к материнским породам Дадаас.

На большей части Загроса было обнаружено наличие *Триасовых* сланцев богатых органикой, расположенных ниже и смешанных с нефтегазоносными

доломитовыми коллекторами, из чего можно сделать вывод, что они являются материнскими породами. Формация Курра-Чайн в Сирии и Ираке (от Карнийского до Рэтского возраста) представляет собой мощный органический известняк, доломит и тонкослоистый сланец.

**Юрские материнские породы** плохо изучены, они обычно залегают на глубинах, превышающих 4,5 км, на большей части территории провинции. На северо-востоке Иранской части провинции в средних и верхних юрских отложениях сформировались фации материнских пород, которые можно проследить и в Ираке. Формация Саргелу является ключевой среднеюрской (от Байосского до Батского возраста) материнской породой. Это глубоководный битуминозный морской сланец с глинистым известняком и аргиллитом в Кувейте, переходящий в тонкослоистый битуминозный известняк и тонкослоистый сланец в Ираке, он был отложен в анаэробных условиях. В Ираке, вполне возможно, что нефть из этих материнских пород мигрирует в меловые коллекторы.

**Верхнеюрская формация** Наокелекен встречается в северном Ираке. Это битуминозный сланец и доломит. Формация Чиа-Гара по возрасту от Титонского до Берриасского – это сланцеватый известняк, который накапливался в глубоководных морских условиях. Как и формация Наокелекен, это одновременно и резервуар, и материнская порода.

**Осадочный разрез мелового периода** содержит много материнских пород с высоким содержанием органического вещества. Формация Карабаба представляет собой известняк, содержащий органические остатки.

Нефтяная система от **нижнего до среднего мела** имеет материнские породы в пределах формаций Гадван, Гарау и Сарморд. Связанные с ними коллекторы выше, ниже и в боковом направлении эквивалентны их материнским горным породам (рис.6).

В Иране выделение материнской **породы среднего мела** позволило определить систему Каждуми, в которой мергели и сланцы формации Каждуми Альбского возраста, наполняют нефтью как средне- и верхнемеловые известняки, так и эоценовые и миоценовые известняки, и песчаники.

**Верхнемеловые сланцы** формации Шираниш, вероятно, являются материнскими, из которых нефть мигрирует в верхнемеловые коллекторы в Сирии. В Иране нижнемеловые толщи содержат большие по мощности формации Гадван и Гарау, они являются высококачественными нефтематеринскими породами. Более глубокие резервуары в Иране, в которые углеводородам было легче всего мигрировать, часто являются газоконденсатными.

**Альбская формация Каждуми** представляет собой мощную, богатую органическим веществом и широко распространенную материнскую породу, и основная часть Иранской нефти, скорее всего, связана с этим источником. В северо-восточной Иранской части провинции Загрос и в Ираке Каждуми не может быть распознана как отдельная формация, так как она соединяется с формацией Гарау. Формации Сарморд и Баламбо в Ираке является аналогом формаций Гарау и Гадван в Иране, вероятно, эти две формации, будут основными материнскими породами в Ираке.

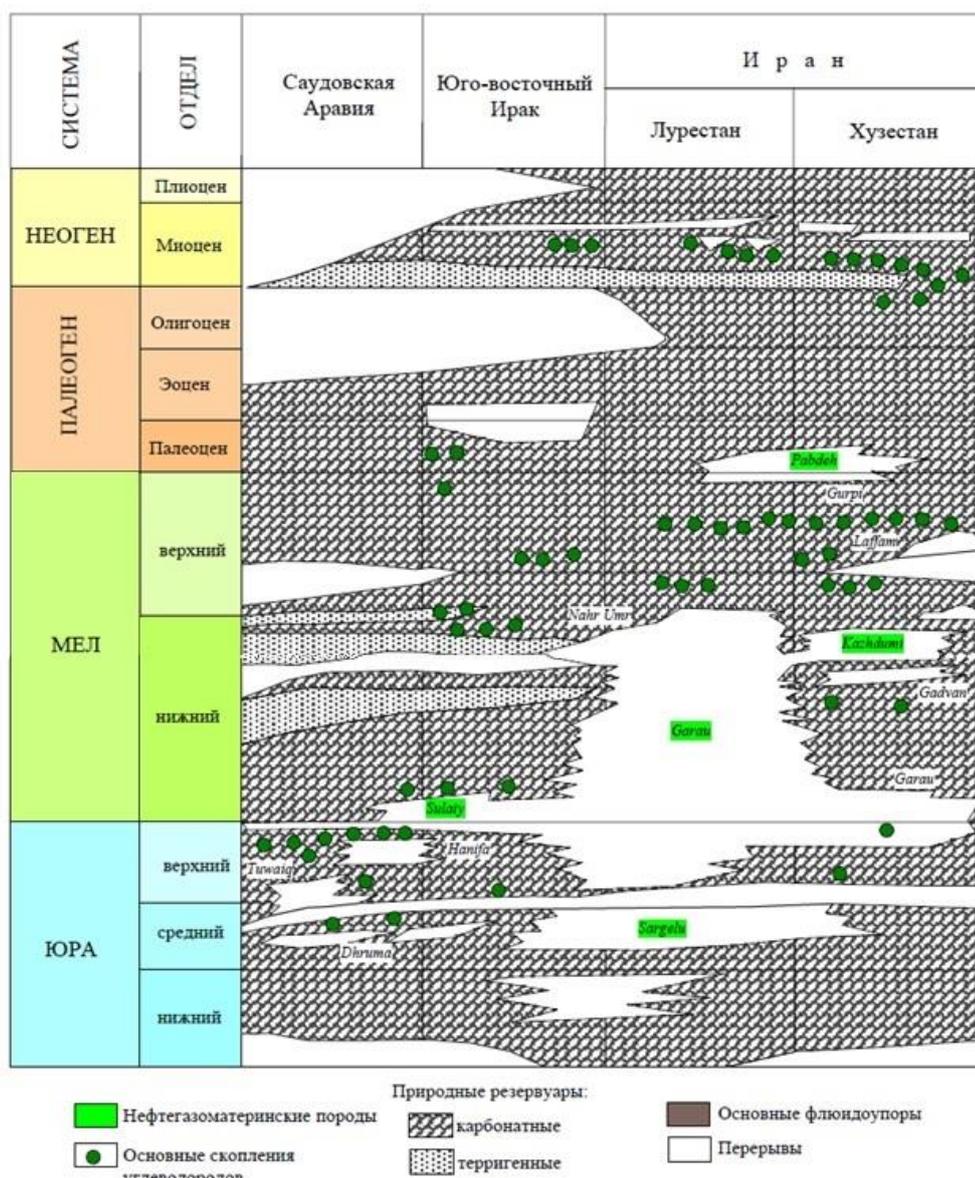


Рисунок 6 Стратиграфическое положение нефтегазоматеринских пород в юго-восточном Ираке и сопредельных территориях («Совгеоинфо», 2009 г.)

### 1.3.2 Породы-коллекторы

Наиболее важными коллекторами в провинции Загрос являются карбонаты, однако локально терригенные резервуары также могут иметь место.

В Ираке самыми древними доказанными коллекторами в провинции Загрос являются триасовые формации *Курра-чайн* и *Бутмах*. Однако их запасы незначительны по сравнению с таковыми в меловых и третичных резервуарах.

Основные коллекторы в юго-восточной части провинции Загрос и на месторождении Бадра, в частности, относятся к меловому разрезу.

Юрские и Нижнемеловые коллекторы включают карбонаты формации *Чиу-Гара*, *Сарморд* и *Джаван*, варьирующие от переходных до глубоководных карбонатов, с песчаной фацией, развитой в формации Гарау.

Основным коллектором в юго-восточной части провинции Загрос и, в частности, на нефтяном месторождении Бадра является *формация Мауддуд*. Это эквивалент *Нижнесарвакской формации* на месторождении Азар в Иране.

Возраст формации *Мауддуд*, от позднеальбского до сеноманского. Она состоит из мощного пласта, серого до коричневого, орбитолинового известняка. Это образование отложилось в мелководной морской среде во время подъема уровня моря. В этом разрезе преобладают известняки, в основном вкрапления, но встречаются также зернистые и богатые рудистами известняки [11].

Формация *Мишириф* состоит из известняка, представляющего собой шельфовые и лагунные отложения, которые имеют отличные коллекторские свойства. Известняк состоит из рудистских рифовых построек, которые также содержат и другие организмы, такие как кораллы, водоросли и строматопориды. Типичный размер этих рифов в высоту составляет от 20 до 60 м, при диаметре от 1 до 5 км. В то время как вакстоуны в лагунных отложениях имеют низкую пористость и проницаемость, эти параметры довольно высоки для открытых морских фаций, главным образом из-за кавернозной пористости.

*Олигоценовая группа Киркук* состоит из ряда взаимосвязанных формаций. Резервуары представляют собой биогермные карбонаты и карбонаты внешнего шельфого склона, измененные вторичным выщелачиванием и трещинной пористостью.

Коллекторы третичного возраста важны в Иране, известняк *Асмари* является богатой материнской породой и распространяется на юг Ирака (*образование Джериби*). Он олиго-миоценовый по возрасту и состоит из карбонатов вакстоуна и пакстоуна. Первичная пористость и проницаемость в известняках Асмари низки, и благодаря обширной системе трещин эти известняки могут быть продуктивными. Асмарский

известняк становится песчаным к юго-западу от Ирана и в Южном Ираке, где развивается Ахвазский песчаник. В Ираке фациальные вариации в эквивалентных карбонатах известняка Джериби могут привести к образованию коллекторов хорошего качества, но и здесь трещиноватость является наиболее важным свойством, повышающим коллекторские свойства.

### 1.3.3 Флюидоупоры

Покрышки для нефтеносных пластов присутствуют на всех стратиграфических уровнях в провинции Загрос. Все основные интервалы распространения мергелей являются хорошими флюидоупорами, такие как глубоководные мергели, так и мелкозернистые известняки. Покрышки переслаивают большинство мезозойских коллекторов. Две «суперпокрышки» заслуживают внимания – ангидриты и доломиты триасовой формации Даштак, которые изолируют пермо-триасовый газ ниже своего уровня [17].

В Ираке наиболее важной флюидоупорной единицей является ангидрит в **миоценовой** формации Нижнего Фарса. Там, где происходит осланцевание формации Нижнего Фарса, изолирующая способность покрышки значительно снижается. В северо-западном Ираке и Сирии миоценовая формация Дибан является локальным флюидоупором, хотя в тектонически активных зонах нефть и газ имеют возможность просачиваться через эту покрышку.

**Верхнемеловые** резервуары покрыты мергелями, встречающимися в формации Шираниш, отложившимися в результате повышения уровня моря, а также плотными известняками формации Аалиджи. Активные нефтяные и газовые просачивания обнаружены во многих частях Ирака, также, как и поверхностные битуминозные отложения.

Формация Наокелекен **юрского возраста** – это локальный флюидоупор в известняковых коллекторах формации Саргелу на северо-западе Ирака.

**Ордовикские и нижнеюрские** сланцы и известняки образуют покрышку для небольших нефтяных и газовых пластов в нижележащих песках и известняках.

### 1.3.4 Генерация и миграция углеводородов

Основные материнские породы в Ираке были отложены в позднеюрском и среднемеловом периодах от 170 до 113 млн. лет назад. Юрские материнские породы вошли в главную фазу нефтегазообразования между 50 и 90 млн. лет назад, с пиковой генерацией от 85 до 13 млн. лет назад для юрских материнских пород. Юрская нефть мигрировала в горизонтальном направлении и была заключена в залежи в нескольких резервуарах [16]. Имеются данные о вертикальной миграции нефти и множественных эпизодах локальной миграции нефти на дневную поверхность.

Меловые материнские породы вошли в главную фазу нефтегазообразования 15 млн. лет назад и в настоящее время не достигли пиковой генерации нефти.

На Аравийской плите в мезозое происходила генерация нефти, а в третичном периоде – газа. На территории Загроса генерация и миграция углеводородов следовали аналогичной схеме, более глубокие интервалы материнских пород в данный момент, вероятно, являются перезрелыми (с наличием тяжелой нефти), однако, скорее всего, они находились в главной фазе нефтегазообразования в конце третичного периода. Наиболее вероятным источником газа на южной окраине провинции Загрос являются породы формации Гахум силурийского возраста.

Большая часть углеводородов в провинции Загрос в Иране и Ираке была получена из формации Каждуми раннемелового возраста, которая вошла в основную фазу нефтегазообразования в конце мелового периода и достигла зрелости в эоцене. В большей степени миграция углеводородов из этой формации была произведена в поздне третичные коллекторы Асмари. Газ, образовавшийся в формации Каждуми, мигрировал вертикально по разрезу, и заполнял собой миоценовые антиклинальные структуры, которые образовались в то же время, когда темпы осадконакопления ускорились в следствие столкновения плит.

В целом, поздне меловые и раннетретичные материнские породы формаций Пабдех и Гурпи являются незрелыми, но в некоторых районах Загроса меловые и третичные материнские породы достигли пика генерации в конце третичного периода. Недавний подъем, возможно, вызвал перерыв в генерации углеводородов. Миграция происходила в латеральном и вертикальном направлениях в разновозрастные породы коллекторы, а в зависимости от интенсивности трещиноватости миграция была вертикальной в более молодые коллекторы.

Известняк Асмари, хотя и является относительно бедной по содержанию органического вещества материнской породой, возможно, вошел в «нефтяное окно» в

плиоцене на севере и в центральной части Загроса, нефть мигрировала через разломы в вышележащие породы коллекторы. В пределах формации Асмари и, возможно, в меловых формациях динамические потоки подземных вод могут влиять на миграцию нефти.

Среда и совокупность образования углеводородов является парадигмой для всего Арабо-Иранского региона на юге и юго-востоке. Нефть встречается в миоцене и более старых известняках в складчатом поясе Загроса и часто покрывается более молодыми эвапоритами, пористость и проницаемость карбонатных коллекторов часто повышаются в складчатых структурах за счет трещиноватости аналогично той, что наблюдается в Иране. На месторождениях, расположенных на севере провинции, углеводороды были обнаружены в более древних мезозойских известняках, например, в пределах триаса и юры.

Первая промышленная нефть была обнаружена в известняках олигоцен-миоценового возраста формации Асмари, также подобное открытие было обнаружено в формации Киркук.

В настоящее время регион складчато-надвигового пояса Загрос известен как крупный источник нефти. Почти все месторождения нефти и газа были открыты в пределах Загросской складчатой зоны.

Исходя из выше описанных данных можно сделать вывод о том, что на исследуемом месторождении основными нефтематеринскими породами являются нижнемеловые известняки формации Каждуми. Нефтеносные пласты представлены известняками среднемелового возраста формаций Мауддуд, Мишриф и Румайла. Однако в известняках формации Мишриф и Румайла при изучении была обнаружена тяжелая битуминозная нефть и, в связи с этим, они не будут рассмотрены в данной работе. Основным флюидоупором является ангидрит в миоценовой формации Нижнего Фарса. Перечисленные интервалы являются объектом исследования для последующего сейсмогеологического моделирования.

## 2 ОПИСАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Месторождение Бадра было открыто в 1979 году скважиной BD1. Позже было начато бурение скважины BD2, но ее бурение пришлось приостановить на глубине ниже горизонта Джериби из-за войны. Общее количество пробуренных скважин на территории месторождения составляет 22 скважины.

Это разрабатываемое месторождение находится в передовом прогибе складчато-надвигового пояса Загрос. Структура Бадра представляет собой четырехстороннюю структуру с юго-восточным и северо-западным простиранием, продолжающуюся на территории Ирана (месторождение Азар).

Основной целью исследования является построение сейсмогеологической модели месторождения Бадра на основе данных сейсморазведки 3D и каротажных кривых, полученных в скважинах.

Для достижения поставленной цели было необходимо ознакомиться с основными этапами обработки сейсмических данных, а также интерпретировать исходные данные, и проанализировать данные вместе с углубленным анализом всей доступной геологической и геофизической информации.

### 2.1 Сейсмические данные МОВ ОГТ 3D

Первыми сейсморазведочными работами в пределах исследуемого объекта были 2D исследования, проведенные в 1977 году. В результате исследований было получено 22 временных разреза.

В 2011 году были проведены 3D сейсморазведочные работы на всем лицензионном участке общей площадью 169 км<sup>2</sup> (рис. 7).

В качестве источника возбуждения упругих волн была использована группа из четырех вибраторных установок. Частота свипа составляет 8-100 Гц, длина свипа- 12 сек. Система наблюдений – центральная, симметричная с 16 приемными линиями и 120 геофонами на приемную линию. Приемные линии и линии возбуждения располагались на расстоянии 300 м., а приемники и источники по линии – на расстоянии 50 м. Размер бина 25x25 м., а проектная кратность составляет 80. Данные записывались в формате SEG-D. Длина записи – 6 сек.; частота дискретизации – 2 мс.

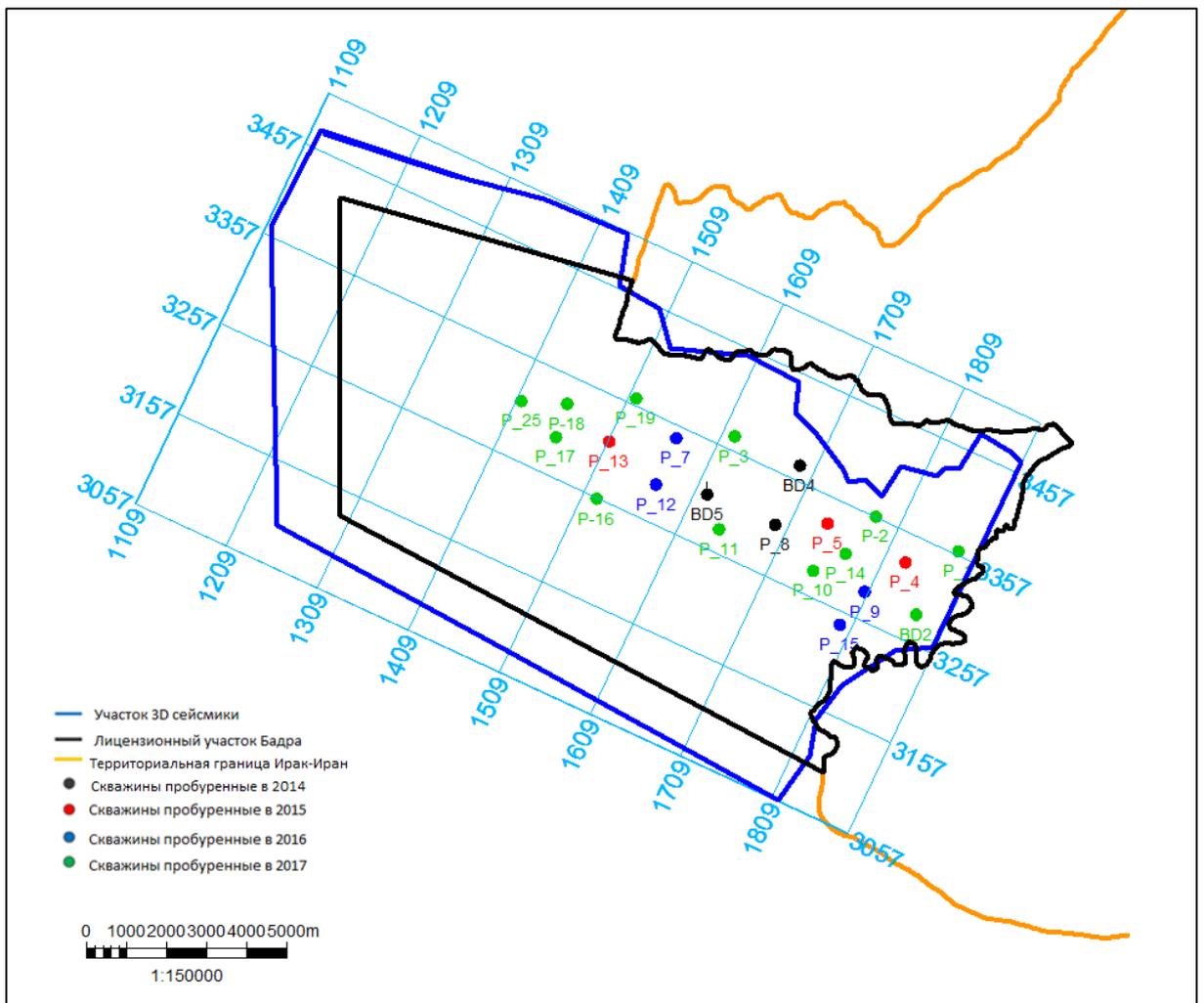


Рисунок 7 Схема района сейсморазведочных работ и скважин

Целью обработки данных 3D сейсморазведки было создание суммарных кубов с данными полученными после глубинной миграции до суммирования, которые в дальнейшем были использованы для построения сейсмогеологической модели. Обработка выполнялась специалистами компании АО «Центральная геофизическая экспедиция» с сохранением истинной амплитуды и обеспечивала высокое отношение сигнал/шум и хорошее выделение горизонтов отражения.

В этом разделе кратко описаны основные этапы комплексной обработки данных, полученных в результате 3D-исследований в районе месторождения Бадра.

Первым этапом обработки была подготовка сейсмических данных. Вторым этапом являлось построение изотропной глубинно-скоростной модели (ГСМ) и выполнение 3D изотропной глубинной миграции до суммирования по алгоритму Кирхгофа. Третий этап заключался в построении анизотропной ГСМ и выполнении 3D анизотропной миграции до суммирования.

**Граф подготовки 3D сейсмических данных для глубинной миграции до суммирования (PSDM):**

- Ввод исходных сейсмических данных с сохранением дискрета в обрабатывающую систему;
- Присвоение геометрии и контроль геометрии по первым вступлениям;
- Ввод статических поправок;
- Компенсация амплитуд за сферическое расхождение (с использованием априорного скоростного закона);
- Предварительный анализ скоростей (интервал 2x2 км);
- Получение предварительных суммарных разрезов;
- Поверхностно-согласованная амплитудная коррекция, первый проход;
- Подавление помех: промышленных, линейных, высокоамплитудных случайных и др. в различных областях ОПВ, ОТП;
- Поверхностно-согласованная амплитудная коррекция, второй проход;
- Приведение данных к минимально-фазовому виду;
- Поверхностно-согласованная предсказывающая деконволюция со следующими параметрами: окно анализа: на удалении 200м – 500-4000мс, на удалении 4000м – 1700-4300мс; окно предсказания = 8мс, процент белого шума=1, длина оператора=201мс (рис. 8).
- Скоростной анализ (интервал 1x1 км);
- Подавление остаточных шумов в различных областях ОПВ, ОТП и ОГТ;
- Поверхностно-согласованная амплитудная коррекция, третий проход;
- Автоматическая коррекция остаточных короткопериодных статпоправок;
- Скоростной анализ (интервал 0.5x0.5 км);
- Подбор мьютинга и получение суммарного куба (рис.9).

**Вторым этапом обработки является построение изотропной глубинно-скоростной модели (ГСМ).**

Построение изотропной ГСМ происходило в несколько стадий:

- 1) *Построение исходной интервальной глубинно-скоростной модели (ГСМ) методом когерентной инверсии для первых 4-х слоев:*
- 2) *Уточнение ГСМ для первых 4-х слоев путем 3D слоистой Томографии*
- 3) *Построение исходной интервальной глубинно-скоростной модели (ГСМ) методом когерентной инверсии для оставшихся 3-х слоев*
- 4) *Учет разлома в ГСМ*
- 5) *Уточнение ГСМ с использованием 3D сеточной томографии*

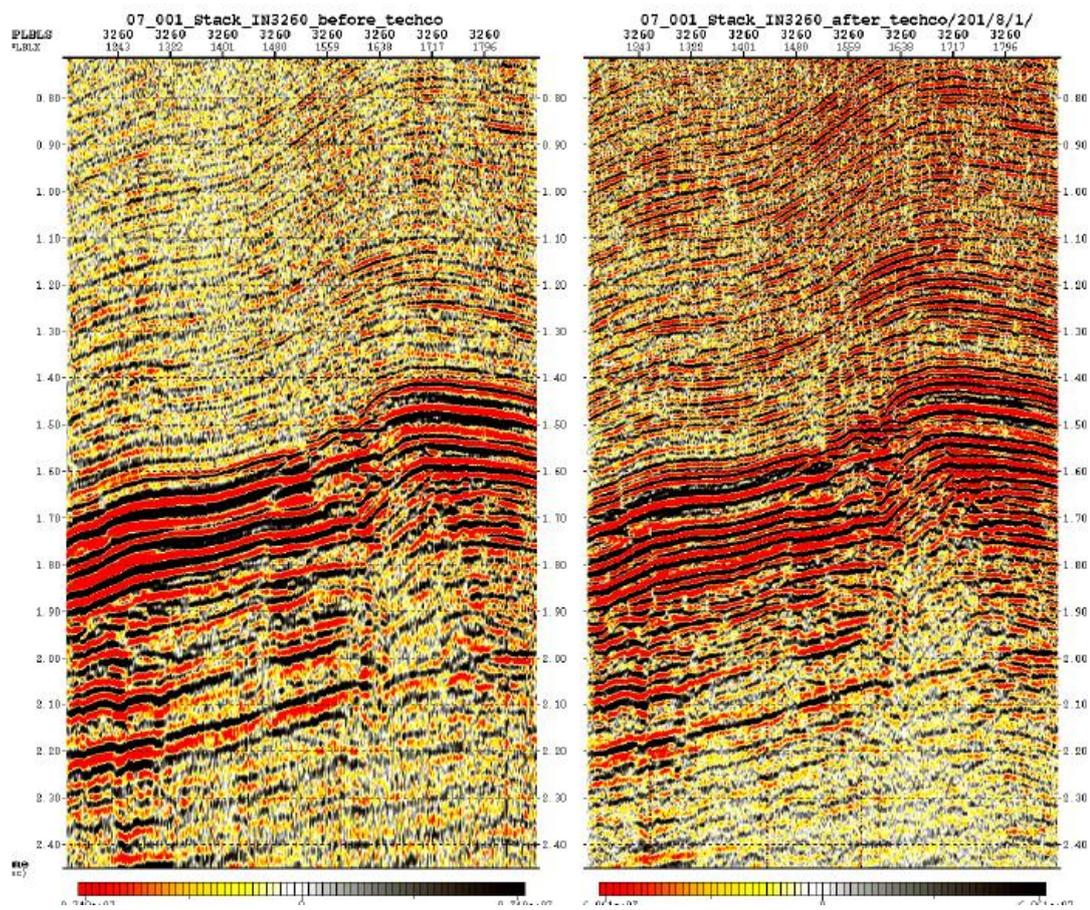


Рисунок 8 Разрез до (слева) и после (справа) поверхностно-согласованной деконволюции

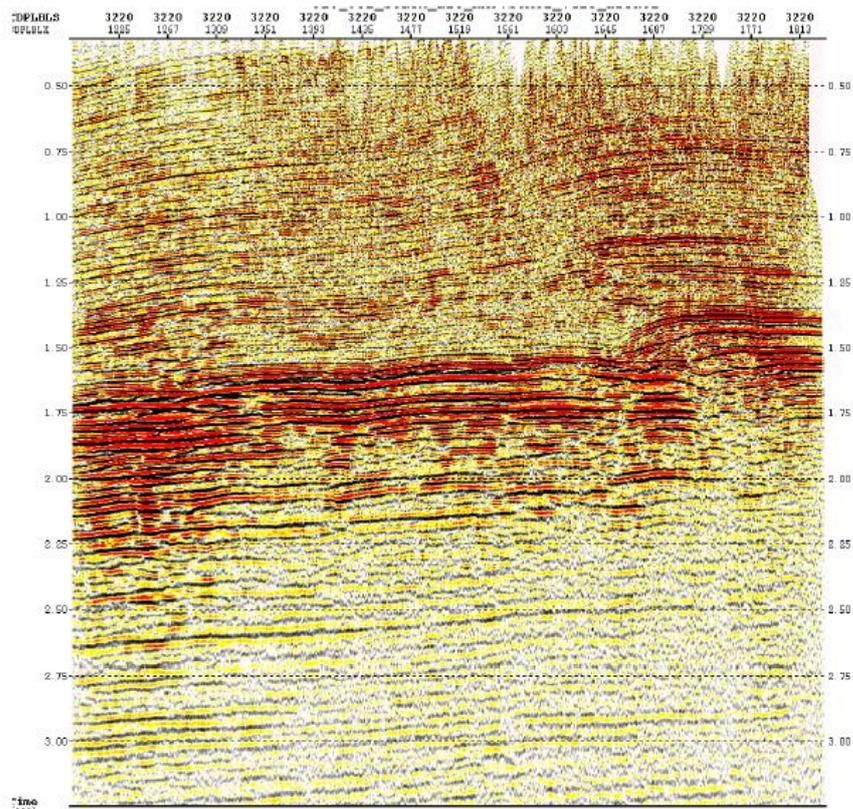


Рисунок 9 Разрез вдоль Инлайн 220 после суммирования

Было выполнено 2 итерации уточнения ГСМ в полном диапазоне глубин. С финальной ГСМ **была выполнена изотропная глубинная миграция** по алгоритму Кирхгофа по всему объему. Основными параметрами являются апертура миграции, максимальная частота, мьютинг и сила анти-алайсингового фильтра. Выбранные значения сведены в таблицу 1. После процедуры миграции была выполнена пост-миграционная обработка.

Таблица 1

*Параметры миграции*

Апертура (м)	Максимальная частота (Гц)	Сила анти- алайсингового фильтра	Мьютинг	Диапазон глубин (м)
6000	120	3	1	0-8000

В результате изотропная ГСМ привела к недостаточно точному совпадению сейсмических толщин слоев ГСМ, а, следовательно, и их глубин с маркерами скважин, расположенных на площади. Поэтому специалистами АО «ЦГЭ» было принято решение использовать представление о среде (терригенную часть, слоистые карбонатно-терригенные интервалы) как о среде вертикально-поперечно-изотропной (VTI).

Вертикально-поперечно-изотропные среды, или среды с вертикальной анизотропией, имеют вертикальную ось симметрии и горизонтальные плоскости симметрии. По латерали горизонтальные слои изотропны, по вертикали – анизотропны. Такой вид анизотропии характерен для горизонтальных тонкослоистых геологических сред с периодическим чередованием слоев и включений.

**Третьим этапом обработки является построение анизотропной глубинно-скоростной модели (ГСМ).**

Основной входной информацией для построения анизотропной модели скоростей является изотропная скоростная модель и финальный глубинный куб глубинной миграции до суммирования (PSDM), полученных на предыдущем этапе.

Построение анизотропной ГСМ включало следующие этапы:

- 1) *Уточнение пикировок опорных горизонтов и привязок к скважинным маркерам.*
- 2) *Расчет и применение исходных параметров анизотропии  $\delta$  и  $\epsilon$ .*
- 3) *Уточнение параметров анизотропии.*

#### 4) *Анизотропная глубинная миграция до суммирования.*

С использованием финальной анизотропной ГСМ, куба эpsilon выполнена анизотропная глубинная миграция Кирхгофа по алгоритму WaveFront. Основные параметры: апертура миграции, максимальная частота были заданы теми же, что и для изотропной миграции. Параметры миграции приведены в таблице 2.

*Таблица 2*

*Параметры финальной анизотропной миграции*

Апертура (м)	Максимальная частота (Гц)	Сила анти- аляйсингового фильтра	Мьютинг
6000	120	1	1

#### **Пост-миграционная обработка.**

Пост-миграционная обработка включала в себя следующие этапы:

- определение формы мьютинга по мигрированным сейсмограммам в пределах площади съемки;
- преобразование сейсмограмм во временную область;
- подавление кратных волн по мигрированным сейсмограммам во временной области;
- оценка остаточных кинематических поправок по мигрированным сейсмограммам;
- окончательное суммирование глубинных мигрированных сейсмограмм с вводом остаточной кинематики и мьютинга, получение глубинного куба;
- обработка суммарного куба во временной области для повышения соотношения сигнал-помеха и улучшения латеральной и горизонтальной разрешенности сейсмического изображения (FXU-деконволюция, спектральная балансировка);
- скалирование куба в глубинную область (рис.10).

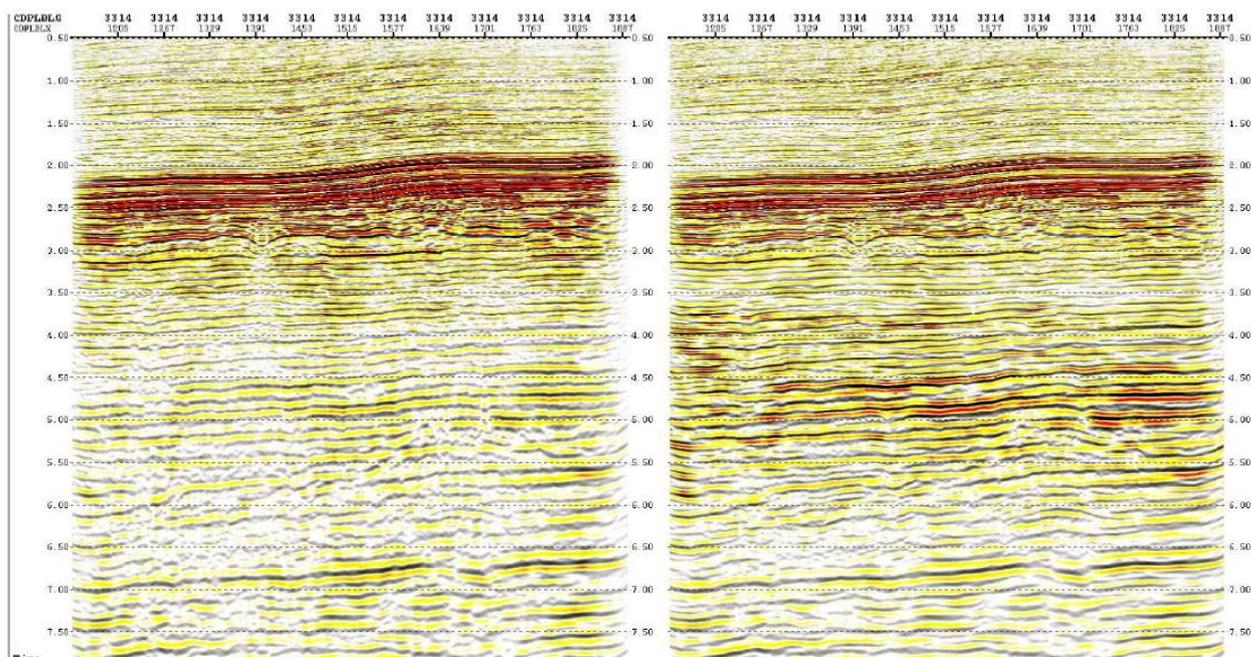


Рисунок 10 Сечение мигрированного куба по инлайну 3314 до (слева) и после (справа) пост-миграционной обработки

## 2.2 Данные скважинных исследований

Скважиной ВД-1 впервые были вскрыты продуктивные интервалы на исследуемом месторождении. В последствие на территории месторождения была пробурена 21 скважина. Общее число скважин составило 22 скважины (рис.7).

### 2.2.1 Анализ керна

Продуктивные карбонатные образования Мишриф и Мауддуд на месторождении Бадра были вскрыты пятнадцатью скважинами (*BD-1, BD-2, BD-4, BD-5, P-4, P-5, P-7, P-8, P-9, P-10, P-12, P-13, P-14, P-15, P-19*). Скважиной *P-8* был вскрыт только карбонатный пласт Мишриф. Описание керна было выполнено на материале, полученном из скважин *BD-4* и *BD-5*, данные анализа керна рассмотрены только для продуктивных интервалов.

В формации Мишриф была обнаружена тяжелая битумная нефть, в связи с этим данная формация была исключена из списка рассмотрения. Краткое описание основных характеристик формации Мишриф (в скважине *BD-4*) приведено ниже в таблице 3.

## Краткое описание кернa по скважине ВD-4 формации Миширф

Формация	Блок	Глубина отбора кернa, м	Описание кернa
Миширф	А	4148-4165.55	Агрегат сферической формы (сферический агрегат до 0,8 м) и оолит-фораминиферный известняк. Коричневый микрит, нерегулярная битумизация.
	В <sub>1</sub>	4238-4247	Мелкозернистый детритовый микрит, детрит, рекристаллизованный детрит, пятнистая нефтенасыщенность. У подошвы - одиночные крупные раковины до 5 мм.
	В <sub>2</sub>	4269-4287	Интервал породы представляет регрессивный циклит от микритовых и тонкодетритовых известняков до крупнозернистых биокластических известняков (биокласты до 1 мм). Распространены стилолиты. Битум в тонких выщелаченных кавернах и в трещинах.

Поскольку наибольший промышленный интерес представляет формация Мауддуд стоит подробно остановиться на описании кернa для данного интервала.

Пласт Мауддуд имеет мощность от 330 до 486 м (среднее значение 415 м). Этот пласт разделен на 8 литостратиграфических единиц: Мауддуд\_А, Мауддуд\_В, Мауддуд\_С, Мауддуд\_D, Мауддуд\_Е, Мауддуд\_F, Мауддуд\_G, Мауддуд\_Н.

**Мауддуд\_А (интервал кернa 4486-4495 м).**

Эта единица образована трансгрессивным циклитом от крупнозернистого биокластического, с преобладанием цельнораковинных фораминифер и следами водорослей (40-45 %, 55% микрита), до микрито-детритовых и пелитовых известняков. Встречаются битуминозные стилолиты. Мощность от 18,6 до 38,2 м (рис.11).

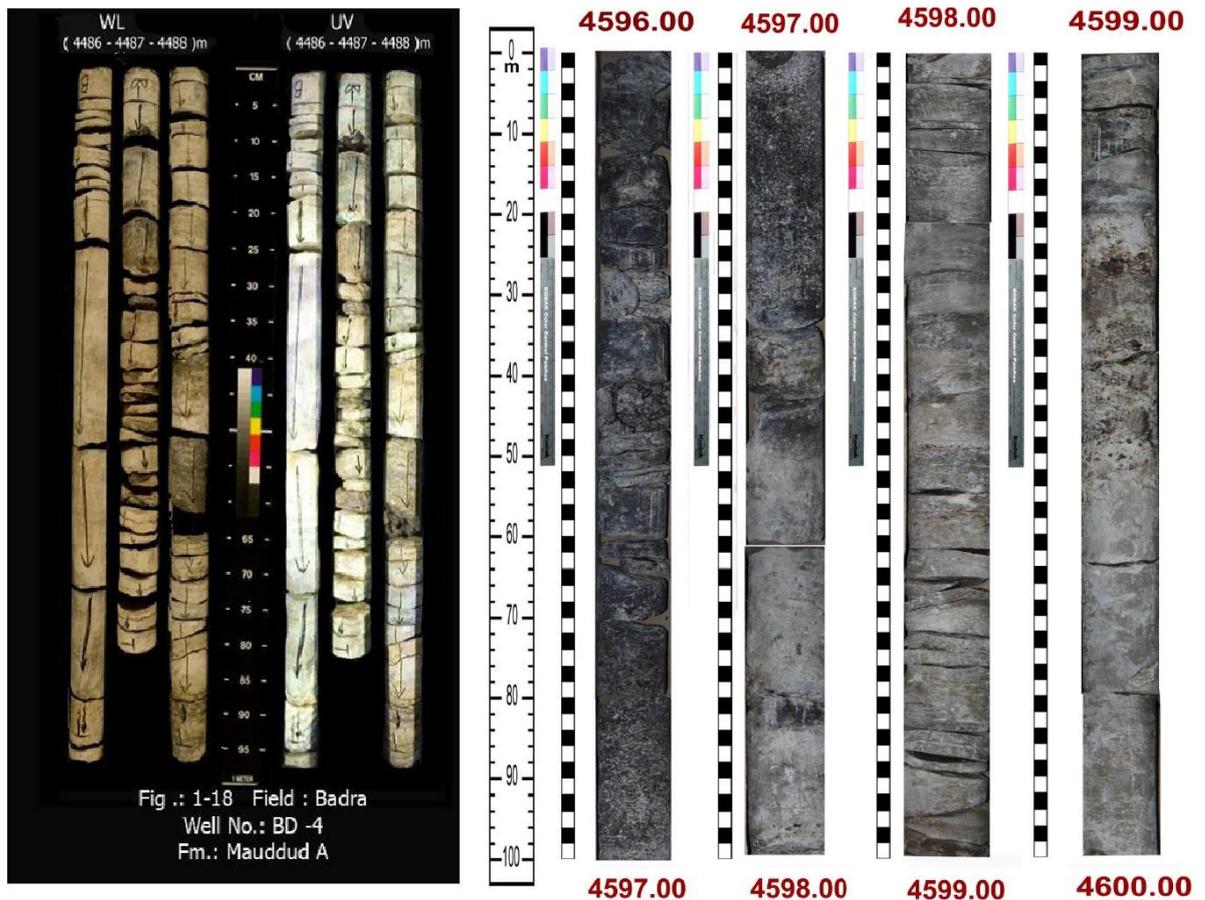


Рисунок 11 Фотография керн интервала Мауддуд\_А в белом и ультрафиолетовом свете (слева) и фотография керн интервала Мауддуд\_Д (справа)

***Мауддуд\_В (интервал керн 4518-4537 м.).***

Состоит из интракластовых-полидетритовых известняков с одиночными фораминиферами и рудистами. Каверны в крупнозернистых биокластических слоях образованы за счет выщелачивания и доломитизации. Встречаются многочисленные стилолиты. Мощность от 34,7 до 71,9 м.

***Мауддуд\_С (интервал керн 4537-4547 м.).***

Представлен глинистым известняком. Средняя мощность 52 м.

***Мауддуд\_Д (интервал керн 4590-4621 м.).***

Представлен известняками биоморфных фораминиферных биокластов и известняками биоморфно-пелоидно-обломочных пород внутреннего шельфа. Максимальная пористость до 20% в породах с наибольшим содержание детрита. Распространена вторичная пористость, имеются трещины вдоль направления напластования и субвертикальные трещины в максимально однородных

кристаллических разновидностях известняков. Распространены многочисленные битуминозные стиллолиты. Средняя мощность 58 м (рис.11).

***Мауддуд\_E (интервал керна 4625-4642 м.).***

Отсутствует информация о литологическом составе. Мощность составляет от 7,2 до 77,1 м.

***Мауддуд\_F (интервал керна 4650-4651,92 м.).***

Линзовидно-слоистые тонкокристаллические известняки темно-серого цвета и известковистые доломиты. Преобладающий тип пористости – небольшие открытые трещины. Мощность составляет от 13,2 до 44,9 м.

***Мауддуд\_G (интервал керна 4708-4726 м.).***

Общая структура интервала – прослой относительно крупнозернистых рекристаллизованных известняков (интракластов, биодетритов) и слоев кристаллических микритовых известняков с прослоями биодетритовых известняков, отличающиеся по размеру зерна и содержанию цемента. Присутствует наличие многочисленных трещин разного генезиса. Мощность составляет до 60 м.

***Мауддуд\_H (интервал керна 4730-4788 м.).***

Последний интервал формации Мауддуд выделяется только по каротажным кривым по резкому изменению кривой гамма-каротажа. Мощность варьирует от 57,8 м. до 156,5 м.

Помимо характеристики литологического состава данные керна также позволяют определить тип пористости коллектора. Наиболее распространенным типом является кавернозно-трещинная пористость (рис. 12).

В целом интервал Мауддуд характеризуется чистым и глинистым известняком с пористостью 1-22% и проницаемостью 0,01-180 мД.



Рисунок 12 Образец керна интервала Мауддуд\_D (слева) и трещиноватость вдоль напластования (справа)

## 2.2.2 Геофизические исследования скважин

Для выделения продуктивных интервалов на месторождении Бадра были выполнены геофизические исследования скважин (ГИС) (рис. 13):

- каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);
- гамма-каротаж (ГК);
- кавернометрия (КВ);
- нейтронный каротаж;
- гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-п);
- акустический каротаж (АК);
- боковой каротаж (БК);
- каротаж сопротивлений (КС).

Каротаж выполнялся в необсаженной скважине и был разделен на 2 этапа:

- На первом этапе каротаж проводился в интервале пласта Мишриф. Интервал Мишриф-Румайла в скважине **ВД-1** (номинальный диаметр 8,375 дюймов) был покрыт каротажем до глубины 4504 м., в скважине **ВД-4** (номинальный диаметр 9 дюймов) на глубину 4453 м., в скважине **Р-08** (номинальный диаметр 7 дюймов) 4350 м.

- На втором этапе каротаж проводился в интервале формации Мауддуд. Эта формация в скважине **ВД-1** (номинальный диаметр 5,875 дюймов) была покрыта каротажем на глубину 4818,2 м., в скважине **ВД-4** (номинальный диаметр 6,125 дюймов) до глубины 4759,8 м., в скважине **ВД-5** (номинальный диаметр 7 дюймов) до глубины 4750,9 м. Интервалы битуминозного известняка были выделены с помощью анализа керна и по данным ПС. Эти интервалы не учитывались при расчетах эффективной мощности пласта.

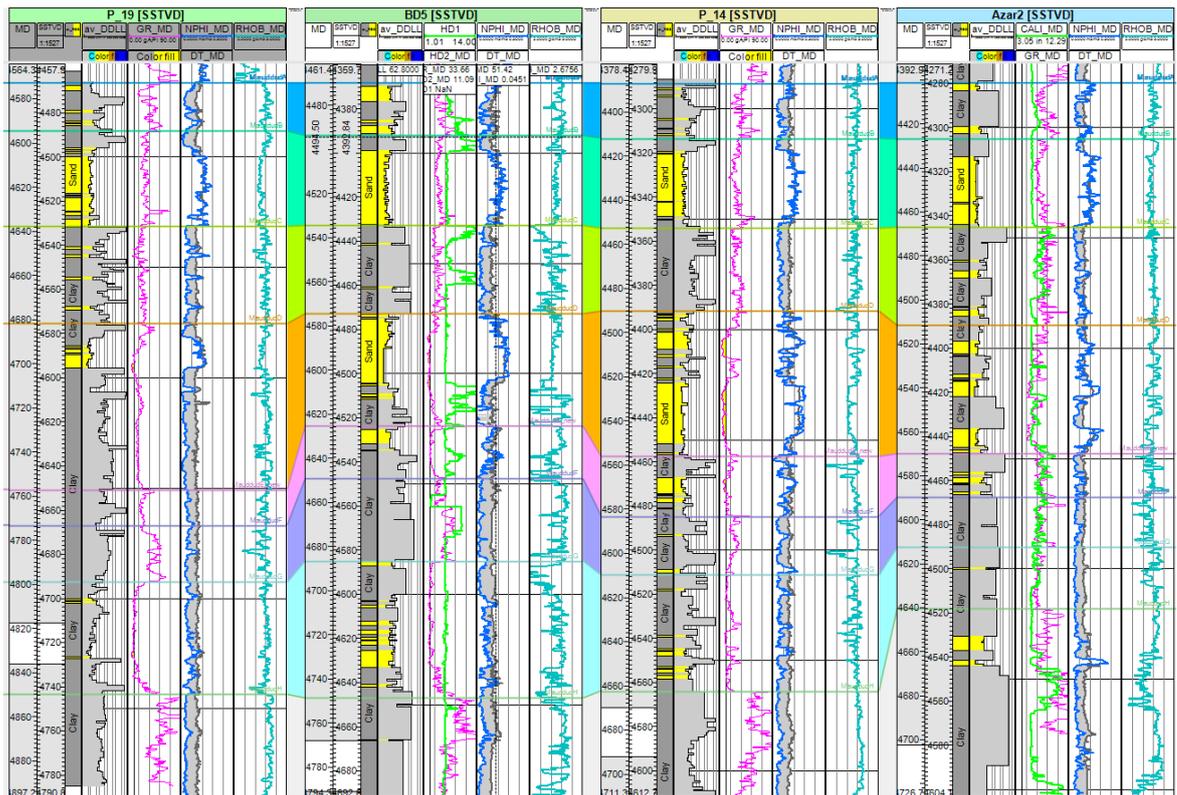


Рисунок 13 Корреляционная диаграмма ГИС

В результате комплексной интерпретации каротажа необсаженных скважин был определен литологический состав формаций Мишриф и Мауддуд. Мишриф характеризуется чистым и глинистым известняком, доломитовым известняком с пористостью 1-19,8% и проницаемостью 0,01-35,5 мД соответственно. Формация Мауддуд характеризуется чистым и глинистым известняком с пористостью 1-21% и проницаемостью 0,01-180 мД.

Результаты интерпретации данных каротажа скважины BD-1 представлены в таблице 4.

Открытая пористость была определена в скважине BD-1 по данным нейтронного плотностного каротажа. Значения проницаемости, оцененные по данным каротажа и значения проницаемости, полученные при опробовании пластов, незначительно отличаются. Данные каротажа позволили отбить границы горизонтов, и в дальнейшем эти отбивки были использованы для увязки сейсмических и скважинных данных.

Таблица 4

## Результаты интерпретации данных каротажа скважины ВД-1

Формация (вскрытая скв. ВД-1)	Кровля пласта, м	Подшва пласта, м	Общая толщина пласта, м	Эффективная мощность, м	Отношение эффективной к общей мощности	Общая пористость, %	Водонасыщенность, %	Проницаемость, мД
Мишриф_А	4178.7	4242.2	63.5	20.3	0.32	8.6	26	23.5
Мишриф_В 1	4242.2	4281.2	39	5.3	0.14	11.2	38.1	23.1
Мишриф_В 2	4281.2	4352	70.8	12.4	0.18	6.2	44.1	0.3
Румайла	4352	4525.1	173.1	12.6	0.08	6.6	33.3	0.6
Мауддуд_А	4525.1	4545.1	20.3	1.6	0.08	6.6	40.7	1.5
Мауддуд_В	4545.4	4593	47.6	33.2	0.7	9.8	32.8	5.6
Мауддуд_С	4593	4637.6	44.6	3	0.07	8.1	33.1	19.9
Мауддуд_Д	4637.6	4671	33.4	24.3	0.73	15.5	28.4	170.4
Мауддуд_Е	4671	4710.1	39.1	13.3	0.34	7.9	35	13.8
Мауддуд_Ф	4710.1	4747.3	37.2	24.5	0.66	10.3	41	20.6
Мауддуд_Г	4747.3	4817.2	69.9	61.7	0.88	13.2	41.7	118.3
Мауддуд_Н	4817.2	4894.8	77.6	35.3	0.45	8.3	42.3	11.9

### 3 ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Под сейсмогеологической моделью понимается совокупность карт, полученных в результате структурной интерпретации данных (структурные карты, карты тектонических нарушений), динамической интерпретации (карты сейсмических атрибутов и результаты инверсии).

Имеющаяся геолого-геофизическая информация позволила определить литологический состав и фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС), что послужило основой для сейсмической интерпретации. Сейсмическая интерпретация состояла из:

- 1) *Структурная интерпретация;*
- 2) *Динамический интерпретация.*

#### 3.1 Методология моделирования в условиях карбонатного разреза

В качестве исходной информации для построения сейсмогеологической модели карбонатных коллекторов используются исходные данные и данные интерпретации исходной информации[3].

Исходные данные включают в себя:

- 1) Информация по скважинам (координаты устьев скважин, альтитуды, инклинометрия, координаты пластопересечений, стратиграфические отбивки.) Стоит отметить, что в карбонатных резервуарах скважины часто работают с открытым стволом (скважины необсажены), но для моделирования это особого значения не имеет.
- 2) Керн. При исследованиях керна также выполняются дополнительные исследования, позволяющие выявлять структуру пород, слагающих резервуар.
- 3) Кривые ГИС и результаты их интерпретации, которые используются для корреляционных построений, выделения литотипов, оценки характера насыщения и ФЕС, фациального анализа, привязки данных сейсморазведки.
- 4) Сейсмические данные. Структурные карты и поверхности нарушений, которые используются для формирования структурного каркаса. Результаты динамической интерпретации: карты или кубы сейсмических атрибутов, применяемые для построения карт распространения ФЕС.

Построение сейсмогеологической модели выполнялось в программном пакете Petrel, разработанном компанией Schlumberger.

Последовательность действий при создании геологической модели карбонатного резервуара состоит из следующих основных этапов (рис. 14) [3]:

- 1) Сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных;
- 2) Построение концептуальной (принципиальной геологической модели);
- 3) Структурная интерпретация и структурное моделирование (создание каркаса);
- 4) Создание сетки (3D грида);
- 5) Перемасштабирование (перенос) скважинных данных на сетку;
- 6) Фациальное и литологическое моделирование;

Построение модели начинается с создания базы данных проекта, включающей априорную геологическую информацию, данные бурения и данные сейсморазведки. Все данные должны быть приведены к единой системе координат и иметь единый уровень начала отсчета глубин и времен [7].

Перед построением собственно цифровой геологической модели выполняется построение концептуальной (принципиальной) геологической модели. Концептуальная модель строится на базе определения фациальных ассоциаций, типичных для той или иной области условий осадконакопления, с учетом тектонического развития района. В карбонатных резервуарах именно концептуальная модель позволяет оценить тренды распространения вторичной пористости.

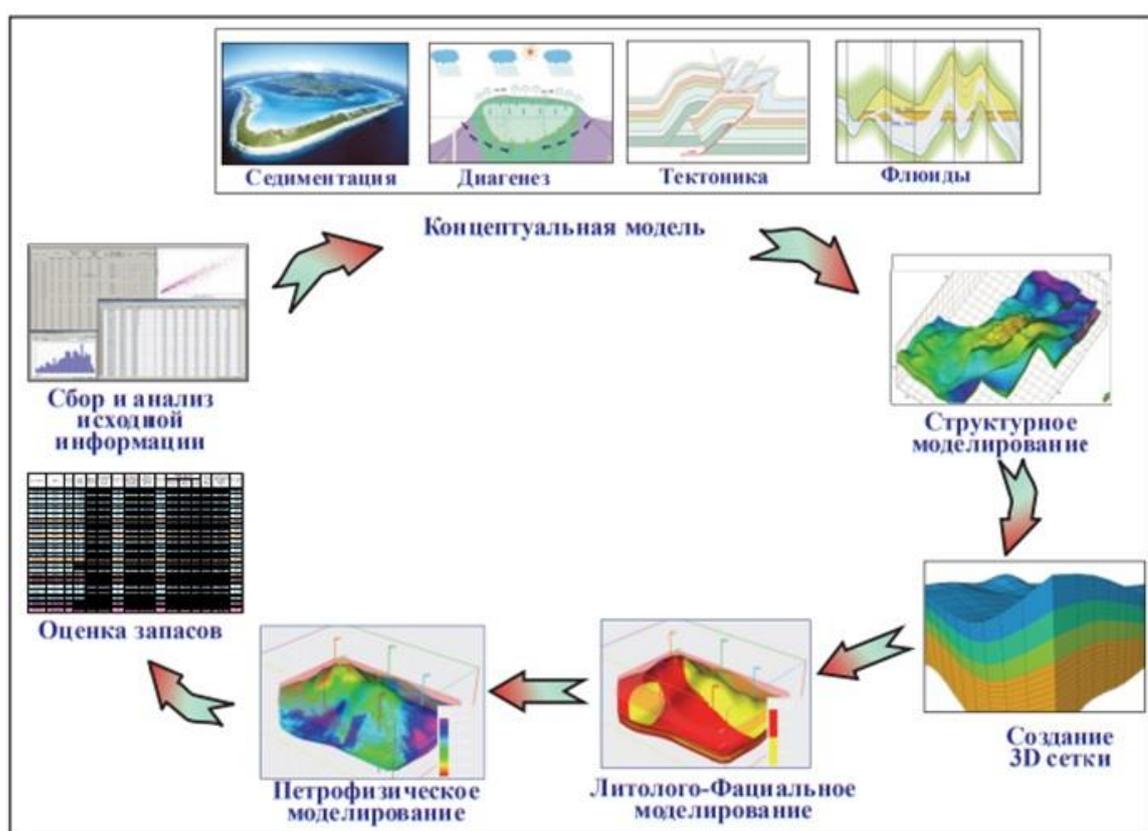


Рисунок 14 Основные этапы создание сейсмогеологической модели полного цикла (Закревский К.Е., Кундин А.С., 2016)

### 3.2 Концептуальная модель

Создание геологической модели начинается с построения модели процессов осадконакопления (концептуальной модели), а также геологического обоснования этой модели. Она описывает и предсказывает геометрию, размеры и распределение типов пород, закономерностей распределения ФЕС в объеме резервуара. Концептуальная модель, используемая в работе, была построена специалистами компании ООО «Газпромнефть-НТЦ».

Исходными данными для построения концептуальной модели являются:

- 1) Региональный обзор осадочных процессов в бассейне Загроса (Saad Z. Jassim and Jeremy C. Goff: *Geology of Iraq*, 2006.);
- 2) Описание керна из скважин BD4 и BD5;
- 3) Петрографические данные;
- 4) Сейсмические данные.

Из исходных данных была взята региональная палеогеографическая карта Альбских отложений (рис. 15), которая показывает:

- Береговая линия простирается с северо-запада на юго-восток.
- Пояса фаций субпараллельны береговой линии Альбского бассейна.
- Исследуемая территория в течение периода осадконакопления принадлежала межшельфовому бассейну (формация Мауддуд), переходящему к бассейну внешнего шельфа (формация Мишриф) с карбонатными отложениями.

Описание керна было выполнено для скважин BD4 и BD5, подробное описание основных характеристик керна с фотографиями приведено в пункте 2.2 Данные скважинных исследований. Можно сказать, лишь о том, что основная информация имеется лишь для блока Мауддуд\_D, то есть только в этом интервале имеется относительное площадное подтверждение выводов фациального анализа. Выводы для других единиц продуктивного интервала месторождения Бадра основаны на законе Вальтера: «фации в осадочном комплексе одинаково заменяют друг друга во всех направлениях (как в вертикальном, так и в латеральном направлении)».

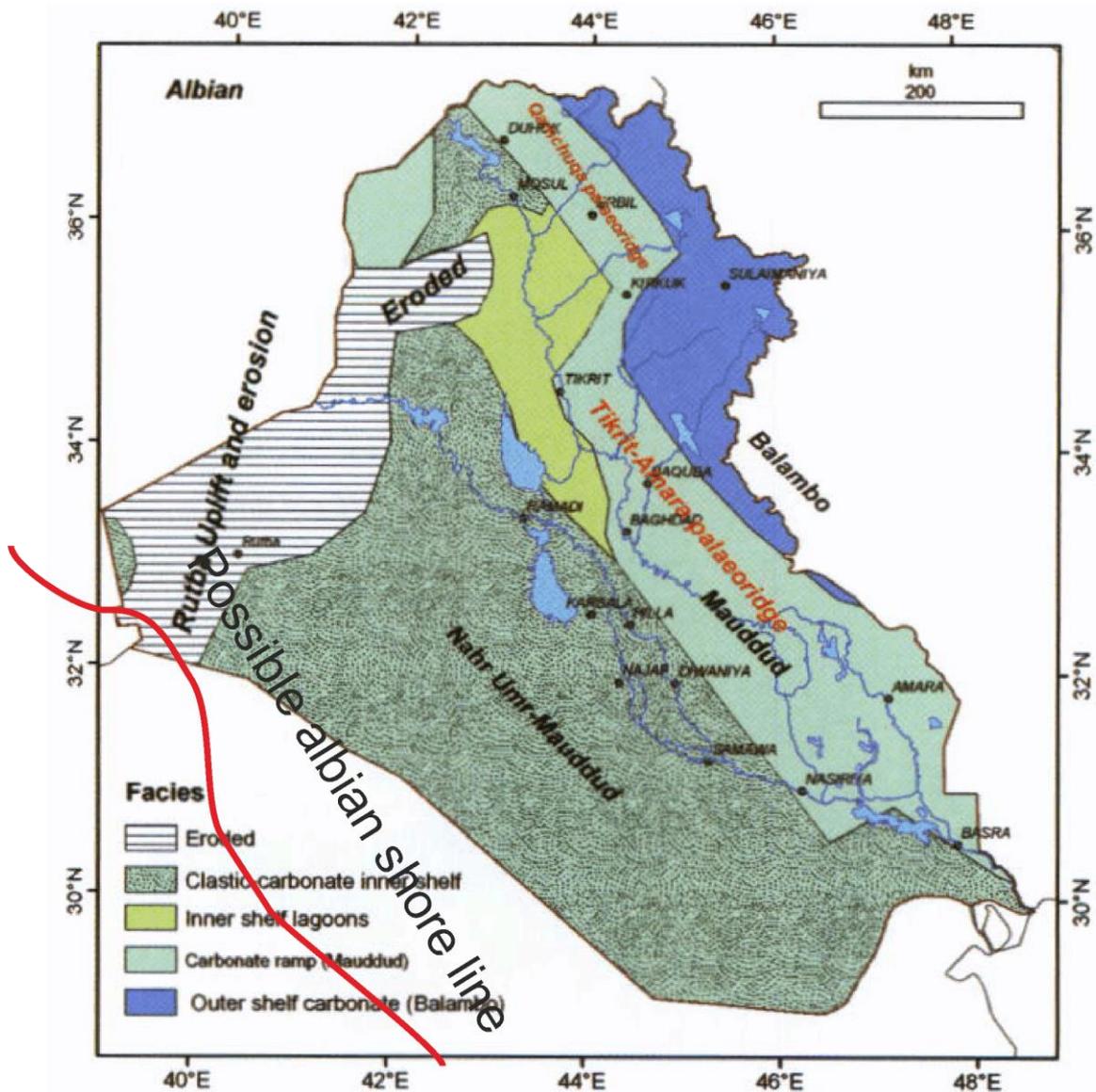


Рисунок 15 Палеогеографическая карта Альбских отложений (красной линией обозначена береговая линия)

Основные выводы о формациях Мауддуд, Румайла и Мишриф (рис. 16):

Формация *Мауддуд* – сложена преимущественно известняками биоморфных фораминиферных биокластов и известняками биоморфно-пелоидно-обломочных пород внутреннего шельфа.

Формация *Румайла* – состоит из планктонных фораминифер и аргиллита с небольшим количеством органического материала, в качестве индикатора глубоководного внутреннего шельфа.

Формация *Мишриф* – комплекс внешнего склона карбонатного рампа, откладывалась в процессе регрессии моря.

Из описания керна было выявлено, что основной составляющей карбонатного рампа являются рудистские постройки. Рудисты имеют правильную ячеистую структуру, благодаря чему их отложения обладают достаточно высокой пористостью.

Рудисты не являются настоящими колониальными организмами, что характерно для рифов, поэтому размеры их построек не превышают 15-20 м. в высоту, многие из них намного меньше, в то время как вертикальная разрешающая способность сейсморазведки составляет 20-30 м., поэтому непосредственный анализ сейсмической записи не позволяет выявить каких-либо тонких тел. Учитывая всю вышеприведенную информацию концептуальная модель месторождения выглядит следующим образом.

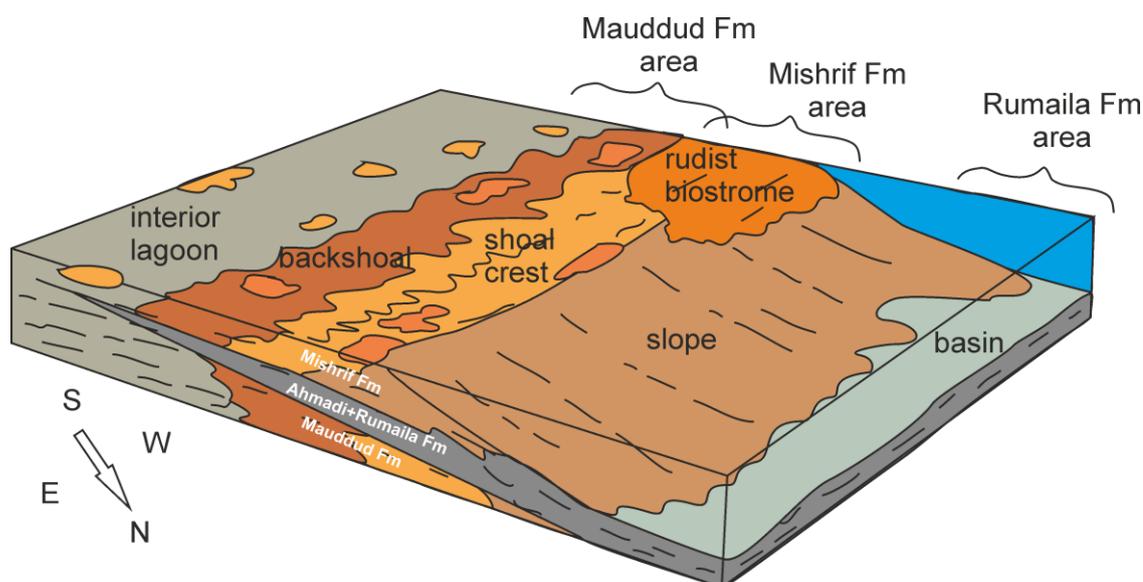


Рисунок 16 Концептуальная модель (ООО «Газпромнефть-НТЦ»)

### 3.3 Структурная интерпретация данных сейсморазведки

Структурная интерпретация является важным и, часто, главным этапом геологической интерпретации данных сейсморазведки МОВ ОГТ 3D, так как все последующие построения наносятся на структурный каркас. Для выполнения структурной интерпретации автором была выбрана следующая последовательность этапов:

- Стратиграфическая привязка сейсмических отражений к геологическому разрезу;
- Трассирование отражающих горизонтов (опорных, затем целевых);
- Выделение и интерпретация основных разрывных нарушений;
- Построение карт изохрон для 9 отражающих горизонтов;

- Расчет карт средних и интервальных скоростей, которые будут использованы для структурного картирования;
- Построение структурных карт для 9 отражающих горизонтов.

Все этапы структурной интерпретации были выполнены автором. Результаты структурной интерпретации использовались для построения сейсмогеологической модели.

### 3.3.1 Стратиграфическая привязка сейсмических отражений

Исходные данные для построения структурного каркаса карбонатного резервуара – стратиграфические разбивки (маркеры) пластов в скважинах, стратиграфические поверхности пластов и плоскости тектонических нарушений по данным сейсморазведки [4].

Стратификация сейсмического горизонта означает его привязку с геологической границей известного возраста и определенного литологического состава контактирующих пород.

Задачей привязки является установление:

- значений времен ( $t_0$ ), соответствующих стратиграфическим границам и пластам изучаемой среды;
- интервалов глубин и относящихся к ним геологических границ, отвечающих за формирование определенных отраженных волн.

При моделировании автором были использованы данные из скважин BD1, BD2, BD4, BD5, P-8.

Одномерные (1D) модели скважин были построены с использованием данных акустического и плотностного каротажей, в скважинах BD1, BD4 и BD 5 для интервалов от Нижнего Фарса до Нахр-Умр. Для скважины BD2 в интервале от Нижнего Фарса до Джериби, а в скважине P-8 в интервале от Нижнего Фарса до Румайла.

Стратиграфическая привязка сейсмических отражений была выполнена с использованием следующих процедур:

- 1) получение коэффициентов отражений (по данным АК и ГТК-II),
- 2) выбор вейвлета (экстрагированный из волнового поля),
- 3) получение синтетических сейсмотрасс и привязка синтетических трасс к сейсмическим данным (рис.17).

После стратификации волнового поля коэффициенты корреляции для скважин BD1, BD5 и P-8 были в пределах 0,67-0,71, для скважин BD2 и BD4 коэффициенты были ниже, в диапазоне от 0,4 до 0,56.

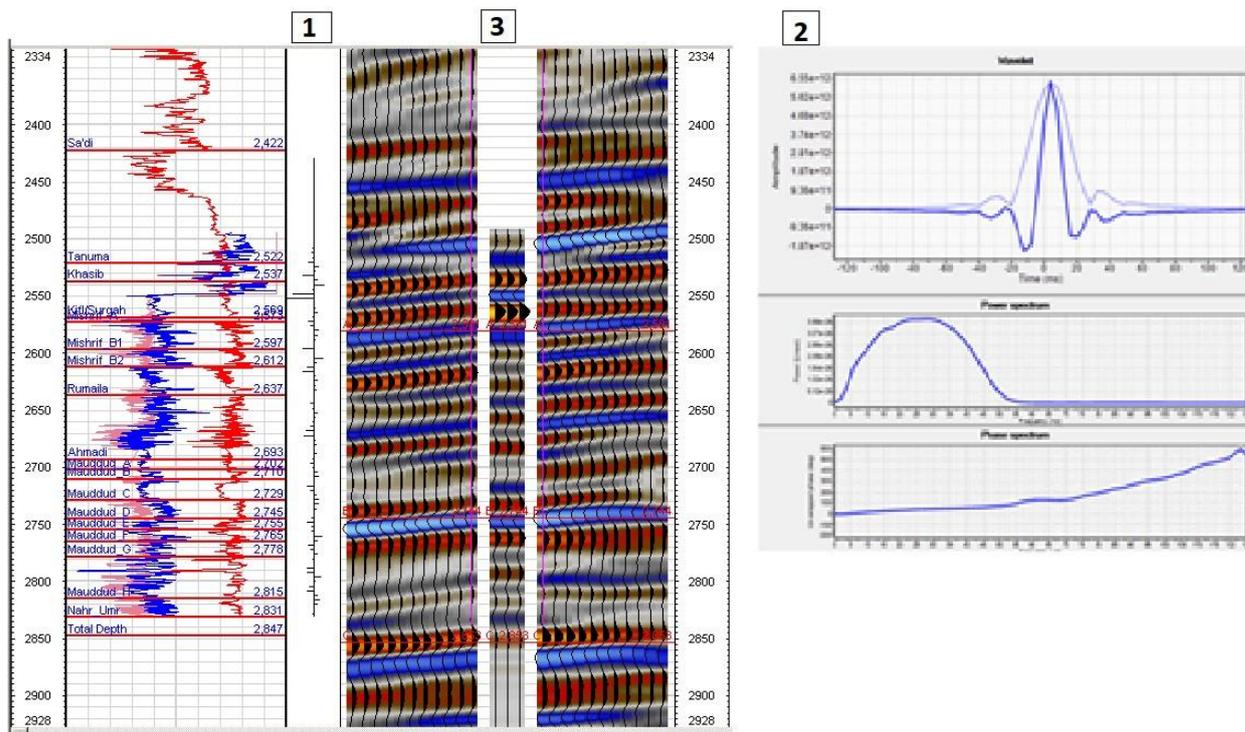


Рисунок 17 Пример привязки скважины BD-4 (слева) и вейвлет (справа), использованный для создания 1D модели в интервале Мауддуд

### 3.3.2 Выделение отражающих горизонтов

После стратификации отражений необходимо выполнить их прослеживание в волновом поле. Корреляция выполняется на основе совокупности признаков сходства, проявляющихся на соседних сейсмических трассах: повторяемости формы колебания, постоянства или плавного изменения интенсивности, закономерного поведения отражающего горизонта по отношению соседним по глубине отражениям. Признаки корреляции могут нарушаться и по геологическим причинам, за счет появления зон деструкций, а также вследствие вариаций толщин пластов внутри отражающей пачки и/или изменений их акустических импедансов из-за литологических и петрофизических изменений. Поэтому первым этапом корреляции является прослеживание опорных отражений, наиболее устойчивых на участке исследований, характеризующих пласты с согласным залеганием границ и устойчивыми по латерали акустическими свойствами.

По результатам выполнения корреляции сейсмических горизонтов рассчитываются карты изохрон. Карты изохрон отображают прежде всего геометрию сейсмических границ. Особое значение этих материалов объясняется тем, что последующие структурные построения являются производными от карт изохрон, наследуя все их ошибки и искажения [4].

В районе исследования первыми были выделены опорные горизонты Нижний Фарс и Джериби. Затем были выделены горизонты Киркук, Шираниш, Мишриф, Румайла, Мауддуд, Нахр-Умр, Зубейр (рис.18). Все горизонты были прослежены на сетке 5 инл. x 10 крл.

Опорный горизонт *Нижний Фарс* в волновом поле выражается положительным пиком (обломочные породы переходят в ангидриты с более высокими значениями плотности). Этот отражающий горизонт устойчив на всей территории, осложненной тектоническими процессами. 90% корреляции этого горизонта проходило в автоматическом режиме.

Горизонт *Джериби* характеризуется отрицательным пиком (переход от ангидритов к доломитам с прослоями ангидритов). Сейсмический сигнал стабилен на всей территории, осложненной тектоническими процессами. 80% корреляции проходило в автоматическом режиме.

Горизонт *Киркук* в волновом поле выражается положительным пиком (переход от известняков к ангидритам). 90% корреляции было выполнено в автоматическом режиме.

Горизонт *Шираниш* выделяется по отрицательному пику (состоит из мергелей и алевролитов). Отражающий горизонт не стабилен по всей территории исследуемой области, лишь 50% корреляции было выполнено в автоматическом режиме.

Горизонт *Мишриф* выделен по отрицательному пику. Амплитуда сейсмического сигнала нестабильна по всей территории, 50% корреляции проходило в автоматическом режиме.

Горизонт *Румайла* выражается положительным пиком (переход от биогермных известняков к глинистым известнякам). Интенсивность сейсмического сигнала сильно варьирует по площади, в зоне тектонических нарушений происходит сильное ослабление. 50% корреляции проходило в автоматическом режиме.

Горизонт *Мауддуд* выделен по отрицательному пику. Глинистые известняки Румайла сменяются доломитизированными известняками Мауддуд. Амплитуда сейсмического сигнала значительно уменьшается в зоне тектонической фрагментации к юго-востоку от скважины ВД1. 80% корреляции проходило в автоматическом режиме.

Горизонт *Нахр-Умр* выделен по отрицательному пику (переход от известняков Мауддуд к глинистым отложениям Нахр-Умр). Нахр-Умр является контрастной акустической границей. Сейсмический сигнал стабилен и постоянен на всей территории. 90% корреляции происходило в автоматическом режиме.

Горизонт *Зубейр* в волновом поле выражается положительным пиком (переход от глинистых осадков Нахр-Умр к доломитам Зубейр). Зубейр – контрастная акустическая граница. Сейсмический сигнал стабилен на всей территории, его амплитуда колеблется лишь в зоне тектонической фрагментации. 90% корреляции проходило в автоматическом режиме.

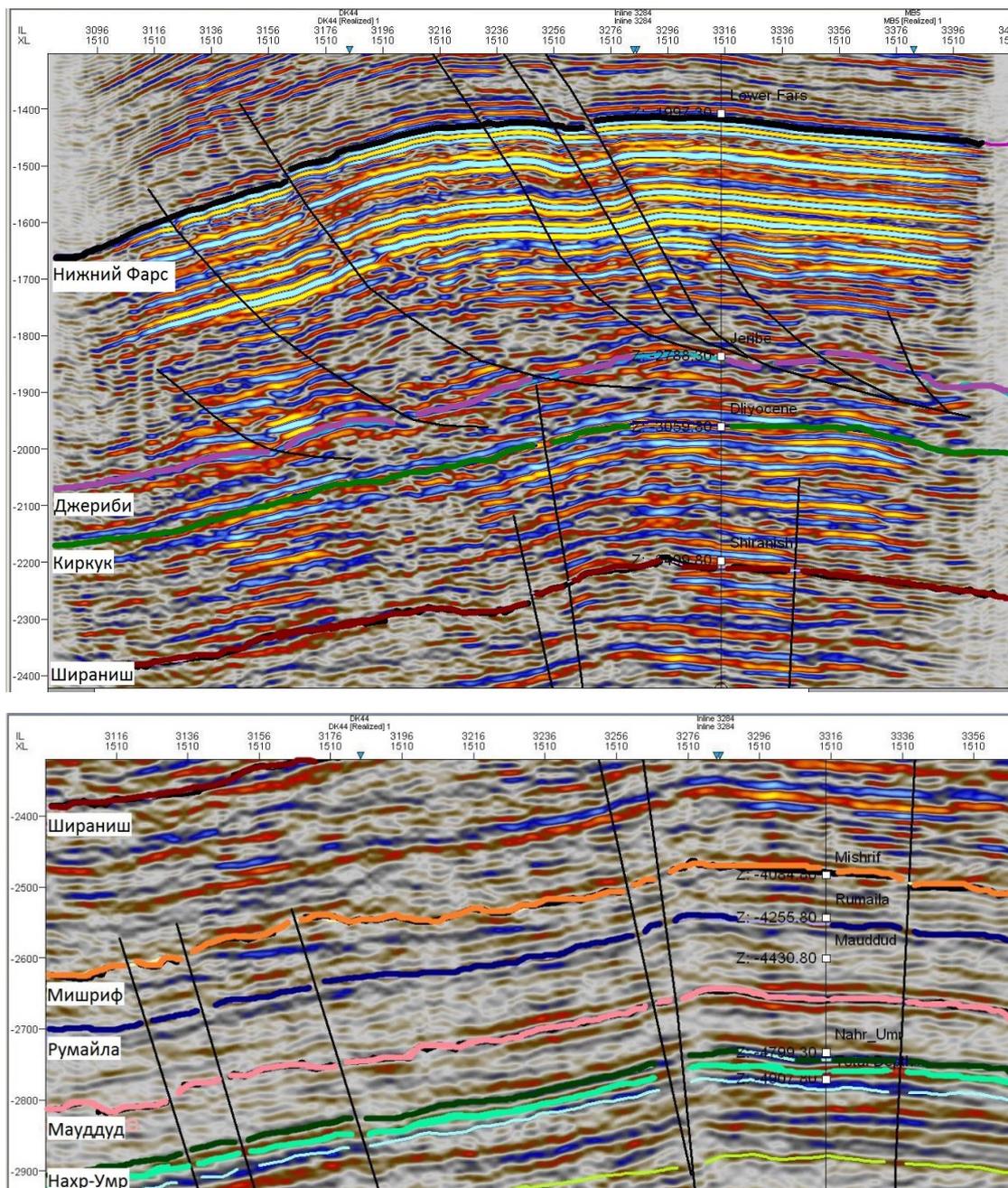


Рисунок 18 Фрагменты разреза с выделенными интервалами Нижний Фарс – Шираниш (сверху), и Шираниш –Нахр-Умр (снизу)

### 3.3.3 Выделение тектонических нарушений

Обнаружение и прослеживание тектонических нарушений в геологической среде – очень важный элемент интерпретации сейсмических данных и построения геологической модели. С одной стороны, дизъюнктивная тектоника определяет основные черты строения разреза и условия формирования месторождения. С другой стороны, эту тектонику трудно исследовать только по скважинным данным. Благодаря сейсмическим данным возможно выделять разрывные нарушения не только вблизи скважин, но и в межскважинном пространстве.

На сейсмических данных при наличии в разрезе сбросов, взбросов, надвигов и других нарушений на разрезах появляются характерные особенности записи – разрыв сплошности фаз (его называют нарушением оси синфазности), значительное затухание амплитуды без разрыва сплошности фазы, появление сходных по форме отраженных волн с заметным сдвигом по времени. На основе материалов 3D используют временные и глубинные сейсмические разрезы, карты градиентов (углов наклона), горизонтальные сечения куба когерентности, седиментационные слайсы, разрезы и кубы классификаций, а также спектрально-временные атрибуты, особенно для малоамплитудных тектонических нарушений. Точность и надежность выделения разломов существенно выше по разрезам и срезам куба глубинной миграции. Процесс корреляции отражений и картирования тектонических нарушений – процесс циклический: уточняя корреляцию горизонтов, уточняется положение тектонических нарушений и наоборот.

Современные программные пакеты позволяют провести корреляцию горизонтов в автоматическом режиме на основе вычислений степени подобия трасс в определенном окне с учетом сдвига трасс относительно друг друга [7].

Отслеживание разломов осуществлялось параллельно с корреляцией горизонтов путем фиксации их положения по инлайнам и кросслайнам. Картирование разломов в районе исследования, в дополнение к визуальной оценке вертикальных разрезов, проводилось с использованием различных атрибутов волнового поля, связанных с регулярностью сейсмических отражений.

Для картирования систем разломов были выполнены следующие процедуры (рис.19):

- 1) Выделялись плоскости сместителей разрывных нарушений на временных разрезах;

2) Далее разрывные нарушения выделялись с использованием горизонтальных и погоризонтных срезов кубов сейсмических данных, а также кубов когерентности (мера подобия сейсмических трасс между собой).

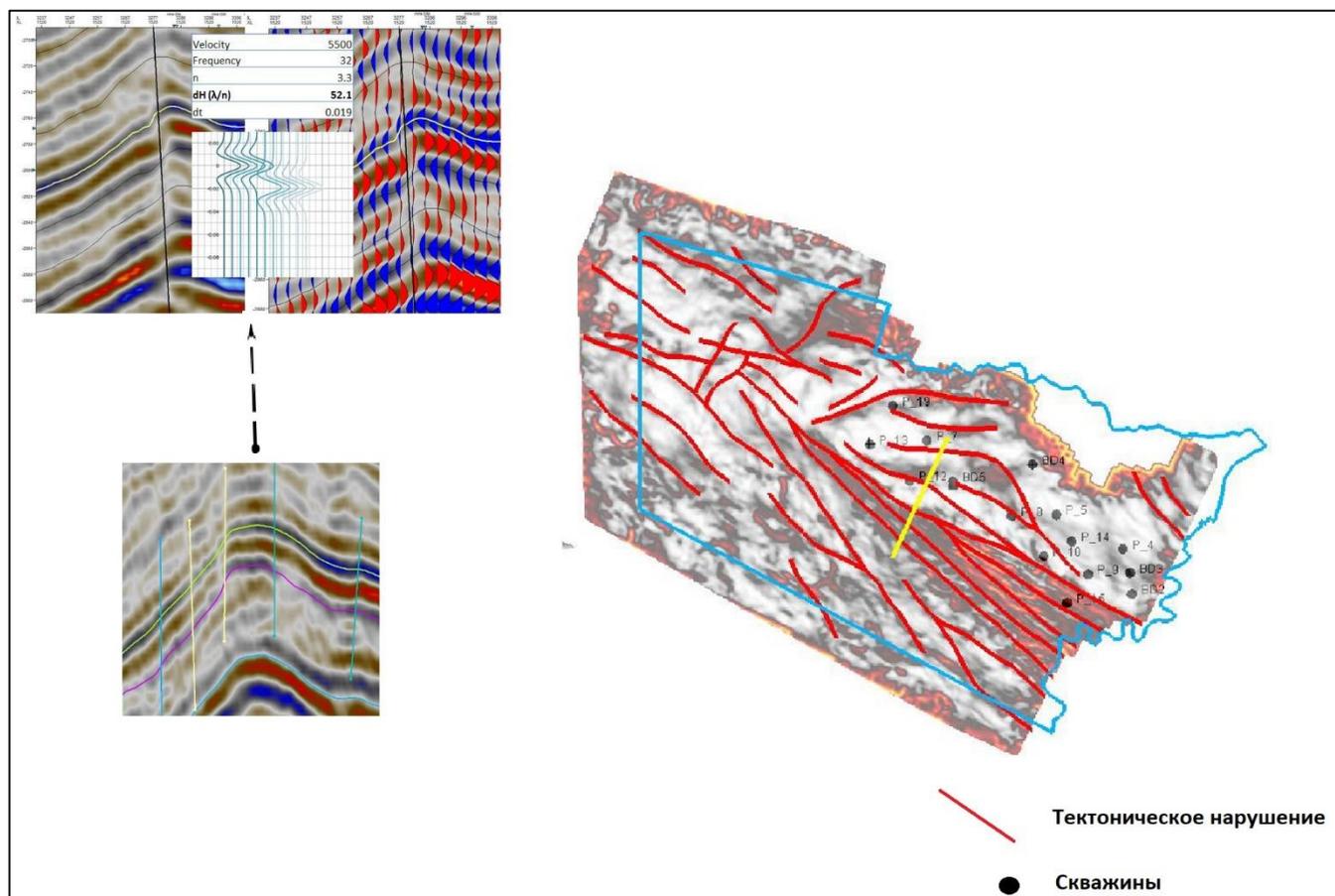


Рисунок 19 Пример трассирования разломов по волновому полю (слева) и среза куба когерентности (справа)

### 3.3.4 Построение структурных карт

Структурные построения выполняются с целью определения особенностей рельефа поверхности коллекторов и уточнения планового положения контуров залежей. Границы, по которым строятся структурные карты, должны отображать наиболее существенные черты геологического строения всей площади или наиболее важных ее участков.

Главной задачей на этапе структурных построений, является наиболее точный и надежный прогноз глубин залегания той или иной границы в межскважинном пространстве. Для структурных построений необходимы скоростные модели среды. Основной информацией о скоростной характеристике разреза являются данные ВСП и

АК. В общем случае структурные карты строятся путем перемножения значений карт изохрон на значения скоростей, полученных из скоростной модели среды.

Входные данные для структурного картирования в районе Бафра были следующие скоррелированные сейсмические горизонты: Нижний Фарс, Джериби, Киркук, Шираниш, Мишриф, Румайла, Мауддуд, Нахр-Умр, Зубейр. Кроме того, использовались интервальные и средние скорости, определенные по данным ВСП скважины BD1 и по данным акустического каротажа, записанным в скважинах BD1 и BD2.

Техника построения структурных карт была следующей (рис.20):

Данные ВСП скважины BD1 и акустический каротаж из скважины BD2 были использованы для расчета зависимости средней скорости от времени для этих двух скважин. Полученные зависимости были интерполированы для создания карт средней скорости для опорных горизонтов Нижний Фарс и Джериби. Затем были составлены структурные карты для вышеупомянутых горизонтов.

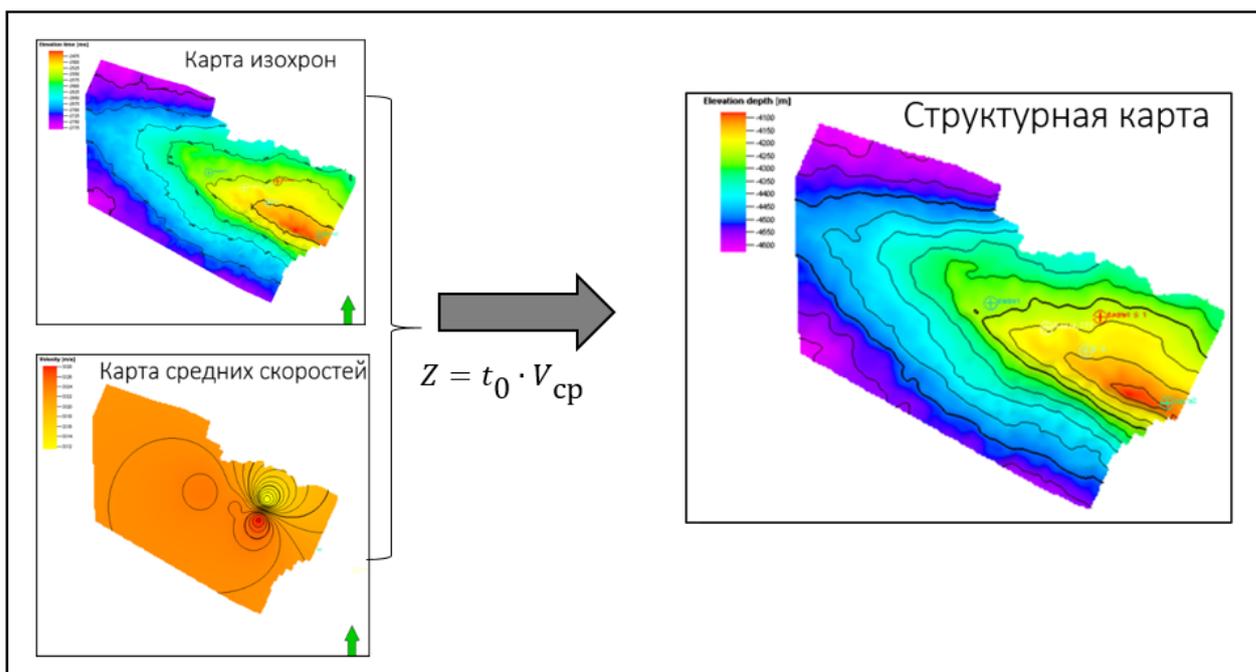


Рисунок 20 Процесс построения структурной карты по горизонту Джериби

При построении других структурных поверхностей использовались постоянные интервальные скорости, полученные из данных ВСП и каротажных диаграмм скважины BD1. Таким образом, карта толщины для интервала Джериби-Киркук была построена на основе временной карты толщины между горизонтами Джериби и Киркук и на основе интервальной скорости, полученной из данных ВСП того же интервала.

Суммирование структурной карты горизонта Джериби и карты толщин интервала Джериби-Киркук дают структурную карту поверхности Киркука. Тот же способ был использован для создания структурных карт горизонтов Шираниш, Мишриф и Румайла.

Интервальные скорости, полученные по данным акустического каротажа, использовались для построения структурных карт горизонтов Мауддуд\_D, Нахр-Умр и Зубейр.

### 3.4 Динамическая интерпретация данных сейсморазведки

Динамическую интерпретацию сейсмических данных можно условно разделить на качественную и количественную интерпретацию. Важны и качественные, и количественные методы интерпретации, так как они решают разные задачи, и на разных этапах интерпретации. Часто качественные методы предшествуют количественной интерпретации, позволяя выполнить ее более точно.

В ходе динамического анализа используются различные атрибуты сейсмической записи. Сейсмический атрибут подразумевает под собой всю информацию, которую можно получить из сейсмических данных прямыми измерениями, логическим или опытным путями [5]. Иными словами, атрибут - это определяемое по волновому полю значение, характеризующее какое-либо свойство колебаний. Исходя из физических соображений в качестве атрибутов чаще всего используют параметры, характеризующие интенсивность отраженных колебаний - амплитуду и энергию.

Динамическая интерпретация включает:

- Расчёт и анализ карт сейсмических атрибутов;
- Сейсмическая инверсия;
- Прогнозирование перспективных интервалов разреза (построение карты распределения коллекторских свойств).

Автором лично была выполнена динамическая интерпретация, а именно: атрибутный анализ (амплитудный, спектральный) и инверсия волнового поля.

#### 3.4.1 Атрибутный анализ

После выполнения структурной интерпретации был проведен стандартный атрибутный анализ с целью идентификации свойств целевого интервала. Анализ

атрибутов выполнялся для интервала Мауддуд – Нахр-Умр (исследовался пласт, кровлей которого является отражающий горизонт Мауддуд, а подошвой – Нахр-Умр).

Для атрибутивного анализа были использованы следующие атрибуты:

- **Амплитудный анализ** - изучение распределения амплитуд внутри целевых комплексов. Амплитуда сейсмического поля зависит от двух параметров - изменения коэффициента отражения на кровле горизонта, а также мощности тонких слоев, что вызывает интерференцию волн от кровли и подошвы пласта. При построении амплитудных карт использовались встроенные алгоритмы программного комплекса Petrel, они позволяют сделать срезы по кровле, подошве, а также внутри интересующего интервала. В результате были построены карты максимальных, минимальных и среднеквадратичных амплитуд, однако самой информативной является карта минимальных амплитуд, подробное описание представлено в пункте 4.2 Результаты динамической интерпретации;

- **Спектральный анализ** - изучение частотных характеристик сейсмической записи. Спектральная декомпозиция (разложение) - это разложение волнового поля на отдельные частотные составляющие (гармоники). Метод спектральной декомпозиции представляет собой инструмент для картирования геологических тел, вызывающих интерференцию волн, когда их размер меньше сейсмического разрешения. В результате спектрального анализа были построены амплитудно-частотные срезы для набора гармоник. Самым информативным является срез для гармоники 15 Гц. Также была построена RGB-карта, которая позволила выделить разуплотненные разности.

Помимо стандартного атрибутивного анализа была выполнена акустическая инверсия.

#### 3.4.2 Акустическая инверсия

Под акустической инверсией принято понимать решение обратной динамической сейсмической задачи, заключающейся в восстановлении распределения упругих параметров горных пород по регистрируемому волновому полю. Инверсия – это преобразование обычного сейсмического куба в куб акустического импеданса с использованием группы алгоритмов.

Первым шагом выполнения акустической инверсии является петрофизическое обоснование использования результатов инверсии (выполняется на основе скважинных данных).

Алгоритм петрофизического обоснования следующий:

- Вычисление акустического импеданса (AI) в скважинах (путем перемножения скоростей Р-волн на плотность);
- Фильтр низких частот (Low-pass filter – фильтрация низких частот) – преобразование акустического импеданса в частотный диапазон сейсмических данных;
- Разделение акустического импеданса интервала Мауддуд на характерные значения для резервуаров и не резервуаров;
- Построение гистограммы распределения акустического импеданса – отдельно по коллектору и не коллектору (для всех блоков формации Мауддуд).

В общем случае разделение коллектора/неколлектора в области акустического импеданса приемлемо для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств по результатам инверсии. Коллекторы в основном характеризуются низкими значениями акустического импеданса – существует достаточно четкая связь коллектора с низкими значениями акустического импеданса (для данных каротажа) (рис. 21).

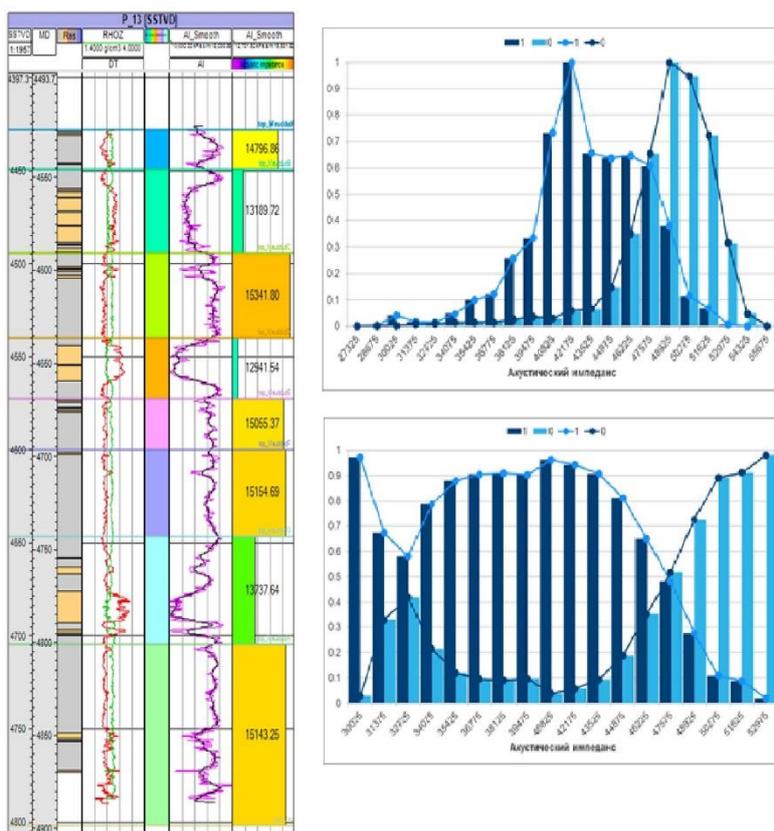


Рисунок 21 Подготовка данных для петрофизического обоснования (слева) и разделение коллектора/ не коллектора по акустическому импедансу (справа).

После петрофизического обоснования использования результатов акустической инверсии следует непосредственно выполнение самой инверсии.

Акустическая инверсия представлена следующими процедурами:

1) Анализ формы вейвлета – расчет фильтра в смешанной фазовой модели, которая обеспечивает наилучшую корреляцию синтетических трасс с реальными сейсмическими трассами вблизи скважины (рассчитанными для последовательности коэффициентов отражения, оцениваемых по скважинным данным) Таким образом алгоритм инверсии уверенно определяет физически значимые параметры горных пород, полностью используя информацию, содержащуюся в сейсмических данных.

2) Построение исходной геоакустической модели. Построение низкочастотной исходной модели путем интерполяции в межскважинном пространстве на основе геометрии сейсмических горизонтов. Создается структурный каркас трехмерной псевдомодели, который точно определяет геометрию отражателя и характер залегания. Структурный каркас используется в качестве ориентира для введения в межскважинное пространство низкочастотных трендов акустических параметров, получаемых из скважины.

3) Фильтрация низких частот исходной модели – модель, связанная с плавным изменением тренда акустических свойств.

4) Акустическая инверсия – основанная на алгоритме «Model Based Inversion» – вычисление серии кривых псевдоакустического импеданса путем деления исходной модели на блоки (равные частоте дискретизации входного временного сейсмического куба). С использованием блоковой модели и извлеченного сейсмического вейвлета рассчитаны синтетические трассы, которые были сопоставлены с реальными сейсмическими трассами. За счет коррекции амплитуды и толщины блоков достигается максимальная корреляция между сейсмическими и реальными данными. Эта процедура должна выполняться для каждой сейсмической трассы, количество блоков и средняя толщина должны оставаться постоянными.

Параметры, используемые для алгоритма акустической инверсии:

- а) Интервал исследования от горизонта Мауддуд до Нахр-Умр;
- б) Средний размер блока 4 мс (равен частоте дискретизации);
- в) Процент белого шума – 5%.

Решение задачи инверсии волнового поля выполнялось итерационно, причем исходным приближением служила входная геоакустическая модель, полученная путем интерполяции и экстраполяции скважинных данных (акустического импеданса) отдельных скважин на всю площадь.

5) Контроль качества результатов инверсии выполнялся путем изучения графиков зависимости акустического импеданса полученного в результате инверсии и импедансом в скважинах, вычисление коэффициентов корреляции.

## 4 РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

### 4.1 Результаты структурной интерпретации

В результате структурной интерпретации было выделено 9 отражающих сейсмических горизонтов (жирным выделены опорные) (рис.22):

- **Нижний Фарс (неоген, миоцен)**
- **Джериби (неоген, миоцен)**
- Киркук (палеоген, олигоцен)
- Шираниш (верхний мел, кампан)
- Мишриф (верхний мел, турон)
- Румайла (верхний мел, турон)
- Мауддуд (верхний мел, сеноман)
- Нахр-Умр (нижний мел, альб)
- Зубейр (нижний мел, баррем)

Результаты идентификации разломов позволяют выделить две системы тектонических нарушений, разделяющих верхнюю часть волнового поля (до горизонта Киркук) и нижнюю часть от Киркука до Зубейр. В целом ориентация разломов как верхней, так и нижней части с юго-востока на северо-запад.

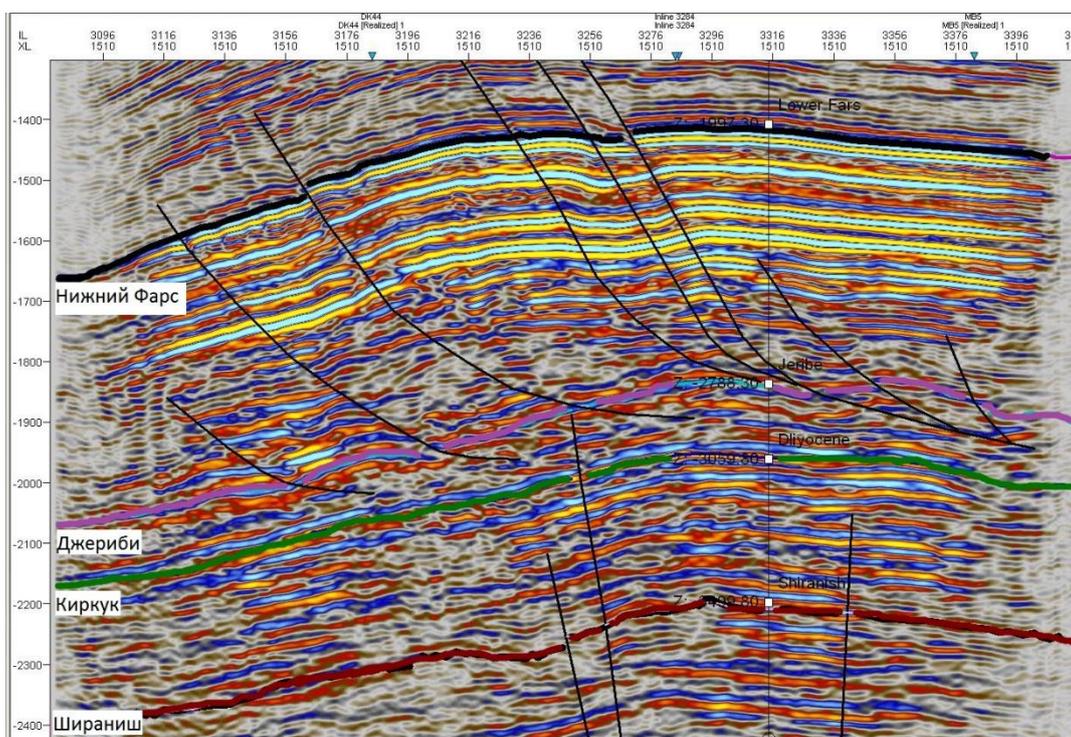


Рисунок 22 Разломы верхней части структуры Бадра

Система верхних разломов, осложняющих кровлю горизонта Нижнего Фарса уменьшается по направлению к горизонту Джериби, у кровли которого амплитуда смещений почти отсутствует. Величины разломов нижней части незначительны.

Ниже горизонта Киркук площадь разделена основным взбросом на две части. Южная часть блока более осложнена тектоническими нарушениями, в отличие от практически неизменной северной части. Различие в тектонической фрагментации обусловлено различной активностью двух блоков месторождения, более активной субдукцией южной части (принадлежащей к Аравийской плите), под менее подвижный северной блок – непосредственно горный Загрос (рис.23).

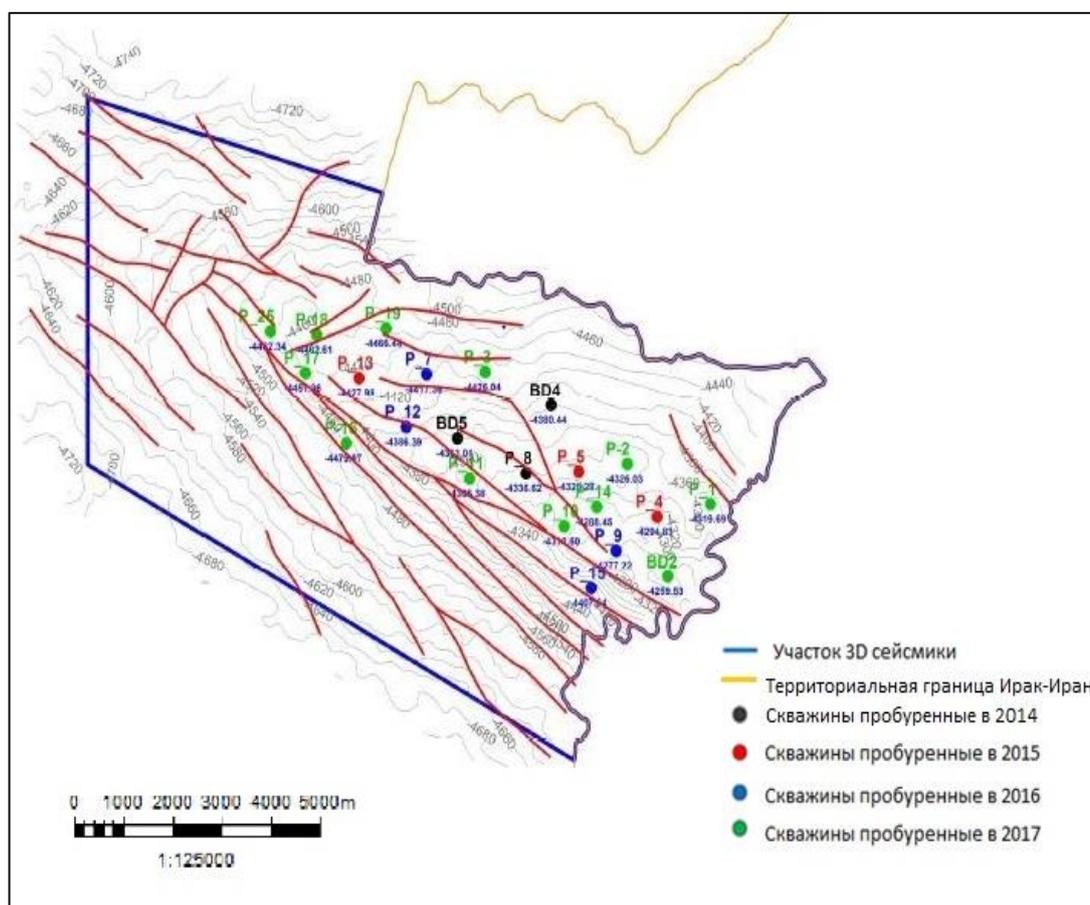


Рисунок 23 Карта тектонических нарушений в пределах месторождения Бадра

В результате структурной интерпретации были построены структурные карты по следующим отражающим горизонтам (перечислить) На рисунках ниже приведены структурные карты поверхностей Нижний Фарс, Джериби, Мауддуд, Нахр-Умр.

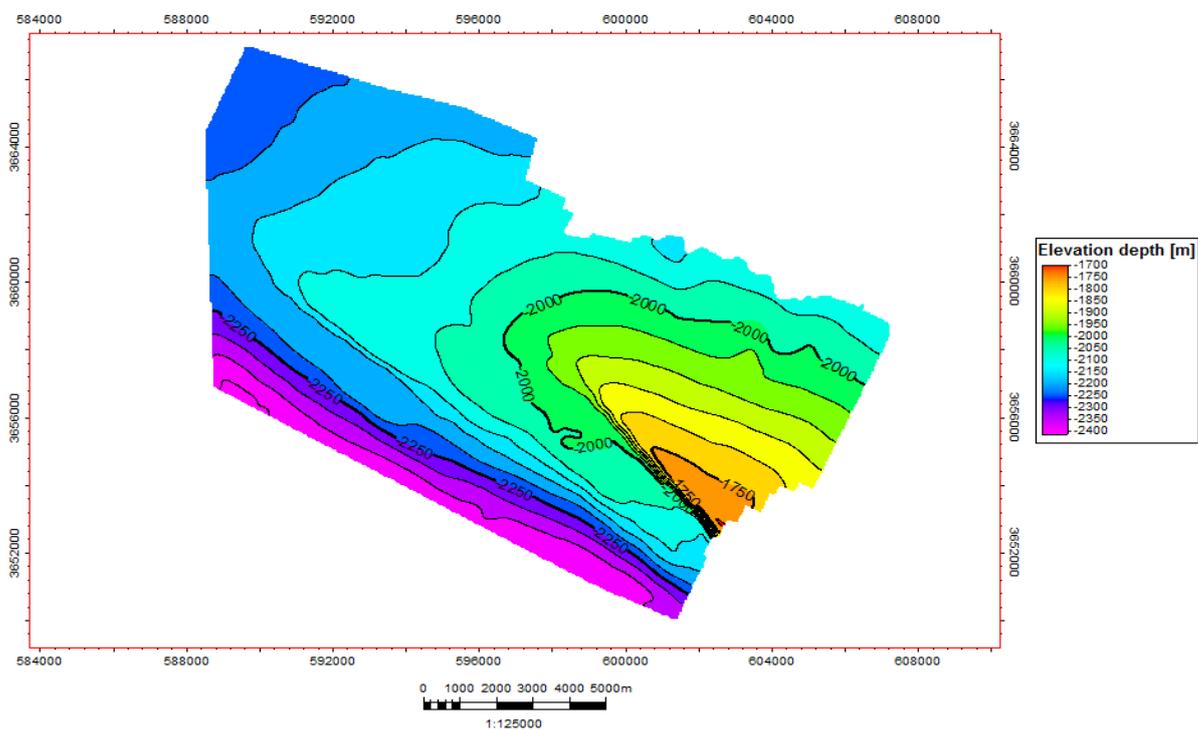


Рисунок 24 Структурная карта горизонта Нижний Фарс

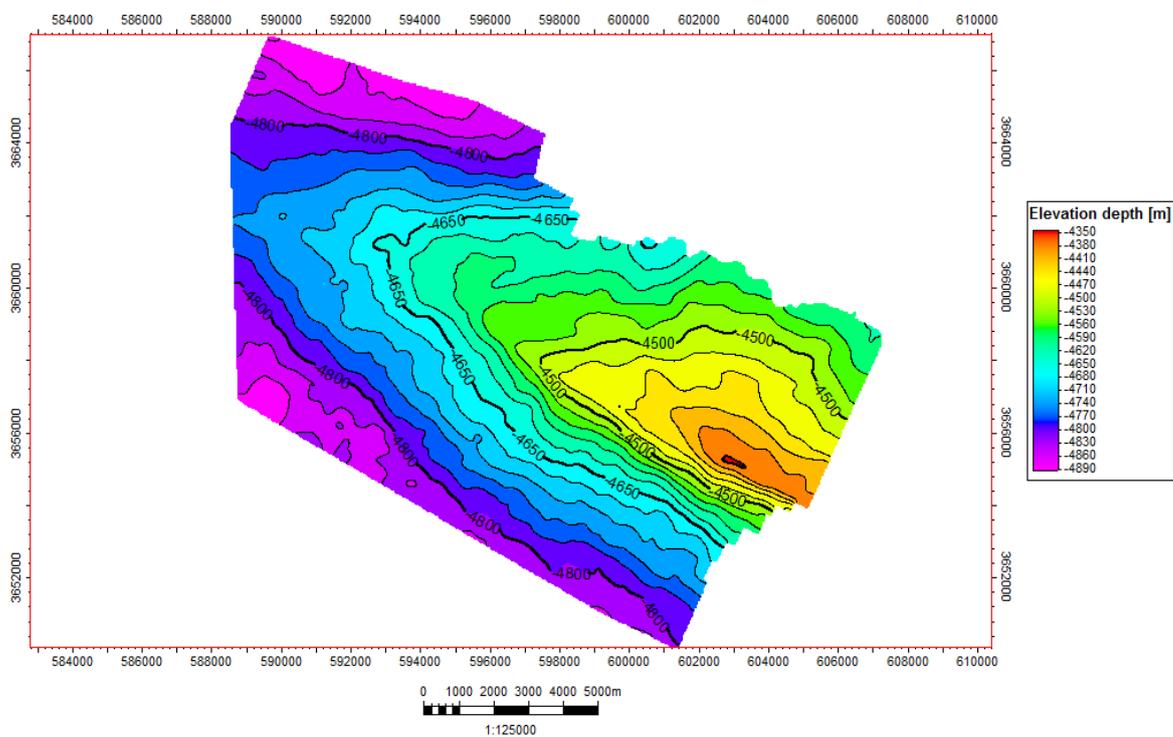


Рисунок 25 Структурная карта горизонта Джериби

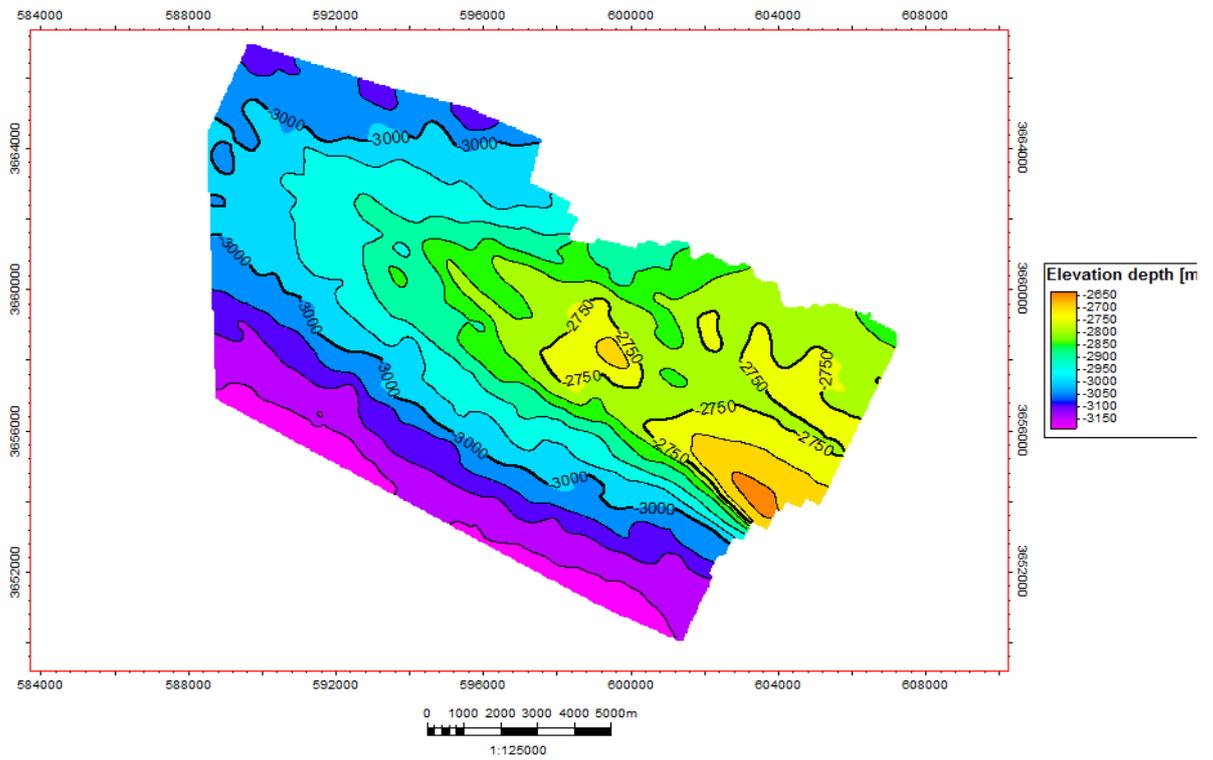


Рисунок 26 Структурная карта горизонта Мауддуд

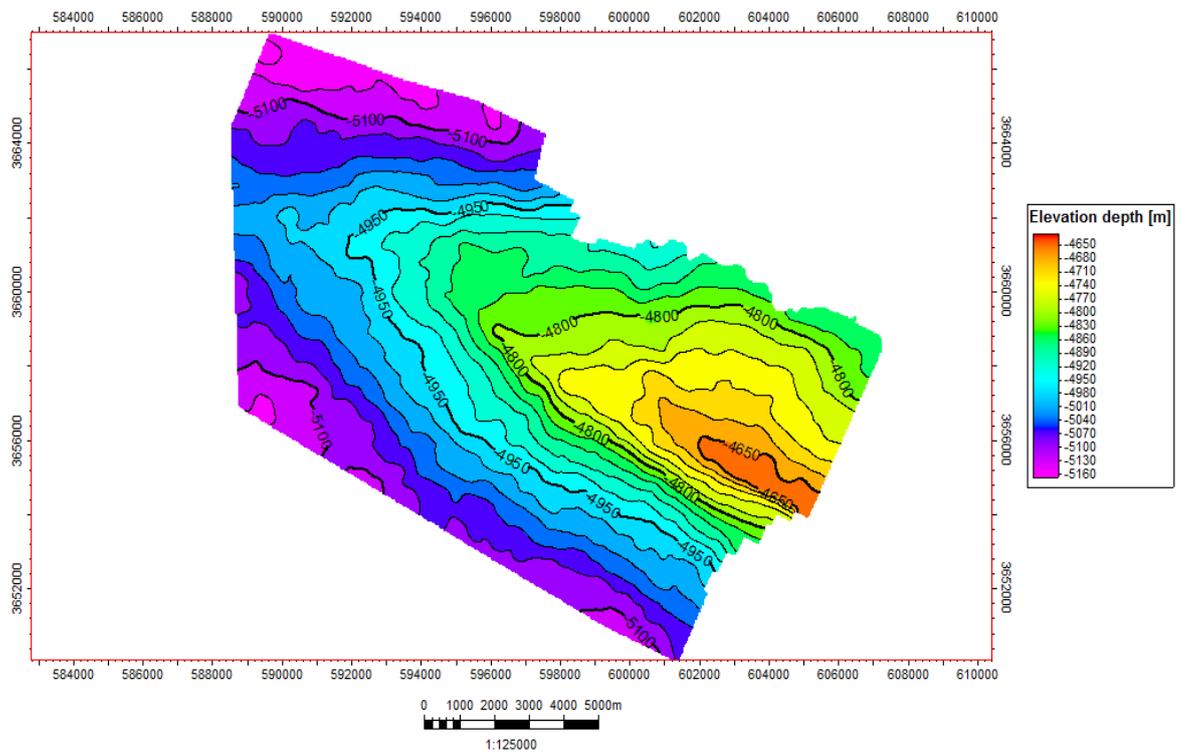


Рисунок 27 Структурная карта горизонта Нахр-Умр

В результате анализа структурных карт было установлено, что несмотря на некоторые различия структурных карт основным элементом на всех структурных поверхностях является узкая ассиметричная антиклиналь, которая ориентирована с северо-запада на юго-восток. Северо-западный фланг более пологий, в то время как юго-восточный – более крутой, фланги разделены основным разломом, находящимся в своде антиклинали. Шарнир антиклинали смещается с глубиной на юго-восток. Длина структуры в пределах продуктивного интервала Мауддуд – Нахр-Умр около 19 км, ширина варьирует от 4 до 8 км. Свод антиклинали находится на уровне -4250 м.

#### 4.2 Результаты динамической интерпретации

Согласно априорным данным наиболее перспективным интервалом с наибольшей эффективной мощностью (до 31,0 м.) являются интервалы Мауддуд\_D и Мауддуд\_E, поэтому в данном пункте приведены результаты динамической интерпретации для этих интервалов.

В интервале Мауддуд\_D и Мауддуд\_E наблюдаются интенсивные амплитудные аномалии в волновом поле – возможные наиболее перспективные объекты, которые связаны с зоной наибольшей трещиноватости (разуплотненные разности) (рис.28). Между амплитудными характеристиками и эффективной мощностью пласта присутствует линейная зависимость, то есть, в области минимальных значений амплитуд сигнала наблюдаются максимальные значения эффективной мощности по скважинным данным.

Наиболее проницаемые зоны по скважинным данным, также выделяются на амплитудно-частотных срезах по Мауддуд\_D, они присутствуют в области максимальных значений амплитуды гармоника 15 Гц (рис.29).

Кроме того, на карте цветового смешивания, построенной для частот 15 (R), 25(G), 35 (B) Гц, выделяются зоны разуплотнения, охарактеризованные аномальными значениями по всем спектральным каналам (рис.30).

Как было сказано ранее (см. пункт 3.4.2), по данным ГИС коллекторы выделяются низкими значениями акустического импеданса. Эта зависимость была использована для выделения коллекторов по данным сейсмической инверсии. Ниже приведена карта распределения акустического импеданса в блоке Мауддуд\_D (рис.31).

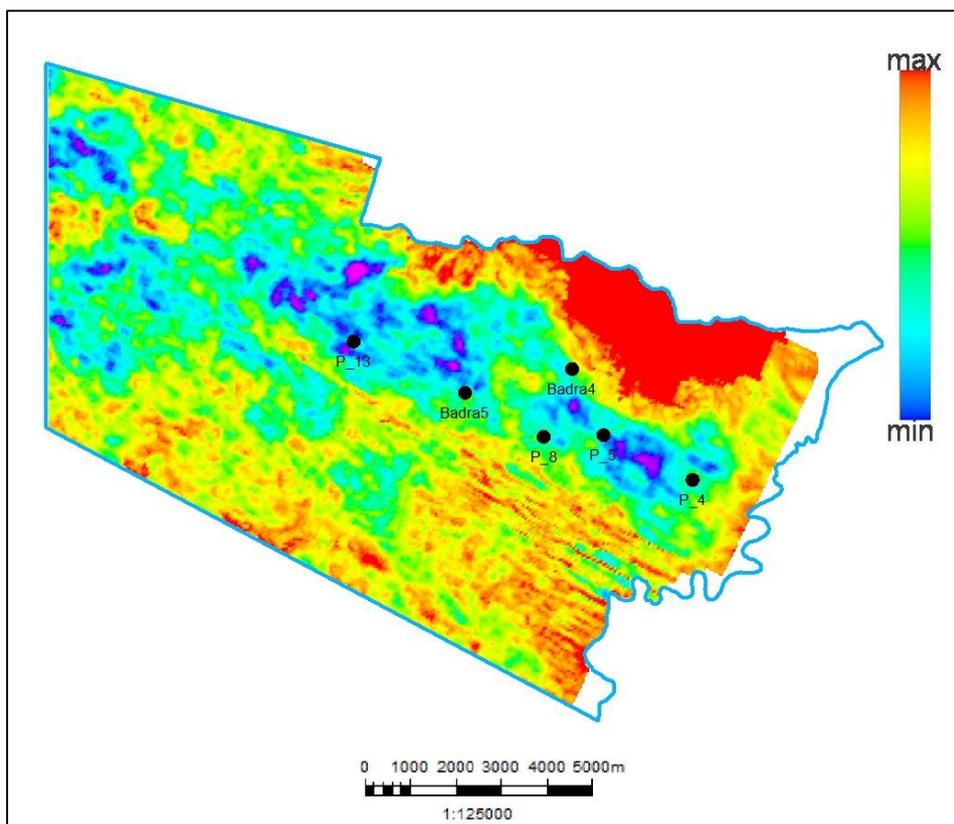


Рисунок 28 Карта минимальных амплитуд по кровле Мауддуд\_D

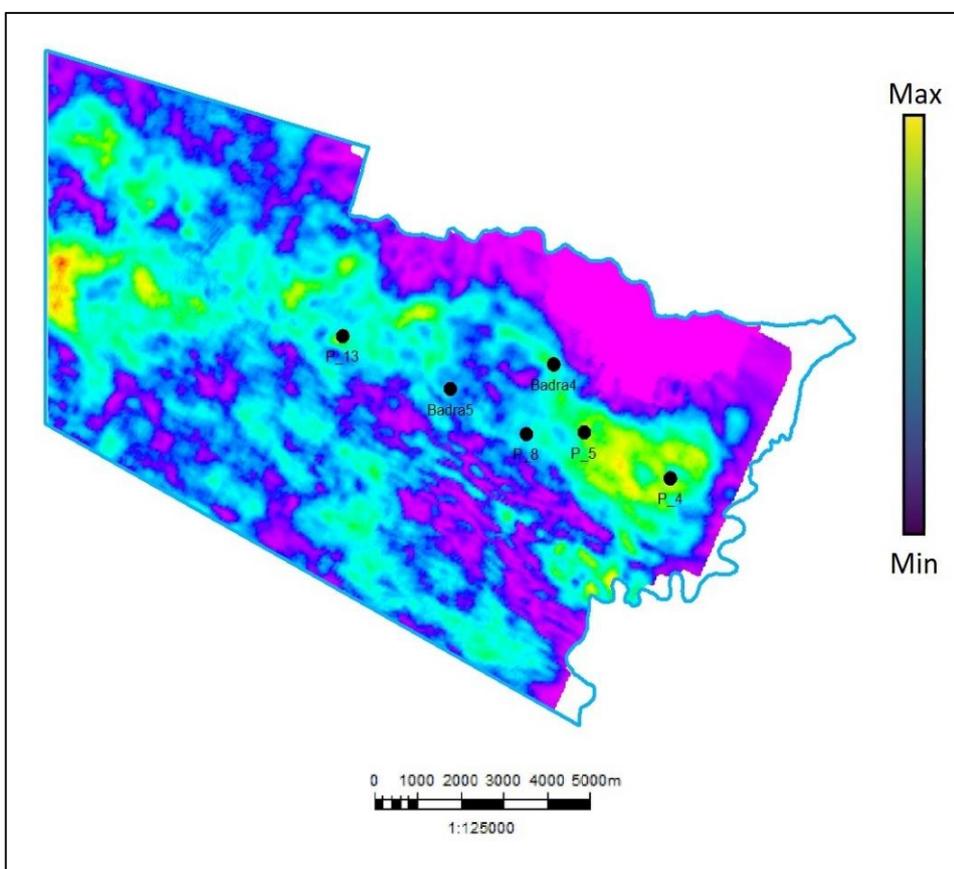


Рисунок 29 Амплитудно-частотный срез по блоку Мауддуд\_D для гармоника

15 Гц

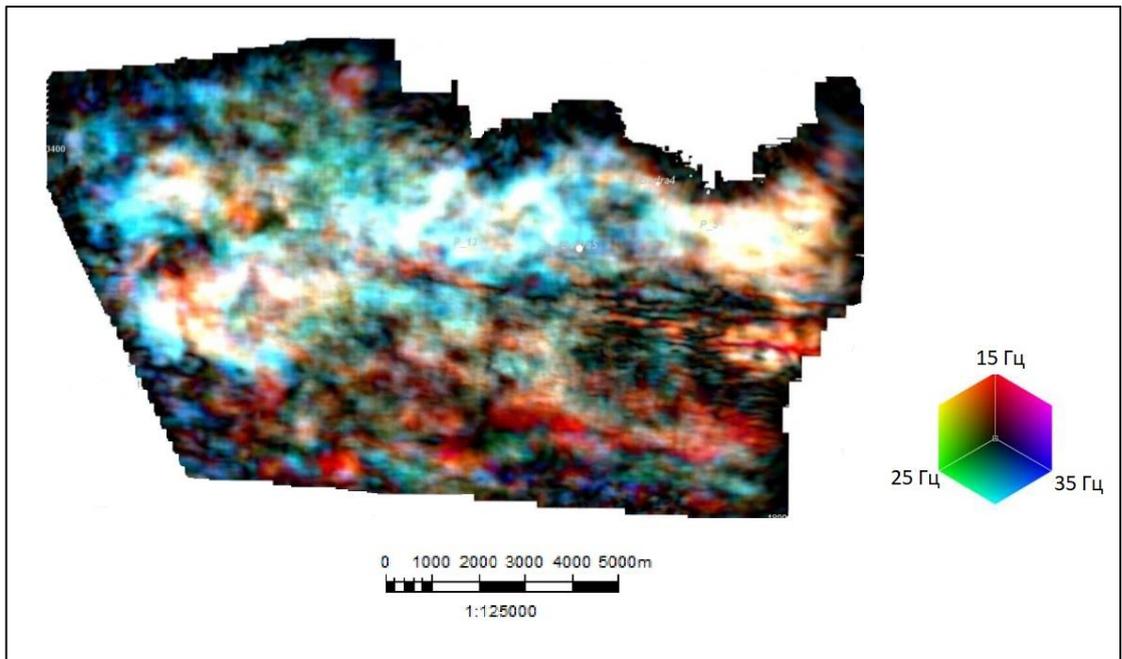


Рисунок 30 RGB-карта для блока Мауддуд\_D

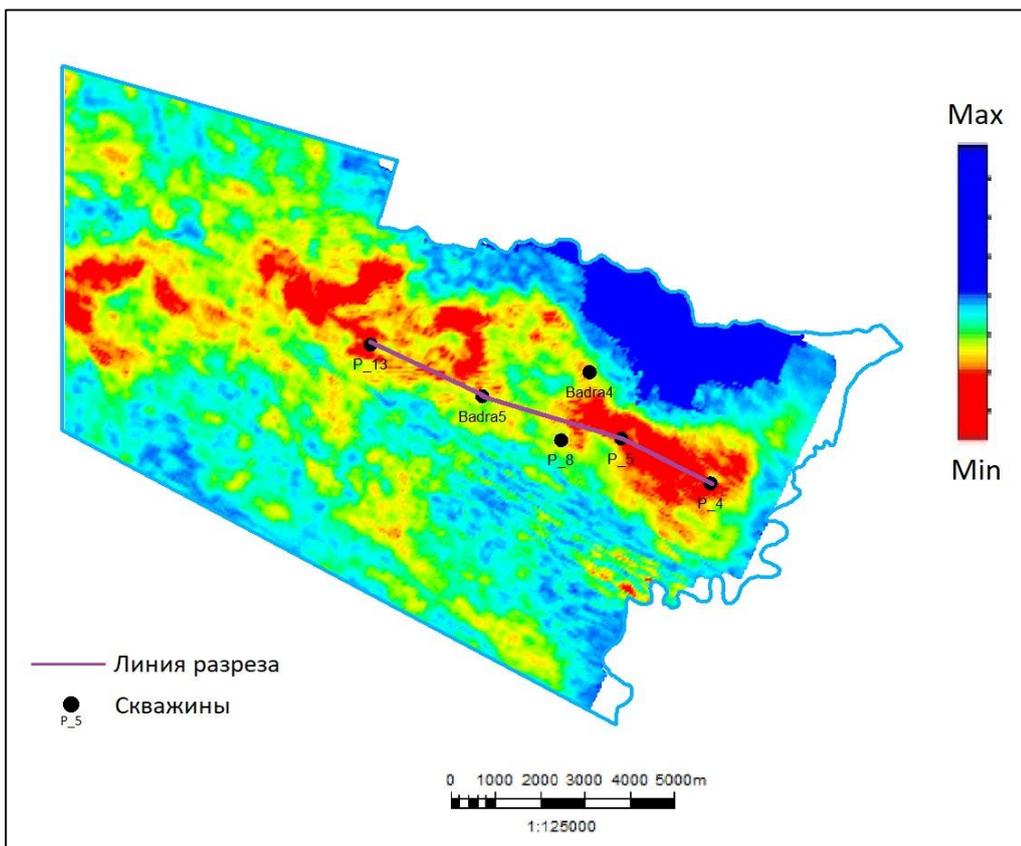


Рисунок 31 Карта распределения акустического импеданса по блоку Мауддуд\_D

Коллектор приурочен к низким значениям акустического импеданса, что позволяет по совокупности признаков (амплитудные и спектральные аномалии) характеризовать эту область как перспективную для развития коллектора. На рисунке 35 представлен фрагмент разреза куба акустического импеданса.

После анализа всех представленных структурных и динамических карт была выделена перспективная область, и построен разрез акустического импеданса по скважинам (P\_13, BD-5, P\_5, P\_4), пересекающий эту зону (рис.32).

В результате анализа данного разреза интервал Мауддуд\_D представляет собой область с наиболее высокими коллекторскими свойствами, значения определены по данным исследования скважин (пористость 1-21% и проницаемость 0,01-180 мД.).

Гистограмма значений акустического импеданса позволяет разделить зоны коллекторов, от зон, в которых присутствуют уплотненные породы.

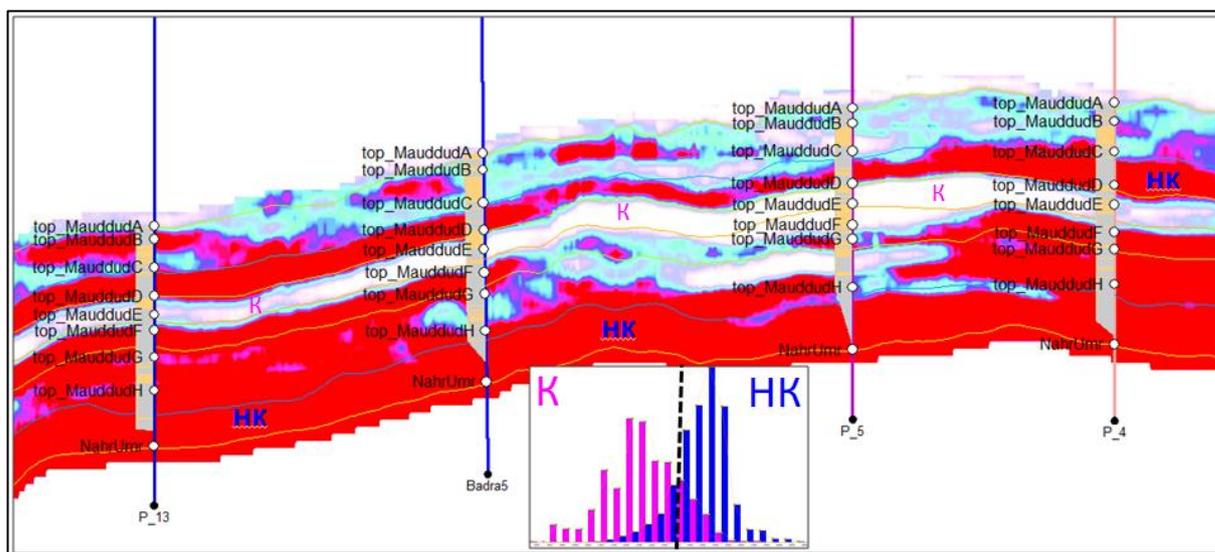


Рисунок 32 Фрагмент разреза куба акустического импеданса, проходящий через скважины P\_13, BD-5, P\_5, P\_4 (сверху), и гистограмма разделения коллектор/неколлектор в поле акустического импеданса (снизу)

По данным, полученным из карт акустического импеданса, в интервале Мауддуд – Нахр-Умр автором была построена карта распределения коллекторских свойств (коллектор/неколлектор).

*Примечание:* данная карта построена, однако в связи с пандемией коронавирусной инфекции предоставить карту невозможно (ввиду отсутствия доступа в ООО «Газпромнефть – НТЦ»).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Провинция Загрос расположена на северной и северо-восточной окраинах Аравийской плиты, её площадь около 500 тысяч км<sup>2</sup>. Исследуемое месторождение расположено в пределах Месопотамского прогиба. Основным коллектором в юго-восточной части провинции Загрос является формация Мауддуд мелового возраста.

В работе использованы данные сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 3D, выполненные в 2011 г. В качестве входных данных для интерпретации был использован куб данных глубинной миграции до суммирования.

Комплексная интерпретация состоит из:

- Структурной интерпретации;
- Динамической интерпретации;
- Обобщение результатов интерпретации в сейсмогеологическую модель.

В результате комплексной интерпретации сейсмических данных МОВ ОГТ 3D и скважинных данных построена сейсмогеологическая модель продуктивного карбонатного комплекса на примере месторождения на территории складчато-надвигового пояса Загрос.

### ***1. Результаты структурной интерпретации:***

- построены структурные карты для опорных горизонтов: Нижний Фарс, Джериби, для целевых горизонтов: Киркук, Шираниш, Мишриф, Румайла, Мауддуд, Зубейр. В результате анализа структурных карт на всех поверхностях была выделена ассиметричная узкая антиклиналь, которая ориентирована с северо-запада на юго-восток. Северо-западный фланг антиклинали является более пологим, в отличие от крутонаклоненного юго-восточного фланга. Длина структуры в пределах продуктивного интервала Мауддуд – Нахр-Умр составляет 19 км, ширина от 4 до 8 км.

- выделены ***зоны тектонической фрагментации***. Разломы в пределах антиклинальной области имеют ориентацию юго-восток – северо-запад. Юго-восточная зона структуры связана с областью наибольшей трещиноватости, она отделена от северо-западной части структуры основным разломом.

### ***2. Результаты динамической интерпретации в интервале Мауддуд:***

- Построены карты динамических атрибутов сейсмической записи (карты минимальных амплитуд, спектральные карты).

- Построена карта распределения акустического импеданса по площади по результатам инверсии.

- Построена карта коллектор/неколлектор по результатам акустической инверсии.

3. *Сейсмогеологическая модель*, представленная совокупностью карт, позволяет выделить особенности геологического строения и сделать прогноз распределения коллекторских свойств в продуктивном интервале Мауддуд.

Так повышенные значения эффективной мощности в скважинах коррелируют с аномальными значениями минимальных амплитуд. Спектральные аномалии также подтверждают наличие разуплотненных зон в центральной части площади.

В свою очередь по результатам акустической инверсии было установлено, что коллекторы характеризуются низкими значениями акустического импеданса. По картам распределения акустического импеданса можно сделать вывод, что наиболее перспективной областью по совокупности признаков (амплитудные, спектральные аномалии и низкие значения акустического импеданса) является юго-восточная часть площади, в пределах которой находится свод антиклинальной структуры, и она приурочена к зоне высокой тектонической фрагментации.



Джанбулатова Ксения Ильмировна

15.05.2020 г.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. /Ампилов Ю.П. – М.: СПЕКТР, 2008. – 384 с.
2. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Основы обработки и интерпретации данных сейсморазведки. – Екатеринбург: УГГГА, 2001. – 193 с.
3. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. – М.: ООО «Белый Ветер», 2016. — 404 с.
4. Кирилов А.С., Закревский К.Е. Практикум по сейсмической интерпретации в PETREL. –М.: Издательство МАИ-ПРИНТ, 2014. – 288 с.
5. Нежданов, А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: курс лекций / А. А. Нежданов. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 171 с.
6. Разин А.В., Меркулов В.П., Чернов С.А. Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа. – Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2004. – 322 с.
7. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья// ФБУ «ГКЗ», Москва 2014 г.
8. ООО «Совгеоинфо» Геологическое строение, нефтегазоносность и состояние нефтегазовой промышленности в южной и центральной частях Западной Пустыни. 2009.
9. Alan, W., 1969, The crush zone of the Iranian Zagros mountains, and its implications: Geological Magazine, v. 106, p. 385-394.
10. Alavi, M., 1994, Tectonics of the Zagros orogenic belt of Iran; new data and interpretations: Tectonophysics, v. 229, p. 211-238.
11. Alavi, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold thrust belt of Iran and its proforeland evolution: American Journal of Science, v. 304, p. 1-20.
12. Agard, P., Omrani, J., Jolivet, L., Mouthereau, F., 2005, Convergence history across Zagros, Iran; constraints from collision
13. Bordenave, M.L., 2003, Gas prospective areas in the Zagros domain of Iran and the gulf [Accessed 12-17-06].
14. Bordenave M.T., Burwood R. Source rock distribution and migration in the Zagros orogenic belt. - In: Durand B., Behar F. (eds.). Advances in Organic Geochemistry, Part 1, pp.369- 387, 1990.

15. Hessami, K., 2002. Tectonic history and present-day deformation in the Zagros fold-thrust belt. // *Acta Universitatis Upsaliensis. Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology* 700.
16. Ibrahim M.W. - Petroleum Geology of Southern Iraq. - AAPG Bulletin, v. 67, pp. 97-130, 1983.
17. Saad Z. Jassim and Jeremy C. Goff. Geology of Iraq // Dolin – Prague – 344 p. 2006.