

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

Хамитова Меруерт Ерлановна

Комплексная интерпретация ГИС и 3D сейсморазведки на месторождениях  
Мангистауской области

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Специальность 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных  
ископаемых

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой Геофизики  
доктор геол.-минер. наук, профессор



Абетов А.Е.

“ ” \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

На тему: "Комплексная интерпретация ГИС и 3D сейсморазведки на  
месторождениях Мангистауской области"

по специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных  
ископаемых

Выполнил

Хамитова Меруерт Ерлановна

Научный руководитель



Доктор PhD  
Умирова Г.К.

“ ” \_\_\_\_\_ 2020 г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой Геофизики  
Доктор геол.-минерал. наук, профессор

 Абетов А.Е.  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

**На выполнение дипломной работы**

Обучающейся Хамитовой М.Е.

Тема: "Комплексная интерпретация ГИС и 3D сейсморазведки на месторождениях Мангистауской области"

Утверждена приказом Ректора Университета №762-б от “27” января 2020 г.

Срок сдачи законченной работы “ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 г.

Исходные данные к дипломной работе: были отобраны во время прохождения преддипломной практики.

Краткое содержание дипломной работы:

а) современное состояние изученности района работ (геолого-геофизическая изученность, общие сведения о месторождении, тектоника, стратиграфия, нефтегазональность);

б) методика проведения ГИС и 3D сейсморазведки;

в) обработка и интерпретация данных ГИС и 3D сейсморазведки;

Перечень графического материала: представлены 21 слайд презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г., Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Х.Х. Тектоническое развитие и нефтегазональность Южно-Торгайского бассейна. Монография. Алматы. НИЦ «Ғылым», 2004.





Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003.

**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы


Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геолого-геофизическая характеристика месторождений. Нефтегазоносность		
Методика и объемы проектируемых сейсморазведочных и ГИС исследований		
Обработка сейсмических материалов и ГИС диаграмм		
Комплексная интерпретация ГИС диаграмм и сейсмических материалов		

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты	Дата подписания	Подпись
Геолого-геофизическая характеристика месторождений. Нефтегазоносность	Г.К. Умирова Доктор PhD		
Методика и объемы проектируемых сейсморазведочных и ГИС исследований	Г.К. Умирова Доктор PhD		
Комплексная интерпретация ГИС диаграмм и сейсмических материалов	Г.К. Умирова Доктор PhD		
Нормоконтролер	Элиакбар М.М. Тьютор		

Научный руководитель

 - Умирова Г.К.

Задание принял к исполнению обучающийся



Хамитова М.Е.

Дата

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 г.

## АНДАТПА

**дипломдық жұмысқа “Маңғыстау облысындағы кен орындарды ҰҒЗ мен 3D сейсмобарлау арқылы кешенді талдау”**

Бұл жұмыс кіріспеден, 5 тараудан, қорытындыдан, пайдаланылған әдебиеттер тізімінен және қосымшалардан тұрады.

Дипломдық жұмыс 3D сейсмобарлау, бұрғылау және ҰҒЗ кешенді деректер негізінде Шалва және Жалғаной кен орындарындағы геологиялық құрылысты нақтылау үшін жүргізілді. Зерттеу ауданы Маңғыстау облысы, Маңғыстау ауданында орналасқан. Дипломдық жұмыстың негізгі бөлімінде кен орындарының геологиялық-геофизикалық зерттелуі, стратиграфиясы, тектоника және мұнай-газдылығының келешегі қарастырылады. Шалва және Жалғаной кен орындарының ұсынылған деректері бойынша талдау жасай отырып, 3D сейсмобарлауды пайдаланудың орындылығына негіз болған. Ол кен орынды жете зерделеудің геологиялық құрылымын нақтылау және геологиялық модель құру үшін жүргізілді.

Қорытынды тараулар ҰҒЗ және сейсмобарлау, сейсмикалық деректерді өңдеу және түсіндіру жұмыстарын жүргізу әдістемелеріне арналған. Қойылған мақсаттар бойынша келесі нәтижелер ұсынылып, 3D модельдеудің артықшылықтары көрсетілді.

## **АННОТАЦИЯ**

**к дипломной работе на тему "Комплексная интерпретация ГИС и 3D сейсморазведки на месторождениях Мангистауской области"**

Работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списком использованной литературы и приложений.

Данная работа была проведена для уточнения геологического строения на месторождениях Шалва и Жалганой, на основе комплексных данных 3D сейсморазведки, бурения и ГИС. Район исследований расположен в Мангистауском районе, Магистауской области. В основной части дипломной работы рассматривается геолого-геофизическая изученность месторождений, стратиграфия, тектоника и перспективность нефтегазоносности. Впоследствии, проведя анализ по представленным данным месторождений Шалва и Жалганой, которые стали обоснованием для целесообразности использования 3D сейсморазведки. Она проводилась для уточнения геологического строения доизучения площади и построение геологической модели.

Заключительные главы посвящены методике проведения работ ГИС и сейсморазведки, обработки сейсмических данных и интерпретации. Представлены результаты по выполненным задачам и показаны преимущества 3D моделирования.

## **ABSTRACT**

**to the diploma work** “Complex interpretation of Well Logging and 3D seismic survey at the deposits of Mangystau region”

The work consists of introduction, 5 chapters, conclusion, list of used literature and applications.

This work was carried out to clarify the geological structure of the Shalva and Zhalganoy fields, based on complex 3D seismic data, drilling and GIS. The research area is located in Mangistau district, Mangistau region. The main part of the thesis deals with the geological and geophysical study of deposits, stratigraphy, tectonics and prospects for oil and gas. Later, after analyzing the data provided by the Shalva and Zhalganoy fields, which became the basis for the feasibility of using 3D seismic exploration. It was carried out to clarify the geological structure of the area and to build a geological model.

The final chapters are devoted to the methods of conducting GIS and seismic exploration, processing of seismic data and interpretation. The results of the completed tasks are presented and the advantages of 3D modeling are shown.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Современное состояние изученности района работ	10
1.1 Геолого-геофизическая изученность месторождений Шалва и Жалганой	10
1.2 Общие сведения о месторождении	11
1.3 Обоснование работ на основе сейсморазведочных работ	12
1.4 Геофизические исследования скважин	15
1.5 Моделирование	19
2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения	23
2.1 Стратиграфия	23
2.2. Тектоника района работ	28
2.3 Нефтегазоносность исследуемого района работ	34
2.4 Петрографическая характеристика продуктивных горизонтов	37
3 Методика проведения полевых работ на месторождениях Мангистауской области	39
3.1 Методика проведения 3D сейсморазведки	39
3.1.1 Методика полевых работ	39
3.1.2 Обработка материалов 3D сейсморазведки	41
3.2 Методика проведения геофизических исследований скважин	41
3.2.1 Геолого-технические условия проведения ГИС	41
4 Обработка и интерпретация материала	45
4.1 Методика выделения коллекторов и оценки их свойств.	45
4.2 Определение коэффициента глинистости	47
4.3 Определение коэффициента пористости	48
4.4 Определение коэффициента нефтегазонасыщенности	48
5 Результаты проведенных работ по данным ГИС и 3D сейсморазведки	50
5.1 Перспективность контрактной территории.	50
5.2 По данным ГИС определены перспективные горизонты и их коллекторские свойства.	52
5.3 Моделирование данных ГИС и 3D сейсморазведки	54
Заключение	57
Список использованной литературы.	58



## ВВЕДЕНИЕ

Геофизические методы позволяют получать необходимые сведения о разрезах скважин при высокоэффективном способе бурения без отбора керна. Следует отметить, что роль геофизических исследований скважин в общем комплексе геолого-геофизических работ непрерывно увеличивается.

Появление современных систем трехмерного моделирования, является огромным шагом в геологической отрасли, для изучения структуры, осадконакопления и наблюдением процессов при разработке месторождений. Основой для интерпретации данных, является моделирование на базе данных ГИС и 3D сейсморазведки

Объектами изучения являются месторождения Шалва и Жалганой, которые находятся в Мангистауском районе, Мангистауской области.

Целью данной работы является уточнение геологического строения на месторождениях Шалва и Жалганой, на основе комплексных данных 3D сейсморазведки, бурения и ГИС с целью подготовки этих месторождений к глубокому бурению.

Для достижения поставленной цели, были решены несколько геолого-геофизических задач:

- Исследование и уточнение особенностей геологического строения месторождений Шалва и Жалганой на основе данных 3D сейсморазведки
- Построение глубинных разрезов и структурных карт выделенных отражающих горизонтов;
- Анализ обработки сейсморазведки 3D и информации ГИС, необходимой для создания достоверной цифровой геологической модели;
- Построение 3D модели структуры, литологии и коллекторских свойств (пористость, нефтенасыщенность) природных резервуаров месторождений Шалва и Жалганой;

В результате обработки и интерпретации сейсмических данных получены временные и глубинные разрезы, по которым были проведены уточнения особенностей геологических строений данных месторождений по опорным отражающим горизонтам.

## **1 Современное состояние изученности района работ**

### **1.1 Геолого-геофизическая изученность месторождений Шалва и Жалганой**

Степень изученности района работ, позволяет определить целесообразность проведения следующих этапов для исследования данной территории или продолжения разработки месторождения. Для оцененных месторождений должны быть выделены общие масштабы, выявлены перспективные участки для обоснования последовательности разведки и последующей обработки данной территории, а так же промышленная ценность. В 1951 году Н.А. Калини подготовил план по поисково-буровым работам на территории Мангышлака. После изучения и оценки данной местности, было выдвинуто предположение, что данная площадь перспективна для поиска и добычи нефти и газа. Позже, с 1956 года по 1958 год были проведены аэромагнитные съемки масштабом 1:200000, в последствии построена карта магнитных аномалии.

На северо-западной части Жетыбай-Узеньской тектонической ступени масштабом 1:200000 проведены геологическо-буровые работы. В 1958 г. созданы геологические, тектонические карты. В том же масштабе построена карта силы тяжести Узеньской структуры.

С 1959 г. – 1960 г. работы МОВ – 2D масштабом 1:100000 на Жетыбай-западно Узеньской тектонической ступени, построена структурная карта. Позже проведены структурно-поисковые и буровые работы. По подошве Туронского слоя построена структурная карта масштабом 1:50000.

В 1965 году с масштабом 1:50000 проведена полная МОВ – 2D сейсморазведка. Структуры территории восточного Жетыбая, Шалвы и Жалганой были детально изучены. Построены структурные карты.

После проведённого на территории Южного Мангышлака МОГТ - 2D метода, в 1978 году, был сделан анализ. После сделанных выводов, по горизонтам Триасового периода построена структурная карта, конкретизированы тектонические структуры региона. Нижняя, средняя и верхняя часть кровли имеет угловую несогласованность.

С 1979-1990 гг. Проведены полные сейсморазведочные работы МОГТ масштабом 1:50000, построена структурная карта, после результатов сейсморазведочных работ разделены осадочные слои триаса, юры и бор.

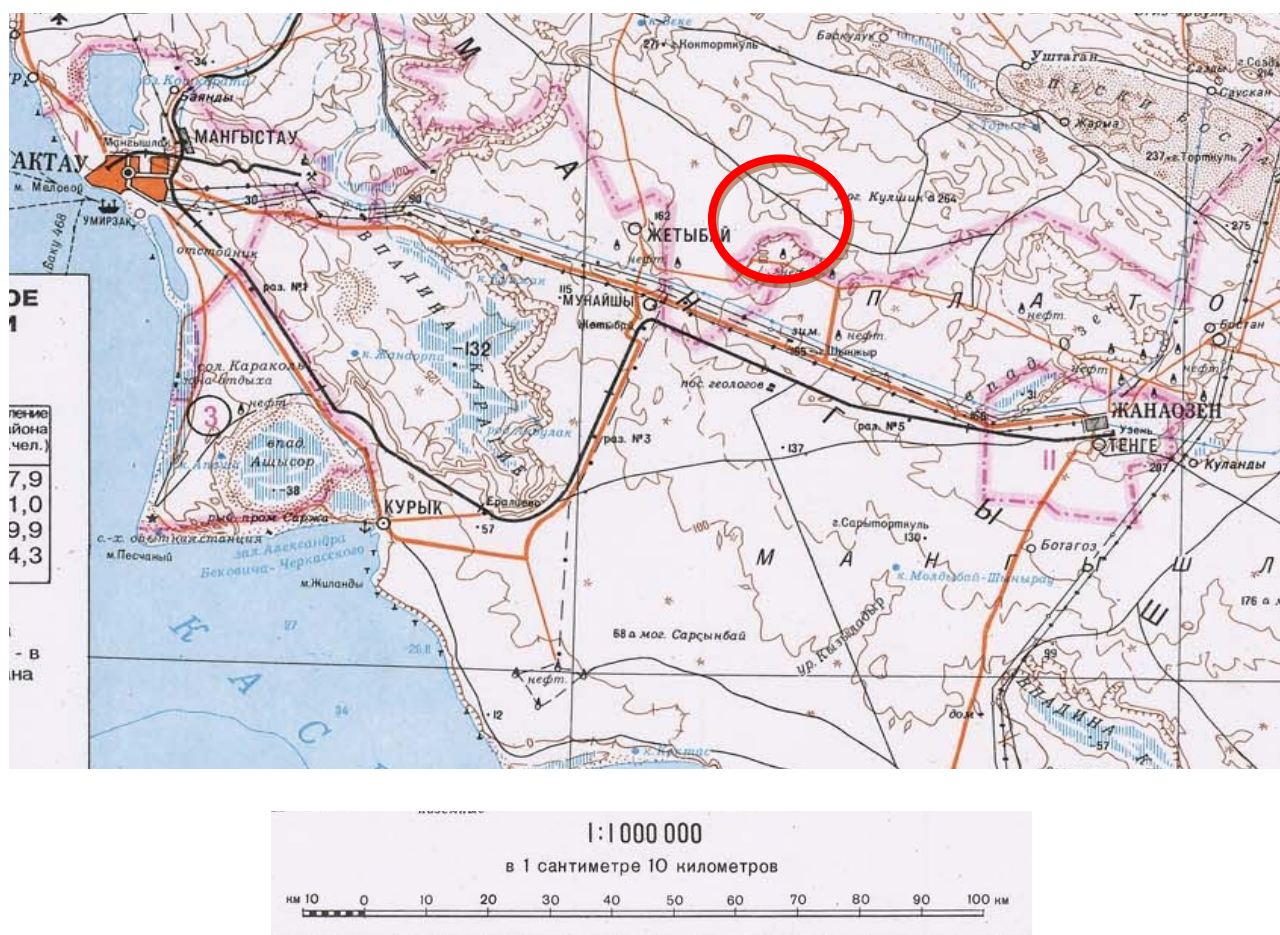
В 2002 году впервые проведена 3D сейсморазведка масштабом 1:25000. Обработка полевых сейсморазведочных 3D материалов. Обработка данных ГИС, пояснение кинематических и динамических сейсмических данных. Построение карты изохрон, карты скоростей и структурные карты по осадочному 25 горизонту триаса, юры и бор.

В результате выполненных исследований по представленным материалам были выделены две основные структуры, перспективные на обнаружение промышленных запасов нефти и газа: Шалва и Жалганой. Если структура

Шалва уже подготовлена для пробной эксплуатации, то антиклинальное поднятие Жалганой требует постановки поискового бурения в больших объемах, поскольку здесь выделяется серия внутренних локальных антиклинальных ловушек, а также серия структур примыкания к Жалганойскому разлому по юго-западному обрамлению

## 1.2 Общие сведения о месторождении

Район работ проводятся в Мангистауском районе, Мангистауской области, Республики Казахстан. Площадь территории на данном участке составляет 137 км<sup>2</sup>. Данный участок находится на расстоянии 30 км от поселка Мунайшы и 90 км от крупного промышленного города на побережье Каспийского моря, города Актау (Рисунок 1.1).




Условные обозначения :  
 - Контрактная территория

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района исследования

Район характеризуется почти полным отсутствием пресных вод. Снабжение технической водой осуществляется из водовода системы ППД АО «Мангистаумунайгаз», а пресной водой – автоцистернами с месторождения Жетыбай. Структура достаточно пологая, углы падения пород с глубиной на крыльях увеличиваются от 2,5° до 5°.

В присводовой части структура в пределах общего довольно широкого свода, обособляются два куполовидных поднятия, разделенные небольшим прогибом глубиной порядка 10 м которая тем не менее оказывается достаточной для контролирования ряда залежей, связанных с этими куполами в пределах юрского, продуктивного разреза. Современное состояние изученности Жетыбайского поднятия позволяет представить вариант строения без разрывных нарушений.

Коллекторами нефти и газа являются песчано-алевролитовые породы преимущественно средне и мелкозернистые песчаники алевро-песчаники, реже крупнозернистые алевролиты, которые по петрографическому составу относятся к полимиктовым коллекторам грауввакового типа. Минералогический состав их однообразен и состоит из небольшого содержания кварца 28...30% и высокого содержания минералов, неустойчивых к вторичным преобразованиям (полевые шпаты, слюда и др.) Верхняя часть разреза (I-XI горизонты) представлена мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, нижняя часть (XII – XIII) – среднезернистыми песчаниками.

### **1.3 Обоснование работ на основе сейсморазведочных работ**

На месторождениях углеводородов используемая в модификации 3D сейсморазведка позволяет решить достаточно сложные геологические задачи. Основной задачей для использования количественной интерпретации сейсмических данных является прогнозирование флюидонасыщения, коллекторских свойств на обозначенных участках от пробуренных скважин.

Она включает в себя комплекс методов исследований геологического строения земной коры, основанных на изучении особенностей распространения в ней искусственно возбужденных упругих волн. Вызванные взрывом или другим способом упругие волны, распространяясь во всех направлениях от источника колебаний, проникают в толщу земной коры на большие глубины. В процессе распространения в земной коре упругие волны претерпевают процессы отражения и преломления. Это приводит к тому, что часть сейсмической энергии возвращается к поверхности Земли, где вызывает дополнительные сравнительно слабые колебания. Эти колебания регистрируются специальной, достаточно сложной аппаратурой. Полученные записи подвергаются глубокой обработке с применением самой современной вычислительной техники. Анализируя полученные после обработки результаты

возможно определить глубину залегания, форму и свойства тех слоев, на поверхности которых произошло отражение или преломление упругих волн.

Сейсмические методы широко используются при решении задач региональной геологии, поисках и разведке различных твердых полезных ископаемых, при выполнении разнообразных инженерно-геологических изысканий. Однако особенно широко и эффективно сейсморазведка используется при поисках и разведке месторождений нефти и газа.

Сейсморазведочные работы, как правило, проводят по отдельным линиям или их группам- сейсморазведочным профилям, вдоль которых расставляются пункты приема и взрыва. Пункты приема - сейсмоприемники позволяют улавливать даже слабые сотрясения поверхности земли, вызванные взрывом. Электрические сигналы, генерируемые сейсмоприемником, по косе передаются на вход специальной регистрирующей аппаратуры - сейсморазведочной станции. Поступившие сигналы в сейсморазведочной станции усиливаются, фильтруются и записываются на электронный носитель. Получающиеся записи принято называть сейсмограммами. На сейсмограммах выделяются регулярные волны, энергия которых закономерно изменяется от трассы к трассе. В процессе обработки зарегистрированных сейсмических записей можно получить так называемые временные сейсмические разрезы. Анализируя временные разрезы, геофизик может определить пространственное положение сейсмических границ — границ, на которых произошло отражение или преломление сейсмических волн. Эти границы, как правило, имеют определенную литолого-стратиграфическую привязку в геологическом разрезе. Использование именно этой закономерности позволяет по данным сейсмических исследований устанавливать литолого-стратиграфические особенности изучаемого геологического разреза. В благоприятных геолого--геофизических ситуациях возможно даже прямое указание на местоположение в разрезе залежей углеводородов.

Возможность использования сейсморазведки для решения вышеназванных задач основана на том факте, что разные горные породы, как правило, имеют различные скорости распространения упругих волн. Такое различие в скоростях распространения упругих волн, в сочетании с дифференциацией горных пород по другим физическим свойствам (плотности, пористости и т. п.), создает благоприятные предпосылки для возникновения на границах разных геологических образований процессов отражения и преломления упругих волн. В соответствии с названием этих процессов в сейсморазведке существует два основных метода-метод отраженных волн (МОВ) и метод преломленных волн (МПВ).

Метод отраженных волн основан на изучении особенностей распространения упругих волн, отразившихся от границы раздела двух геологических слоев, различающихся по своим физическим свойствам. Определив времена пробега упругой волны от источника до сейсмических границ и обратно к точкам наблюдения на поверхности земли, можно в

процессе последующей обработки этих данных получить представление как о пространственном положении отражающих границ (глубины их залегания, углы наклона и т. п.), так и о некоторых свойствах среды, лежащей выше каждой отражающей границы.

Метод преломленных волн основан на регистрации вдали от источника колебаний преломленных упругих волн, скользящих вдоль кровли геологических образований. При этом большую часть своего пути упругие волны проходят приблизительно горизонтально по кровле слоев, в которых скорость их распространения выше, нежели в соседних вышележащих слоях. Изучая времена пробега преломленных волн вдоль кровли отдельных слоев, можно в процессе обработки получить данные о глубинах залегания этих слоев, их форме и, в отдельных случаях, о литологии таких слоев.

В последнее десятилетие широко применяется 3D сейсморазведка, с использованием мощных компьютерных систем.

Трёхмерная сейсморазведка характеризуется:

- 1) высокой детальностью исследований за счет большой плотности информации на единицу площади, дающей возможность сформировать куб сейсмической записи, отображающий практическую непрерывность параметров и атрибутов волнового поля и геологической среды;
- 2) существенно большим (в 2 и более раз) эффектом подавления помех по сравнению с 2D при равной кратности накопления;
- 3) более высокой, чем при работах 2D, надёжностью выделения и трассирования тектонических нарушений и иных границ резкого изменения рельефа отражающих поверхностей;
- 4) возможностью, в отличие от 2D, изучения характеристик среды, зависящих от направления распространения волн, т. е. пространственной многофакторной анизотропии среды;
- 5) на порядок более высокой по сравнению с 2D пространственной разрешающей способностью, при возрастании стоимости работ лишь в полтора - два раза.

При проведении трехмерной сейсморазведки область разведки делят на горизонтальные квадраты, называемые общими глубинными площадками. Все отражения, средняя точка которых оказывается на определенной площадке, учитываются при суммировании методом общей средней точки. Их сумма – это количество средних точек на каждой площадке.

Получаемые объемные изображения волновых полей - «сейсмические кубы» подвергают глубокой и тонкой интерпретации с помощью специальных программных средств. Это позволяет в исследуемом геологическом пространстве воссоздавать структурно тектонические, геоморфологические и литолого-фациальные палеоусловия формирования осадочных отложений и оценивать современный флюидный состав нефтегазоперспективных пластов-коллекторов. Данные 3D сейсморазведки стали использовать для подсчета запасов углеводородов, гидродинамического моделирования их залежей,

проектирования добычи нефти и газа, а также для мониторинга флюидных изменений

#### **1.4 Геофизические исследования скважин**

Геофизические исследования скважин – это один из основных источников информации в которых содержались данные о составе и свойствах геологических объектов. Они использовались на всех уровнях исследования, разведки и обработки полезных ископаемых. Если скважина была пробурена с использованием технологии отбора керн, (керна обеспечивает визуальную запись встреченных формаций и типов горных пород). Во время исследования объектов методов ГИС являлись геологическая среда и элементы скважинной конструкции. Они могут быть описаны определенными физическими свойствами, минеральным составом, фактическими геометрическими измерениями, а также как модель геологического и петрофизического строения. До того как начались исследования с помощью ГИС, с помощью керна проводились детальное изучения. Описание (журнал) керна содержит основные данные, используемые при геологическом анализе, интерпретации и расчете ресурсов. Для получения большего объема информации о разведываемом геологическом разрезе, увеличения скорости проходки скважин за счет сокращения отбора керна применяют геофизические методы исследования скважин. Но у отбора керна имеются свои определенные недостатки, это время для пробуривания скважины а также дороговизна этого метода. Отбор керна не даёт точной картины для построение разреза; привязать глубину к керну даётся довольно-таки сложным.

Исследование каротажным методом осуществляется путем опускания «каротажного прибора» - в нефтяную скважину (или скважину) и регистрации петрофизических свойств с помощью различных датчиков. Разработанные в течение многих лет каротажные приборы измеряют естественные гамма-лучи, электрические, акустические, стимулированные радиоактивные реакции, электромагнитный, ядерно-магнитный резонанс, давление и другие свойства горных пород. Сами данные записываются либо на поверхности (режим реального времени), либо в скважине (режим памяти) в электронном формате данных, а затем предоставляется либо печатная запись, либо электронное представление, называемое "журналом операции скважин", вместе с электронной копией необработанных данных. Операции каротажа в скважине могут быть выполнены либо в процессе бурения, чтобы обеспечить информацию в режиме реального времени о пластах, пронизываемых буровым оборудованием, либо после того, как бурение скважины достигла полной глубины и вся глубина скважины может быть зарегистрирована. Геофизические исследования скважин, также известный как скважинный каротаж - это



практика детального учета (скважинного журнала) геологических образований, пронизанных скважиной

Каротаж скважин находится на стыке прикладной геофизики, нефтяной и геотехнической инженерии. Она берет свое начало в предварительных электрических измерениях в скважинах, которые были сделаны компанией Шлюмберже около 80 лет назад в первые дни систематической разведки нефти. Сегодня для получения результатов измерений из скважины в процессе бурения, а также после него используется целый ряд специализированных приборов.

В целом ряде случаев именно геофизические исследования скважин дают сведения, необходимые для подсчета запасов месторождений - данные о мощности залежей и содержании полезного компонента в них.

Геофизические исследования скважин выполняются с помощью аппаратного комплекса, включающий скважинный прибор и группу приборов, соединенных между собой и каротажной станцией.

- литологическое расчленение разрезов скважин
- выделение в разрезе пластов- коллекторов
- определение глубины их залегания, мощности, строения
- корреляция разрезов скважин
- выявление разрывных нарушений, определение их типа и амплитуды путем корреляции пластов
- определение параметров, необходимых для подсчета запасов.
- ГИС, дают сплошную, надежно привязанную по глубине информацию со значительно большим радиусом исследования.
- определение технического состояния скважин

Методами для решения задач которые перечислены выше являются: индукционный каротаж (ИК); гамма-каротаж (ГК); нейронный каротаж (НК); нейтронный гамма-каротаж (НГК); кажущееся сопротивление (КС); гамма-гамма каротаж (ГГК-п); кавернометрия (КМ); инклинометрия (ИМ); акустический каротаж (АК).

Боковой каротаж. Является действенным методом для изучения разрезов с частым чередованием пластов. Также определяет  $\rho_{зп}$ ,  $\rho_{к}$ ,  $K_{нг}$ . Проводится для электрических исследований, с помощью трехэлектродных и более зондов с фокусированным током радиальном направлении с использованием экранных электродов.

Микробоковой каротаж. Применяется для расчленения разреза с высокой точностью, определяет УЭС промытой зоны и эффективную толщину пластов. А также выделяет плотные непроницаемые прослои, в том числе среде коллекторов, размываемые глины-покрышек, дающих значительные каверны.

Электрические методы основываются на измерении электрического поля, который возникает самопроизвольно или создается искусственно. Исследования скважин основаны на регистрации следующих параметров - удельного электрического сопротивления (УЭС), проводимости пород,



разности фаз переменного электромагнитного поля, наведенного в двух смежных измерительных катушках, разности потенциалов самопроизвольной или вызванной поляризации горных пород.

Главными задачами электрического каротажа являются дифференциация разрезов скважин по электрическим свойствам и определение этих свойств.

В зависимости от регистрируемого информационного параметра электрические методы подразделяются на метод кажущегося сопротивления, боковой каротаж, индукционный метод, микрозондирование.

Индукционный каротаж. При проведении индукционного каротажа (ИК) изучается удельная электрическая проводимость горных пород посредством индуцированных (наведенных) токов. Основное преимущество метода ИК состоит в том, что при его выполнении нет необходимости в прямом электрическом контакте между измерительным зондом и горной породой, следовательно, ИК эффективен при изучении скважин заполненных непроводящими буровыми растворами на нефтяной основе.

Метод кажущихся сопротивлений. Основой метода является возможность изучения и расчленения пород по их удельному электрическому сопротивлению. При исследованиях может регистрироваться либо сила тока, либо разность потенциалов. В результате токового каротажа получают токовые диаграммы, характеризующие изменение силы тока по стволу скважины. Основным видом скважинных электрических наблюдений является измерение КС (рк) по стволу скважины оптимальным для изучаемого района зондом.

Метод потенциалов собственной поляризации. Метод ПС основан на изучении электрического поля, возникающего в скважинах в результате диффузионных, диффузионно-адсорбционных и фильтрационных процессов в горных породах. Кривая ПС является надежным средством выделения в терригенном разрезе проницаемых песчаных пластов и определения минерализации пластовых вод, в ряде случаев она позволяет оценить относительную глинистость пород.

Микрозондирование проводится в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ. В качестве зондовой установки служит резиновый “башмак” с микроградиент(МКЗ) - дает показания промывочной жидкости и глинистая корки, и микропотенциал(МПЗ) – показывает рк промытой зоны скважины, зондами. На диаграмме различие в показаниях МПЗ и МКЗ указывает на наличие пластов коллекторов.

Радиоактивные методы исследования скважин относятся к категории прямых методов, т.е. их показания пропорциональны содержанию того или иного определенного порообразующего элемента. К ним относятся: ГК(гамма-каротаж), ГГК (гамма-гамма каротаж), НГК (нейтронно-гамма каротаж), ННК (нейтрон-нейтронный каротаж), ИННК (импульсный – нейтронный каротаж), ГНК (гамма-нейтронный каротаж). По данным радиоактивных методов возможно решить такие геологические задачи как определение ФЕС и глинистости коллекторов, установление положения

газожидкостных и флюидальных контактов, определение нефтегазонасыщенности коллекторов.

Гамма-метод или метод естественной радиоактивности горных пород основан на регистрации естественного (самопроизвольного)  $\alpha$ -излучения. Это излучение обусловлено самопроизвольным распадом радиоактивных элементов уранового, ториевого и актиноуранового ряда. Естественная радиоактивность горных пород прямо пропорциональна содержанию в них указанных радиоактивных элементов. Диаграмма данного метода надежно могут быть использованы для расчленения пород на глинистые и песчаные разности.

Нейтронные методы исследования скважин основаны на облучении породы нейтронами и регистрации вторичного нейтронного или гамма-излучения. Замедляющая и поглощающая способности горных пород определяют пространственное распределение нейтронов в исследуемой среде по энергиям в разные времена их жизни. Плотность нейтронов на различных расстояниях от источника и является предметом исследования нейтронными методами.

Гамма-гамма-метод так же, как и гамма-метод основан на регистрации гамма-излучения в процессе непрерывного перемещения измерительного зонда в скважине. При гамма-гамма-методе регистрируют рассеянное гамма-излучение. Оно образуется в результате взаимодействия (рассеяния) гамма-квантов, излучаемых специально устанавливаемым в скважинном приборе ГГМ источником, с окружающей скважину средой.

Нейтрон-нейтронный метод основан на облучении горной породы источником быстрых нейтронов и регистрации вторичных надтепловых –ННМ-НТ или тепловых – ННМ-Т нейтронов. При исследовании нефтяных и газовых скважин обе модификации нейтрон-нейтронного метода применяют для определения коэффициента пористости пород, выделения в разрезе скважины пород с различными водородосодержанием, определения типа пустотного пространства.

Импульсный нейтронный каротаж в интегральной модификации основан на облучении скважины и породы быстрыми нейтронами от импульсного источника и измерении распределения во времени интегральной плотности тепловых нейтронов или гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов.

Нейтронный гамма-метод основан на использовании ядерной реакции, в результате которой тепловой нейтрон поглощается ядром горной породы. Процесс поглощения теплового нейтрона сопровождается мгновенным испусканием гамма-кванта. Интенсивность гамма-излучения радиационного захвата определяется не только количеством поглощенных тепловых нейтронов, но и так называемой излучающей способностью, т.е. числом гамма-квантов, образующихся при захвате одного нейтрона.

Акустический каротаж - совокупность методов исследования скважин, основанных на изучении полей упругих колебаний в звуковом и

ультразвуковом диапазоне частот, которые создаются излучателем, размещенным в скважине. В основе акустического каротажа лежит различие упругих свойств пород, слагающих разрезы скважин. Также ценность данного метода является то, что в условиях изучаемого месторождения выявление пористости пород с помощью него, является лучшим решением в сравнении с использованием электрических и радиоактивных методов. Повышение глинистости и пористости пород вызывает увеличение интервального времени. Решаемые задачи: литологическое расчленение, определение пористости, характер насыщения пор, определение ВНК и ГЖК, определение качества цементирования скважин.

ГИС дают сплошную, надежно привязанную по глубине информацию со значительно большим радиусом исследования. Стоимость проведения ГИС и связанные с ними затраты времени меньше, чем при отборе керна.

На современном этапе развития нефтяной и газовой отрасли стало очевидным, что геофизические методы исследования скважин являются важной составляющей единой технологии освоения месторождений нефти и газа на протяжении всего их жизненного цикла - от поиска до ликвидации.

## **1.5 Моделирование**

Совокупность моделей, используемая в каждой сфере деятельности, определяет ее предмет. Поэтому, если в процессе сознательной деятельности никакие модели вообще не используются, то такую деятельность можно по праву считать беспредметной. Чем сложнее изучаемые объекты, чем труднее и дольше путь их познания, тем большая роль при их изучении отводится моделированию. Область геолого-геофизических исследований по степени сложности объектов изучения и их соотношению в природных системах относится к числу уникальных. Не удивительно поэтому, что моделирование давно уже вошло в арсенал используемых и весьма эффективных средств геологии и геофизики.

Конструирование модели месторождения, которая будет максимально приближена к настоящему геологическому объекту является одной из сложновыполнимых задач. Степень реалистичности геологической модели во многом определяет достоверность гидродинамического моделирования, влияя, таким образом, на точность согласования его результатов с историей разработки месторождения, прогнозированием добычи, увеличением качества планирования эксплуатационного бурения и снижением рисков управления месторождением.

Точность геофизических моделей месторождения в первую очередь зависима от геолого-геофизической информации, применяемой технологии и от специалистов работающих над данным объектом.

На протяжении многих лет наблюдается неуклонное прогрессирующее развитие этого процесса – процесса моделирования. Технология доступная любому

ученному, исследователю и студенту для построения моделей на основе геологических концепций и полевых данных. 2D ГИС картографирование системы были обычным явлением в офисах для большого количества людей больше десяти лет назад. Они сочетают в себе моделирование, пространственный анализ. Планирование ресурсов шахты, системное программное обеспечение, предназначенное для моделирования и добычи полезных ископаемых все чаще используется в 3D исследованиях, несмотря на очевидные критические недостатки, такие как отсутствие инструментов структурного моделирования, так и поддержки геофизических данных.

Геологические модели принимают много форм, от идей и эскизов к полностью смоделированным 3D-изображениям, которые захватывают множество важных характеристик об изучаемом объекте. Геологические модели могут иметь множество определений, включая концептуальные, генетические и пространственные.

С целью обеспечения основы для интеграции данных, мы должны построить трехмерную пространственную геологическую модель на основе полевых наблюдений. Эта междисциплинарная модель будет основана на наблюдениях, которые могут включать картографические и буровые данные, структурные и стратиграфические истории, геофизический и геохимические данные. За последние несколько лет были достигнуты колоссальные успехи в области технологий и методов построения геологической модели 3D. Технологии, берущие свое начало в нефтегазовой сфере, были успешно адаптированы и расширены в своих способностях к разведке полезных ископаемых применяемых в региональных и локальных масштабах.

Путем совместного использования общего представления цифрового 3D о недрах, команда исследователей может перебирать информацию между ними более легко, быстро включая новую информацию в существующие модели.

Геологическая модель месторождения – это комплекс информации по скважинам, с реальными значениями разных параметров, а также программное обеспечение, позволяющее по тем же данным восстанавливать значения данных параметров в любой точке межскваженного пространства. Так строится статическая геологическая модель. Построение однозначной и достоверной геологической модели с использованием современных обрабатывающих комплексов на примере нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак.

После загрузки исходных данных и создания рабочего проекта создается структурно-стратиграфический каркас модели. Для этого предварительно выполняется корреляция скважин (проставляются разбивки пластов в скважинах), прослеживаются опорные сейсмические горизонты, создается модель тектонических нарушений. На этой основе в рамках заданных границ участка моделирования и при выбранных горизонтальных размерах ячеек строится каркас, состоящий из горизонтов – стратиграфических границ пластов, посаженных на корреляционные разбивки и увязанных с поверхностями тектонических нарушений. В рамках этого каркаса с учетом закономерностей осадконакопления для каждого пласта выполняется тонкая

«нарезка» слоев, создавая таким образом трехмерную сетку рD-грид. На ячейки сетки вдоль траекторий скважин выполняется перенос результатов интерпретаций ГИС - кривых фаций, литологий, пористости, нефтенасыщенности и др. Иногда эта процедура называется ремасштабированием. Посредством построения поверхностей и разломов изображает скелет резервуара, внутрь которого затем включаются представления об его свойствах. В большинстве случаев структурная модель конструируется по данным двумерной или трехмерной сейсморазведки, которые привязаны к скважинным отметкам. Часто структурная модель не является достаточной для определения стратиграфического строения. Важные дополнительные стратиграфические поверхности внутри модели могут определяться по сейсмическим данным и скважинам или даже только по одним скважинам. Модель, объединяющая структурные и стратиграфические поверхности, и является трехмерной геометрической моделью.

Второй шаг – разбивка модели на ячейки путем построения стратиграфической сетки, которая осуществляет связь между геометрической моделью и моделью свойств. Типичная ячейка сетки имеет около одного метра толщину и несколько десятков метров в ширину. Это различие объясняется тем, что геологические изменения являются более резкими вдоль вертикального направления, чем в направлениях, параллельных осадконакоплению. Число ячеек модели резервуара средних размеров может достигать нескольких миллионов.

Появление цифровых портативных сейсмостанций и эффективного программного обеспечения, реализованного на современных персональных компьютерах, создает предпосылки для применения при решении инженерно-геологических задач высокоинформативной методики общей глубинной точки (МОГТ)

В результате структурных геолого-геофизических исследований практически все перспективные на нефть и газ районы на суше и морском шельфе выявлены. В этих районах, начиная с более перспективных, ведутся площадные поисково-разведочные сейсмические работы методом МОГТ. По условиям формирования и залегания нефтяные месторождения располагаются на глубинах 1,5 - 4 км, а газовые - на глубинах 3 - 6 км. Главное назначение сейсморазведки - поиск структур, благоприятных нефтегазонакоплению. Их называют ловушками.

Последний шаг – заполнение пространства геологической модели фильтрационно-емкостными свойствами горных пород. В пересекаемые скважинами ячейки сетки заносятся результаты интерпретации скважинных данных ГИС – фациальные, литологические данные, значения пористости, нефтенасыщенности и пр. Эти скважинные данные являются основой для их интерполяции в ячейки сетки между скважинами, которая осуществляется по результатам динамической интерпретации сейсморазведки. Обычно данные сейсморазведки используются в качестве трендовых параметров, позволяющих рассчитать кубы свойств в ячейках сетки межскважинного пространства. Интерполяция свойств в пространстве между поверхностями геометрической модели контролируется стратиграфией.

Основными типами ловушек являются: антиклинальные или куполовидные поднятия, приуроченные к сбросам толщи коллекторов, рифогенные (известковые) выступы, соляные купола, зоны выклинивания, стратиграфические несогласия, древние долины и другие.

Разведка структур проводится сложными интерференционными системами МОГТ в сочетании с сейсмоакустическими исследованиями поисковых скважин. Точность в определении изменений мощностей пород в ловушках должна достигать 25 м.

В результате детальной сейсморазведки выявляются местоположение структур и их глубины, где возможно скопление нефти или газа, на основе этих работ трехмерное геологическое моделирование предоставляет широкие перспективы для подсчета запасов.

Использование в трехмерной геологической модели фациальных карт потенциально продуктивных пластов позволило здесь значительно уточнить ресурсную оценку перспективных объектов, детализировать их внутреннее строение, уточнить положение поисковой скважины.

## 2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения

### 2.1 Стратиграфия

На территории, расположенной в северо-западной части Жетыбай-Узеньской тектонической ступени вскрыт разрез мезозойских и кайнозойских отложений, максимальной толщиной 3240 м (скважина SH-P1), представленный породами триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем (Рисунок 2.2). Месторождение приурочено к крупной антиклинальной складке.

Эра	Период	Эпоха	Век
кайнозойская	четвертичный		
	палеогеновый	олигоценная	
		эоценовая	
		палеоценовая	
	неогеновый	датский	P1d
мезозойская	меловой	верхний отдел	маастрихтский K2m
			кампанский K2km
			сантонский K2st
		нижний отдел	коньянский K2k
			туронский K2t
			сеноманский K2s
	юрский	верхний отдел	альбокий K1al
			аптский K1a
			барремский K1br
		средний отдел	готеррийский K1g
			валанжский K1v
			берриасский K1b
	нижний отдел	волжский J3v	
		титонский J3tt	
		кимериджский J3km	
триасовый	нижний отдел	оксфордский J3o	
		келловейский J2k	
		батский J2bt	
		байосский J2b	
		ааленский J2a	
			оленекский T1o
			индский T1i

Рисунок 2.2 – Стратиграфическая колонка района работ.

Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытого разреза дается на основе данных комплексного изучения керна и промысловой геофизики, выполненных по разведочным и поисковым скважинам в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени (площади Жетыбай, Северо-Западный Жетыбай, Шалва, Западная Шалва, Асар).

Для расчленения юрско-неогеновой части разреза привлекались данные промыслово-геофизических исследований, так как границы литолого-биостратиграфических подразделений этой части разреза приурочены к четким каротажным реперам, прослеживающимся в разрезах на месторождениях

Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, где этот разрез достаточно хорошо изучен.

### **Мезозойская группа (Mz)**

#### **Триасовая система (T)**

**Нижний отдел (T<sub>1</sub>)** Вскрытый разрез триасовых отложений представлен светло сероцветными и пестроцветными породами нижнего отдела, на которых с угловым и стратиграфическим несогласием залегает песчано-глинисто-алевролитовая толща нижней юры

Нижнетриасовые отложения представлены преимущественно красноцветными терригенными и серо-зеленоцветными терригенно-карбонатными породами и представлены индским и оленекским ярусами. Вскрытая толщина отложений колеблется в пределах от 195 м до 763 м.

*Индский ярус (T<sub>1i</sub>)*, отложения индского яруса, вскрытые этими скважинами, являются красноцветными терригенными отложениями, которые на Южном Мангышлаке относятся к Долнапинской свите индского яруса. Толщина пород индского яруса составляет 284 м.

*Оленекский ярус - T<sub>1o</sub>*, выше пестроцветных отложений с размывом залегает карбонатно-терригенная сероцветная и зеленоцветная толща оленекского яруса, в основании которой залегают базальные туфогенные песчаники с галькой гравия и обломками вулканогенно-осадочных пород, среди которых преобладают зеленовато-серые и красно-бурые аргиллиты при участии песчано-алевритовых туфогенных разностей. Максимальная толщина отложений на месторождении составляет 479 м.

#### **Юрская система (J)**

Осадочный комплекс юрской системы изучен наиболее полно, так как к нему приурочены продуктивные горизонты. Отложения юрской системы вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены нижним, средним и верхним отделами.

#### **Нижний отдел (J<sub>1</sub>)**

Нижнеюрские отложения в пределах территории отсутствуют в связи с периодом регионального размыва верхнетриасовых и нижнеюрских отложений. В пределах сопряженных тектонических зон эти отложения залегают с угловым и стратиграфическим несогласием (отсутствуют верхне-среднетриасовые отложения) на породах триасового комплекса и представлены сероцветной толщей, сложенной ритмичным чередованием песчаников, алевролитов, глин. К этим отложениям приурочен продуктивный горизонт – Ю-ХІІІ.

#### **Средний отдел (J<sub>2</sub>)**

Среднеюрские отложения представлены континентальными и прибрежно-морскими терригенными породами, залегающими несогласно на отложениях нижнего триаса. В составе среднеюрской толщи выделяются ааленский, байосский, батский и келловейский ярусы.

*Ааленский ярус (J<sub>2a</sub>)*, отложения ааленского яруса сложены разномерными песчаниками с подчиненными прослоями алеврито-глинистых пород. В



основании толщи залегают грубозернистые песчаники с включением галек и конгломератов. Толщина ааленских отложений колеблется от 126 м до 144 м. К песчано-галечниковым отложениям ааленского яруса приурочены Ю-XI, Ю-XII продуктивные горизонты.

*Байосский ярус (J2b)*, отложения байосского яруса представлены чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пород. По всему разрезу встречаются обугленные растительные остатки. В верхней толще преобладают песчаники, с прослоями карбонатных песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями глин и углей. Толщина байосских отложений изменяется в незначительных пределах от 348 м (скважина SH-P1) до 368 м (скважина SH-P3). К отложениям байосского яруса приурочены продуктивные горизонты Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X.

*Батский ярус (J2bt)* отложения батского яруса сложены переслаивающимися песчаниками алевролитами, глинами. Выше по разрезу отмечается закономерное чередование глинистых и песчаных пластов с включением обугленных растительных остатков. Батский возраст подтверждается находками фаунистических остатков (микрофауна фораминифер) и данными палинологии. Толщина батского яруса изменяется от 175 м до 199 м. К отложениям батского яруса приурочены продуктивные горизонты Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V.

*Келловейский ярус (J2k)*, отложения келловейского яруса залегают несогласно на подстилающих породах батского яруса. Они представлены толщей переслаивания глин, алевролитов, песчаников, с прослоями мергелей и известняков. Толщина келловейских отложений изменяется от 111 м до 122 м. К келловейским отложениям приурочен Ю-I продуктивный горизонт.

### **Верхний отдел (J<sub>3</sub>)**

Верхнеюрские отложения имеют повсеместное развитие и представлены карбонатно-терригенными, содержащими разнообразную макро-микрофауну, что позволило в их составе выделить отложения оксфордского и кимеридж-титонского ярусов. На подстилающих породах келловейского яруса средней юры отложения верхнего отдела залегают несогласно.

*Оксфордский ярус (J3o)*, отложения оксфордского яруса представлены толщей глин с прослоями известняков, мергелей, песчаников и алевролитов. Верхнеоксфордские отложения представлены глинами с прослоями мергелей и известняков, прослои которых увеличиваются в верхах разреза. Толщина прослоев известняков, мергелей и карбонатных песчаников среди зеленовато-серых глин увеличиваются к верхам разреза. Толщина отложений оксфордского яруса в скважинах площади Шалва изменяется в пределах от 187 м до 212 м.

*Кимеридж-титонский ярус (J3kt+tt)*, нерасчлененные отложения кимеридж-титона выделяется по сопоставлению с палеонтологически охарактеризованными разрезами площади Жетыбай, Восточный Жетыбай, Тасбулат и других в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени. Литологически отложения представлены разнообразным составом литотипов

карбонатных пород: известняки серые, плотные, пелитоморфные, слюдистые, мергели серые с зеленоватым оттенком, слюдистые, плотные, доломиты зеленовато-серые. Толщина отложений в скважинах площади Шалва составляет от 118 м до 127 м.

### **Меловая система (К)**

#### **Нижний отдел (К<sub>1</sub>)**

Отложения нижнего отдела представлены валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

*Валанжинский ярус (K1v)*, в основании отложений валанжина залегают песчаники с прослоем мелкой гальки и фосфоритовых желваков, что свидетельствует о трансгрессивном залегании пород и предваланжинском перерыве в осадконакоплении. Верхняя часть разреза представлена терригенными и карбонатными песчаниками. В подошвенной части разреза, в органогенно-детритовых известняках отмечаются обильные включения обломков раковин фауны. Толщина отложений валанжинского яруса площади Шалва составляет 30-38 м.

*Готеривский ярус (K1g)*, отложения готеривского яруса представлены, в основном, глинами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Толщина отложений готеривского яруса – 20-21 м.

*Барремский ярус (K1br)*, барремский ярус представлен толщей пестроокрашенных терригенных пород, залегающих согласно на отложениях готерива. Толщина отложений барремского яруса составляет 107-108 м.

*Аптский ярус (K1a)*, отложения аптского яруса – это терригенные морские образования: глины с прослоями песчаников и алевролитов. В основании разреза прослеживается слой карбонатного песчаника с фосфоритовым конгломератом, указывающий на трансгрессивное залегание отложений аптского яруса на различных подразделениях неокома. Толщина аптских отложений изменяется в незначительных пределах и составляет 91-94 м.

*Альбский ярус (K1al)*. Отложения альбского яруса представлены песчано-глинистыми породами. По соотношению литологических типов пород и палеонтологическим данным выделяются три подъяруса, как в типовых разрезах Горного Мангышлака, также в аналогичных разрезах скважин Южного Мангышлака. Трехчленное деление альбских отложений отмечается на площадях Жетыбай, Тенге, Тасбулат, и других. Толщина альбских отложений составляет 569 м и 570 м.

#### **Верхний отдел (К<sub>2</sub>)**

В пределах Южного Мангышлака верхнемеловые отложения имеют повсеместное распространение и вскрыты бурением во всех структурно-тектонических зонах. В пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени они имеют четко выраженное двучленное строение. В составе верхнего отдела меловых отложений на площади Шалва выделяются породы сеноманского яруса и нерасчлененные карбонатные отложения сенон-туронского надъяруса по аналогии с верхнемеловыми разрезами, вскрытыми бурением в пределах

Жетыбай-Узеньской тектонической ступени и других сопредельных структурно-тектонических зон.

*Сеноманский ярус (K2s)*, отложения представлены чередованием песчаников зеленовато-серых, песков, алевролитов темно-серых, зеленовато-серых, пластичных глин плотных, алевритистых с включением фауны. Толщина сеноманских отложений составляет от 121 м до 126 м.

*Сенон-туронский надъярус (K2sn+t)*, на отложениях сеномана сенон-туронская толща залегает несогласно, на это указывает пласт фосфоритоносного песчаника с конкрециями фосфоритов, залегающий в основании разреза. По литологическим особенностям в толще сенон-турона выделяются отложения терригенно-карбонатные (нижняя часть разреза) и карбонатные (средняя и верхняя части разреза). Толщина отложений сенон-турона - 71 м и 78 м.

### **Кайнозойская группа (Kz)**

#### **Палеогеновая система (P)**

В составе палеогеновых отложений, имеющих повсеместное распространение, в пределах Мангышлака и сопредельных регионах выделяются породы датского яруса, нерасчлененные отложения палеоцен-эоценового отделов и олигоценовый отдел.

*Датский ярус (P1d)*, Отложения датского яруса залегают с размывом на подстилающих породах сенон-турона. Они представлены чередованием известняков и мергелей с прослоями глин. Толщина датских отложений составляет 30-31 м.

#### **Палеоцен-эоценовый отдел (P<sub>1</sub>-P<sub>2</sub>)**

Нерасчлененные палеоцен-эоценовые отложения залегают трансгрессивно на подстилающих породах датского яруса. В нижней части они сложены зеленовато-серыми мелкозернистыми, карбонатными песчаниками и песками глауконитово-кварцевыми, известковистыми. Толщина отложений изменяется от 126 м до 167 м.

#### **Олигоценовый отдел (P<sub>3</sub>)**

Литологически породы олигоцена представлены однотонной толщей глин, с прослоями алевролитов и мергелей. С подстилающими осадками эоцена связаны постепенным переходом ровно как и с перекрывающими породами неогена (миоцен). Толщина олигоценовых отложений изменяется в значительных пределах, что обусловлено неогеновой трансгрессией и составляет 70 м.

В большинстве скважин Жетыбай-Узеньской тектонической ступени олигоценовые отложения по сходству литологического состава (монотонная глинистая толща) с нижнемиоценовыми выделяются совместно. В сводовых частях поднятий эти отложения частично или полностью размыты.

#### **Неогеновая система (N)**

Отложения неогеновой системы в большинстве разрезов скважин Жетыбай-Узеньской тектонической ступени представлены мергелисто-

глинисто-известковистыми породами, толщина которых обусловлена неогеновой трансгрессией. Толщина неогеновых отложений составляет 40 м.

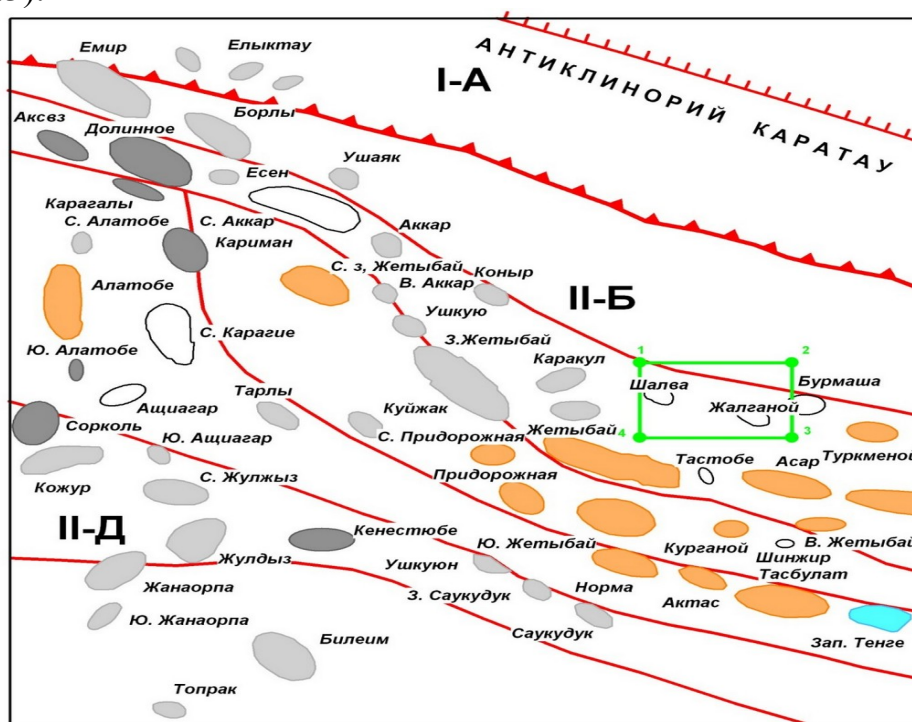
### Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения имеют широкое распространение на Мангышлаке. В разрезах скважин Южного Мангышлака они представлены суглинками, глинами, песками, супесями, гравием континентального (пролювиально-делювиального и эолового) генезиса.

Толщина отложений 3-5 м.

## 2.2 Тектоника района работ

В северо-западной части Жетыбай-Узеньской тектонической ступени (ЖУС) расположен данный район работ. В региональном тектоническом отношении эта территория находится в пределах северной бортовой зоны Южно-Мангышлакского прогиба и ограничивается с севера крупным региональным разломом, разделяющим прогиб и Беке-Башкудукский вал (Рисунок 2.3).



Условные обозначения:

- |   |  |
|---|--|
| I-A - Беке-Башкудукский вал                       | - месторождения нефтяные   |
| II-B - Жетыбай-Узеньская ступень                  | - месторождения газовые  |
| II-D - Карагинская седловина                      | - месторождения, находящиеся в разведке или временно законсервированные и нуждающиеся в доразведке |
| - границы тектонических элементов первого порядка | - ловушки достоверные  |
| - разрывные нарушения (глубинные)                 | - ловушки предполагаемые   |
|   | - контрактная территория   |

Рисунок 2.3 – Тектоническая схема Мангышлакской НГП

Три основные ступени структурного этажа в разрезе Жетыбай-Узень являются: палеозойский фундамент, юрско-четвертичный платформенный чехол и залегающий между ними относительно слабо дислоцированный и неметаморфизованный доюрский (верхнепермо-триасовый) переходный осадочный комплекс.

Структура фундамента мало изучена. На фундаменте с угловым несогласием залегают породы промежуточного структурного этажа триасового возраста. В пределах ЖУС эти отложения достаточно хорошо изучены сейсмическими исследованиями. В интервале триасового переходного комплекса отложений на юге и юго-западе Жетыбай-Узеньской ступени прослеживаются отражающие горизонты  $V_1^3$  (репер в верхнем триасе),  $V_2^{II}$  и  $V_2^{IV}$  (кровля и подошва карбонатов среднего триаса), и почти повсеместно горизонт  $V_3^2$  – кровля красноцветов инда нижнего триаса.

По данным бурения фиксируется сокращение и полное выпадение из разреза отложений верхнего и среднего триаса в пределах северной и центральной частей Жетыбай-Узеньской ступени. Это подтверждается и результатами сейсморазведки МОГТ: наблюдается последовательный выход отражающих горизонтов (ОГ) этой части триаса ( $V_{13}$ ,  $V_{2II}$ , и  $V_{2IV}$ ) под предьюрский размыв, после чего переходный структурный этаж представлен только отложениями нижнетриасового возраста, в том числе и на рассматриваемой территории (горизонт  $V_{32}$ ).

С менее резким, но четким угловым и стратиграфическим несогласием на породах переходного структурного этажа залегают платформенный чехол, который включает в себя терригенные и карбонатные породы юрско-четвертичного возраста.

По данным треста «Мангышлакнефтегеофизика», силами которого в основном проводилось изучение строения разреза сейсмической разведкой, в платформенном чехле с различной степенью надежности прослеживаются отражающие горизонты III (подошвы готерива), IV1 (репер в оксфорде), IV2 (репер в байосе) и V1 (подошва юры или размытая поверхность доюрских отложений).

Структурный план этих отложений относительно прост. Жетыбай-Узеньская ступень представляет собой террасоподобную структурную зону западно-северо-западного простираения.

В пределах ЖУС выявленные локальные поднятия по отложениям платформенного чехла группируются в три основные антиклинальные зоны субпараллельные региональному Беке-Башкудукскому разлому: северную – занимающую наиболее высокое гипсометрическое положение – Узень-Карамандыбасскую, центральную – Жетыбайскую и южную – наиболее погруженную, Тенге-Тасбулатскую, ориентированные, согласно, простираению всей Жетыбай-Узеньской ступени в целом с восток-юго востока на запад-северо-запад.

В пределах ЖУС выявленные локальные поднятия по отложениям платформенного чехла группируются в три основные антиклинальные зоны субпараллельные региональному Беке-Башкудукскому разлому: северную – занимающую наиболее высокое гипсометрическое положение – Узень-Карамандыбасскую, центральную – Жетыбайскую и южную – наиболее погруженную, Тенге-Тасбулатскую, ориентированные, согласно, простиранию всей Жетыбай-Узеньской ступени в целом с восток-юго востока на запад-северо-запад.

Линейное расположение антиклинальных зон и их ступенчатое погружение в направлении с севера на юг связываются с наличием в складчатом фундаменте разломов субширотного простирания, образующих ряд блоков, которым в платформенном чехле отвечают названные антиклинальные зоны. Разломы, амплитуда которых достигает сотен метров, не ограничиваются фундаментом, а проявляются в триасе и даже в платформенном чехле.

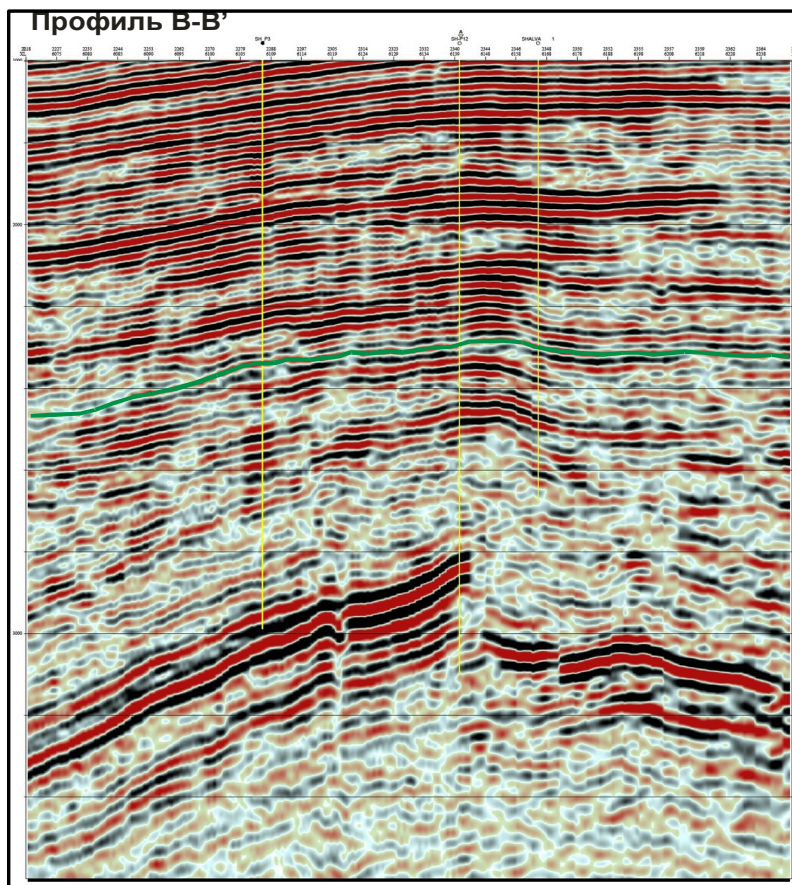
Кроме основных антиклинальных зон выделяются еще и менее протяженные тектонические линии. Так северо-западнее Узень-Карамандыбасской антиклинальной зоны, на границе Жетыбай-Узеньской ступени и Беке-Башкудукского вала, фиксируется довольно протяженная Бурмашинская приразломная зона, представляющая собой, в целом, поднадвиговую структуру, примыкающую к региональному Южно-Беке-Башкудукскому разлому взбросового типа, плоскость сместителя которого падает на север.

В пределах исследуемой территории по результатам работ сейсморазведочных партий 1/70 и 1/71 треста «Мангышлакнефтегеофизика» в 1972 году были выявлены две локальные антиклинальные структуры:

Шалва и Жалганой, на которых после детализации сейсморазведочными работами МОГТ различной кратности (до 96), полученные в 1989-1992 гг. было начато поисковое бурение: на Шалве – скважина №1 и на Жалганое – скважины № 1, 2, 5, 7.

Анализ материалов показывает, что скважина №-1 на структуре Шалва была пробурена за контуром структуры, что может служить одним из объяснений ее непродуктивности. То же самое объясняет отнесение скважины № 2, 5, 7 к непродуктивным, пробуренные за контуром структуры (Рисунок.2.4).





Профиль В-В' глубинного 3D сейсмического куба, между скважинами SH-P3, SH-PR2 и SH-1

Рисунок 2.4 – Глубинный разрез по ПР Б-Б

На структурной карте по отражающему горизонту V3 фундамент, представленный отложениями нижнего триаса, характеризуется развитием многочисленных разрывных нарушений, из которых Шалвинский дугообразный разлом ограничил миграцию нефти, что выразилось в формировании месторождения Шалва, а разлом по периферии Жалганойского поднятия северо-западного простирания, ограничил Жалганойскую антиклиналь.

В соответствии со структурным планом фундамента, юрские и меловые отложения унаследовали эту морфологию и на структурных картах реперных уровнях отображаются в виде антиклинальных структур.

По всем отражающим горизонтам наблюдается региональное погружение пород с северо-востока на юго-запад. На северо-востоке площади протрассирован региональный разлом, отделяющий Жетыбай-Узеньскую ступень от Беке-Башкудукского вала.

Структурный план по отражающему горизонту V<sub>3</sub> отображает строение нижнетриасовых отложений и осложнен многочисленными разнонаправленными нарушениями, формирующими блоковое строение площади (рисунок 2.5).



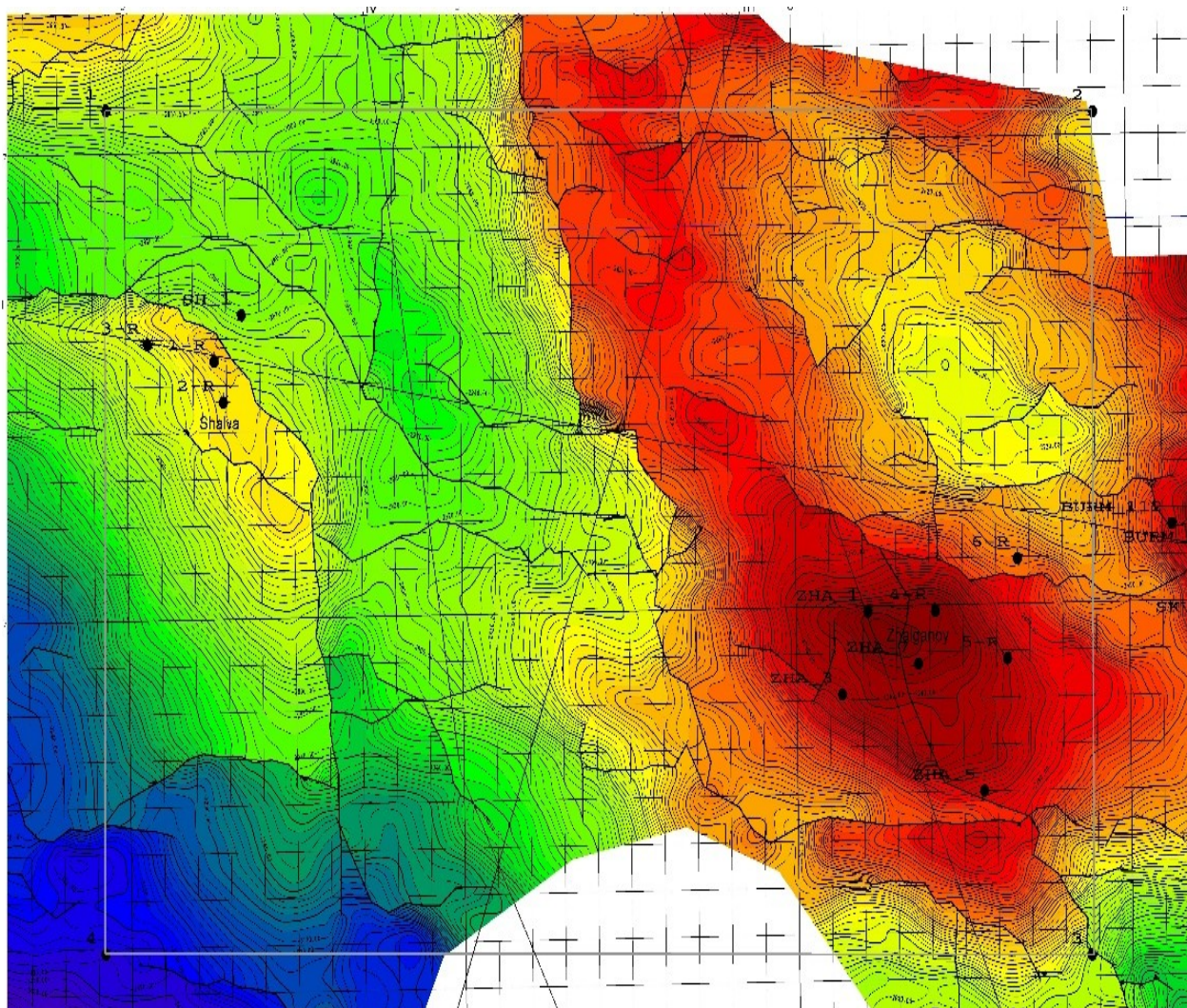
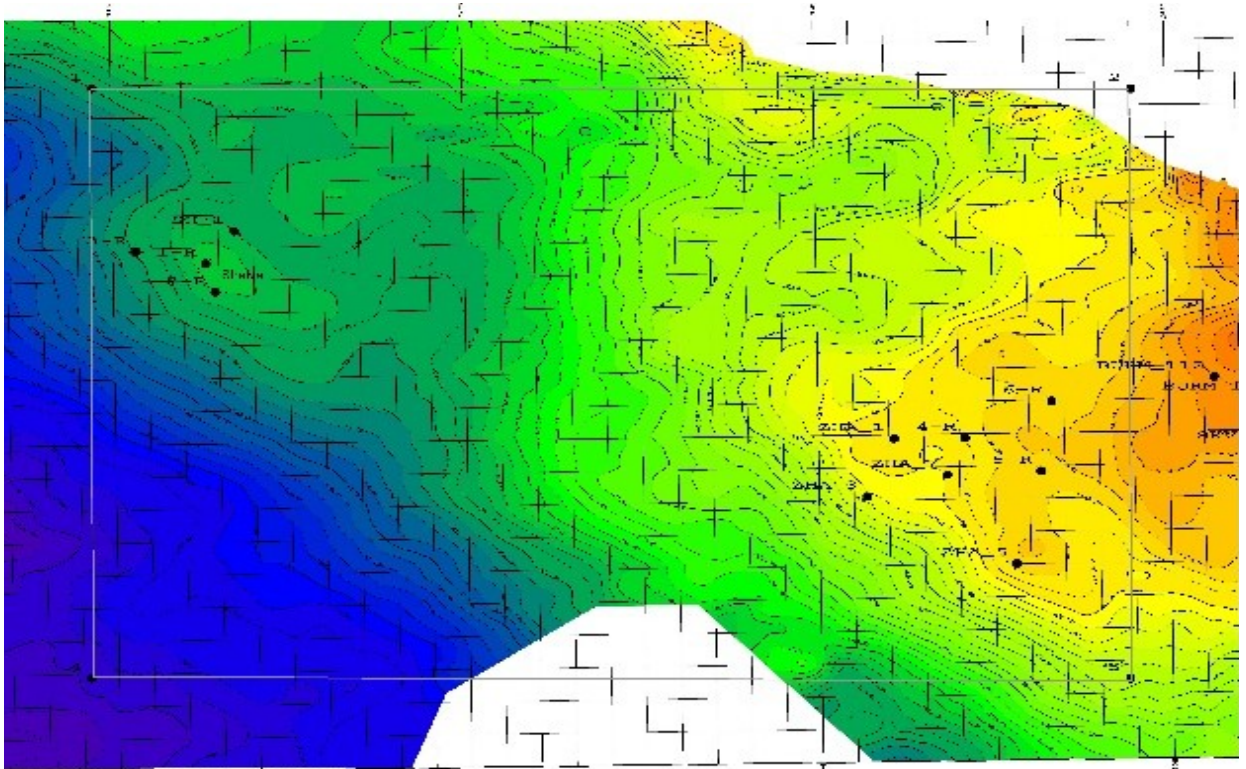


Рисунок 2.5 – Структурная карта по ОГ V3 (нижнетриасовые отложения).

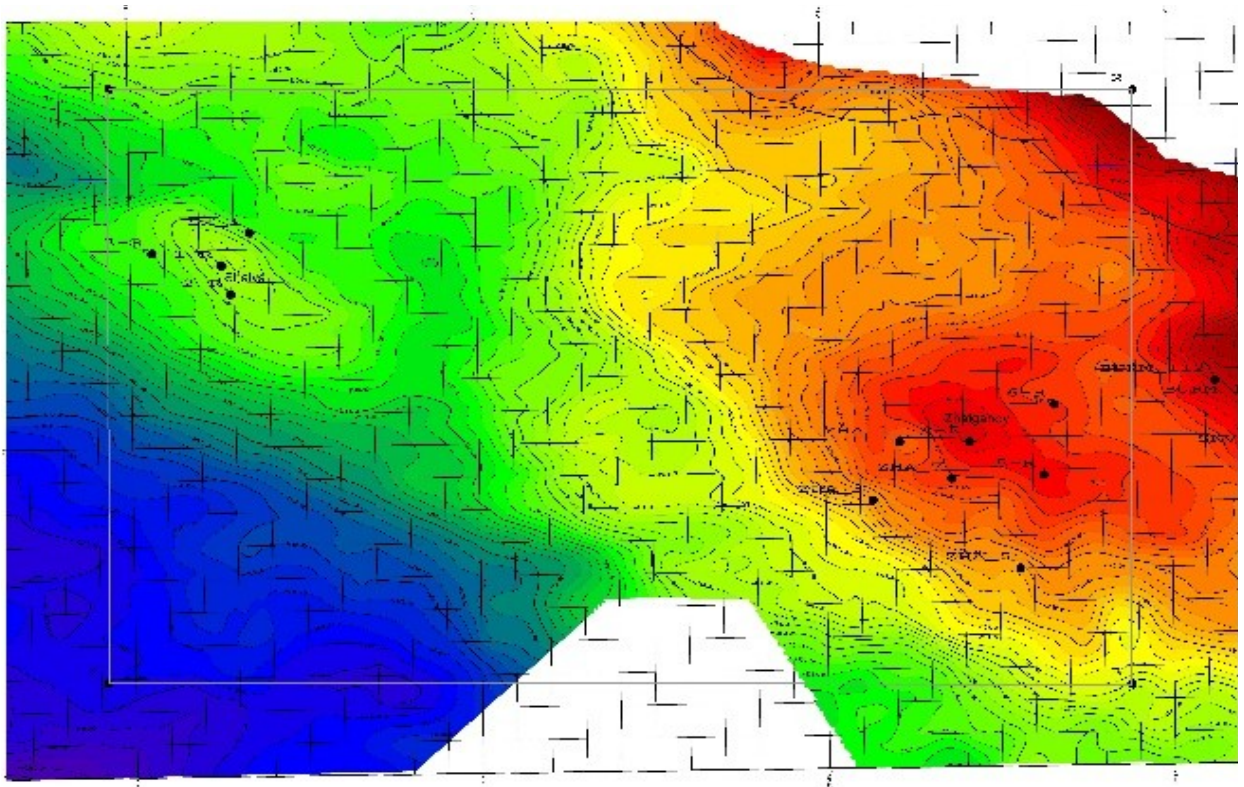
Структурный план юрско-меловых отложений существенно отличается от триасового плана. Юрские пласты в виде покрова с глубоким размывом залегают на сложном рельефе триасовых отложений (рисунок 2.6).

По V1 отражающему горизонту поднятие Шалва в отличие от структурных построений по материалам 2D, где оно закартировано в виде двух куполов, по материалам трехмерной сейсморазведки представляет собой единую брахиантиклинальную структуру с размерами по оконтуривающей изогипсе минус 2320 м 3,9x1,8 км и амплитудой около 50 м.





ОГ IV2



ОГ V1

Рисунок 2.6 – Структурные карты по ОГ IV2 (меловые отложения) и ОГ V1 (юрско-меловые отложения).

По ОГ IV<sub>2</sub> структурный план практически не отличается от нижележащего. Малоамплитудное поднятие Шалва обособливается в контуре изогипсы минус 1780 м и имеет размеры 2,5х1,0 км и амплитуду около 15 м. Меловые отложения залегают на размытой поверхности юрских отложений, с которой стратифицируется III отражающий горизонт, уверенно прослеживаемый на временных разрезах.

### **2.3 Нефтегазоносность исследуемого района работ**

Следуя из закономерностей пространственного размещения промышленных скоплений углеводородов в отложениях платформенного чехла северного борта Южно-Мангышлакского прогиба, перспективы нефтегазоносности изучаемой территории связываются со среднеюрской и нижнетриасовой регионально продуктивными толщами.

Юрские отложения на территории Жетыбай-Узеньской тектонической ступени диапазон нефтеносности который колеблется в широких пределах. На месторождениях Узень, Карамандыбас, Жетыбай, приуроченных к крупным высокоамплитудным брахиантклиналильным поднятиям, промышленные залежи нефти и газа установлены по всему келловей-нижнеюрскому разрезу. На мелких объектах, таких как Бурмаша, Сев. Карамандыбас, залежи находятся в отложениях байоса, а на Айрантакыре продуктивными являются ааленские отложения (горизонт Ю-ХI).

Необходимо отметить, что для малоразмерных и малоамплитудных структур характерным является наличие в разрезе платформенного чехла одной, в редких случаях двух залежей (Айрантакыр, Шинжир, Вост. Узень, Молдыбай и др.). К таким объектам относятся структуры Шалва, Зап. Шалва, Турбас, Кулназар, закартированные сейсморазведкой МОГТ по целевым отражающим горизонтам в юрской толще и расположенные в аналогичных структурно-тектонических условиях.

В процессе разведки промышленные притоки углеводородов на площади были получены в диапазоне глубин 1700-2500 м из Ю-II, Ю-III, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-XIII горизонтов юрской продуктивной толщи:

-к горизонту Ю-II батского яруса приурочена нефтегазовая залежь с дебитом газа на 7 мм штуцере 62,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а нефти - 44,0 м<sup>3</sup>/сут.

-в Ю-III горизонте батского яруса получен приток нефти дебитом 11,2 м<sup>3</sup>/сут.

- в горизонте Ю-VII байосского яруса получен приток нефти дебитом 42,2 м<sup>3</sup>/сут. при депрессии 64,4 атм

-в разрезе Ю-VIII горизонта байосского яруса выделяются две самостоятельные залежи: "А" и "Б". Первый резервуар приурочен к кровле горизонта, где в интервале 1847-1857 м получен фонтан нефти дебитом 72 м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере. Залежь пластовая, сводовая. Залежь "Б" выявлена в средней части

горизонта, где в интервале 1870-1880 м. получен фонтан газа дебитом 138,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере.

- в разрезе Ю-IX горизонта байосского яруса установлено наличие двух залежей, где получены фонтаны газа дебитом до 53,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере и притоки нефти дебитом от 0,44 м<sup>3</sup>/сут. до 5,72 м<sup>3</sup>/сут.

- в базальном пласте Ю-XIII горизонта открыта нефтяная залежь с притоком нефти до 12,3 м<sup>3</sup>/сут. Залежь пластовая, сводовая, высотой 62 м.

Плотность нефти колеблется от 0,850 до 0,888 г/см<sup>3</sup>, причем никакой закономерности в распределении плотностей нефти по горизонтам не отмечается.

Основные параметры месторождения характеризуются следующими значениями: коэффициенты пористости по горизонтам изменялись в пределах от 0,21 до 0,15, коэффициенты нефтегазонасыщенности определены по промыслово-геофизическим данным и изменяются по залежам в диапазоне от 0,62 до 0,74. Балансовые запасы нефти, подсчитанные по категории С<sub>1</sub>, составляют в целом по месторождению 5759,0 тыс. т, извлекаемые - 1423,0 тыс. т, запасы газа газовых шапок составляют - 344,0 млн.м<sup>3</sup>.

Исходя из закономерностей пространственного размещения промышленных скоплений углеводородов в разрезе осадочного чехла Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления, особенностей геологического строения и условий формирования локальных структур, осложняющих Контрактную территорию, можно сделать следующие выводы:

- основные перспективы обнаружения промышленных залежей углеводородов связываются со среднеюрскими отложениями: с аален-байосскими – в пределах Шалва-Жалганойского фрагмента Узень-Карамандыбаской антиклинальной зоны и с байосскими – в пределах Бурмашинской приразломной зоны;

- в качестве эталонов для оценки перспективных ресурсов методом геологических аналогий по плотностям разведанных запасов принимаются соседние месторождения Айрантакыр и Бурмаша);

- в процессе поисковых работ следует иметь в виду, что рассматриваемая территория попадает в зону возможного развития неантиклинальных ловушек в карбонатных отложениях верхней юры.

Приуроченность структур Шалва и Жалганой к Жетыбай-Узеньской тектонической ступени предопределило перспективы обнаружения залежей нефти и газа в юрской толще.

Уже январе 2009 года пробуренная разведочно-поисковая скважина SH-P1 выявила две залежи нефти: в Ю-XI горизонте средней юры и в оленекских отложениях нижнего триаса, а скважина SH-PR 2, пробуренная в контуре оперативных запасов подтвердила наличие более мощной нефтенасыщенной толщи и нефтенасыщенность известняков нижнего триаса.

На этом основании по месторождению Шалва был проведен подсчет оперативных запасов по горизонту Ю XI по категориям С1 и С2

#### **Залежь Ю-XI горизонта по скважине SH-P 1**

Толщина горизонта колеблется от 58 до 65 м. Залежь нефти приурочена к средней части Ю-ХІ продуктивного горизонта. Природный резервуар состоит из одного песчаного пласта-коллектора. Коэффициент расчлененности равен 1. Коэффициент песчанистости равен 1. Эффективные толщины пласта-коллектора изменяются от 9,0 м в скважине SH-1 до 19,1 м в скважине SH-P3.

В скважине SH-P1 после перфорации в интервале 2315-2325 м (абсолютные отметки -2119,9-2129,9 м) был получен фонтанный приток нефти с дебитом нефти 10,5 м<sup>3</sup>/сут, дебит газа 1473 м<sup>3</sup>/сут через 5 мм штуцер. В скважинах SH-P3 и SH-1 аналог продуктивного пласта-коллектора по данным ГИС является водонасыщенным. Учитывая материалы опробования и результаты интерпретации промыслово-геофизических данных, ВНК условно принимаем по абсолютной отметке -2160 м.

По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной. Площадь нефтеносности 5932 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи при этом составляет 40 метров. Подсчитанные запасы оцениваются по категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> с учётом изученности залежи.

#### **Залежь горизонта Т<sub>10</sub>**

Залежь приурочена к кровельной части терригенно-карбонатной пачки в подошве оленекского яруса нижнего триаса, которая вскрыта двумя скважинами. Природный резервуар в скважине SH-P1 состоит из пяти песчаных пластов-коллекторов, в скважине SH-P3 коллекторы отсутствуют. Общая толщина резервуара составляет 12,9 м. Суммарная эффективная толщина пластов-коллекторов в скважине SH-P1 равна 3,0 м. Коэффициент песчанистости равен 0,23.

Залежь перфорирована в скважине SH-P1 в интервалах 2721-2722,3 м; 2723,3-2723,8 м; 2725-2725,6 м; 2731,9-2732,2 м; 2733,3-2733,5 м (абсолютные отметки -2525,9-2727,2 м; -2528,2-2528,7 м; -2529,9-2530,5 м; -2536,8-2537,1 м; -2538,2-2538,4 м), после перфорации приток из пласта не был получен. После дострела Ю-ХІ горизонта в интервале 2315-2325 м и освоения был проведен ГИС по определению работающих пластов и профилю притока. Результаты сведены в таблицу 2.1.

По результатам обработки геофизических материалов в скважине SH-P1 выделяются нефтенасыщенные коллектора в отложениях оленёкского яруса нижнего триаса, которые были перфорированы и из которых по данным РГД получена нефть с суммарным дебитом 2,4 м<sup>3</sup>/сут.

При опробовании аналогов этих пластов в скважине SH-P3 в интервале 2866-2883 (абсолютные отметки -2683,9 -2700,9 м) притока пластового флюида получено не было. По типу природного резервуара залежь Т<sub>10</sub> является пластовой сводовой, тектонически экранированной. Площадь нефтеносности 296 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи при этом составляет 13 метров. Подсчитанные запасы оцениваются по категории С<sub>2</sub> с учетом изученности залежи.

В разведочно-поисковой скважине SH-P3 в подошвенной части терригенно-карбонатной пачки оленекского яруса был перфорирован интервал 2953-2934 м.



где было получено 150-200 л нефти. При дальнейшем последовательном снижении уровня до глубины 2000 м приток из пласта отсутствовал. В пределах опробованного интервала 2934-2953 м по заключению ГИС пласты-коллекторы имеют низкие ёмкостно-фильтрационные свойства, и характеризуются локальным распространением.

## 2.4 Петрографическая характеристика продуктивных горизонтов

Анализ литолого-петрографической характеристики продуктивной части разреза месторождений Шалва и Жалганой были выполнены на основе анализа отбора керна. В таблице 2.2 представлены физико-литологические свойства исследованных пород по керну по скважине SH-P3.

Петрофизическая характеристика пород из скважины SH-P3 месторождения Шалва по состоянию на 01.11.2013 г. изучена по 27,7 м керна (вынос 96,5 % от проходки с отбором керна) и по 25 образцам пород.

Для образцов, представленных песчаниками светло-серыми, средне-мелкозернистыми, с пористостью 0,143-0,205 д.ед. и проницаемостью  $(2,47-280,72) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, выполнены замеры электрического сопротивления пород при 100 % и изменяющейся (методом центрифугирования) насыщенности моделью пластовой воды.

При граничном значении проницаемости равным  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> граничное значение пористости соответствует 0,12 д. ед. Т.е при  $K_p < 0,12$  д. ед. часть порового объёма породы будет занята неподвижными флюидами, а при  $K_p > 0,12$  д. ед. ( $K_p \cdot (1 - K_v \text{ ост.})$ ) - подвижными флюидами (рисунок 2.7).

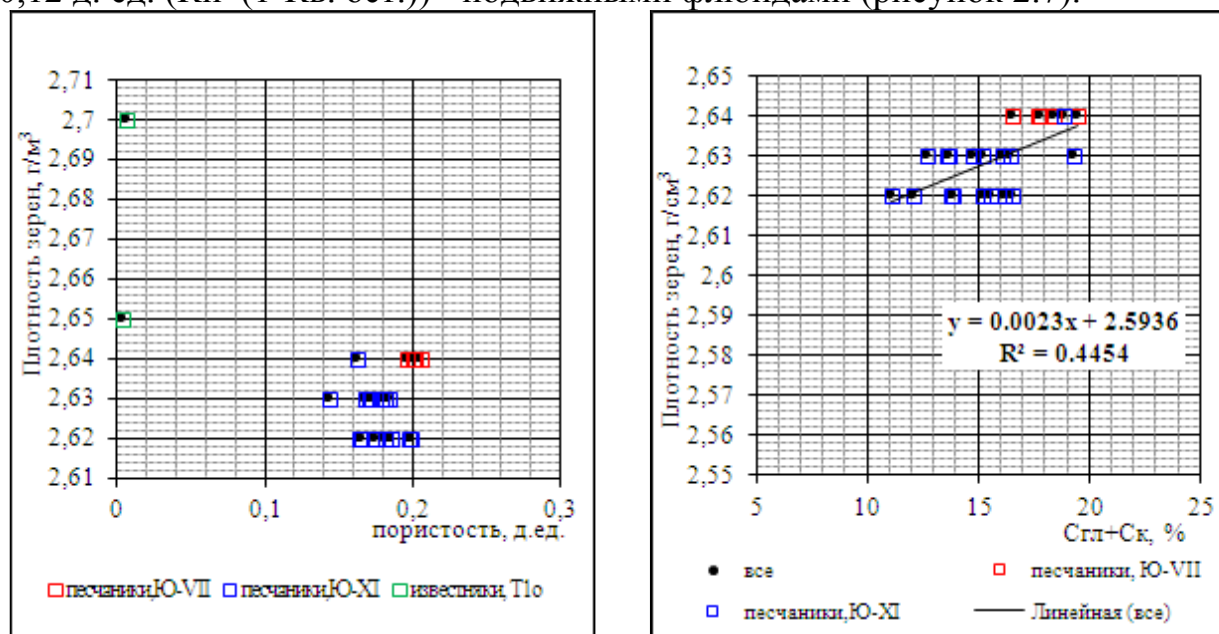


Рисунок 2.7 – Электрическое сопротивление и остаточная водонасыщенность

Верхний предел глинистости, количества цемента коллекторов месторождения Шалва установить невозможно, поскольку все исследованные песчаники имеют ёмкостно-фильтрационные свойства выше граничных. Для исследованных песчаников Ю-ХІ горизонта содержание пелитового материала в породе в среднем составляет 11 % (7 -17,5 %), при максимальном суммарном содержании пелитовой фракции и карбонатных минералов 19,47 %.

В целом, на Южном Мангышлаке верхний предел глинистости для отложений аалена не превышает 28 %, для байосса 40 %.

Таким образом, принятые нами граничные значения пористости и проницаемости соответствуют установленным граничным значениям ФЕС пород для отложений Ю-ХІ горизонта Жетыбай-Узеньской тектонической ступени; для пород Ю-ХІ горизонта продуктивного горизонта для месторождений Айрантакыр, Восточный Жетыбай, Асар, Жетыбай и Бектурлы нижний предел проницаемости определен и утвержден соответственно в  $7 \times 10^{-3}$ ,  $1 \times 10^{-3}$ ,  $1 \times 10^{-3}$ ,  $3 \times 10^{-3}$  и  $3 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Нижний предел пористости для продуктивных коллекторов Ю-ХІ продуктивного горизонта принят соответственно Восточный Жетыбай (9 %), Айрантакыр (12%), Асар (10,5 %), Жетыбай (12 %), Бектурлы (12 %) (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Средние значения пористости и проницаемости пород-коллекторов.

Скважина	Возраст	Горизонт	Наименование	Пористость, д.ед.	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>
SH-	J <sub>2a</sub>	Ю-VII	количество	5	5
			среднее значение	0,20	105,58
			интервал изменений	0,196-	82,97-134,8
		Ю-ХІ	количество	18	18
			среднее значение	0,18	79,41
			интервал изменений	0,14-0,19	2,47-280,72

### 3 Методика проведения полевых работ на месторождениях Мангистауской области

#### 3.1 Методика проведения 3D сейсморазведки

Принимая во внимание очень редкую сеть ранее отработанных профилей 2Д, было принято решение покрыть весь район объемной сейсморазведкой, частично охватив структуру Западной Шалва, сопряженную с антиклинальной структурой Шалва и Жалганой.

##### 3.1.1 Методика полевых работ

Полевые работы выполнены методом ОГТ по системе 60 кратных наблюдений с объемом сейсморазведочных работ 209 кв.км., с предварительной обработкой. Основные параметры систем наблюдений приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Основные параметры систем наблюдений сейсморазведки 3D

Площадь: Шалва и Жалганой		
Параметры единичной расстановки (Шаблон)		Параметры
1	Полная кратность. (Full Fold)	60
2	Кратность по направлению линий приема (ЛП). (Fold - inline)	10
	Кратность в направлении ортогональном ЛП. (Fold - crossline)	6
	Размер бина [м x м]. (Bin Size) [ $B_r \times B_s$ ]	25 x25
3	по направлению линий приема (ЛП) [м]. (Inline) – $B_r$	25
4	по направлению ортогональному ЛП [м]. (Crossline) – $B_s$	25
5	Количество линий приема (ЛП) в шаблоне. (Number of receiver lines per swath (NRL))	12
5	Количество пунктов приема (ПП) на линии приема (ЛП). Number of receivers per line (NRpL)	120
6	Количество активных каналов. (Number of active channels (NC))	
7	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП [м]. (Receiver Interval (RI))	1440
8	Интервал между линиями приема [м]. (Receiver Line Interval (RLI))	50
9	Распределение (allocations): - каналов (channels)	300

Продолжение таблицы 3.1

10	Распределение (allocations): - удалений (offsets)	60 - 0 - 60
11	Максим. значение минимальных удалений (M). (MAX min offsets)[м]	2975-25-0-25-2975
12	Максимальное удаление "взрыв-прием". Maximum offset "Sh.-Rec."	389
13	Количество каналов на длинной (при ассиметрии) ветке годографа	3902
14	На краях площади съёмки количество каналов на короткой (при ассиметрии) ветке годографа	60
15	Система расположения линий взрыва	30
16	Layout of shot lines (Normal orthogonal, Brick, Zigzag etc.)	Крестовая
17	Количество линий взрыва на единичной расстановке. (Number SLs)	Normal Orthogonal
18	Шаг пунктов взрыва на линии взрыва (ЛВ) [м]	1
19	Shot Interval (SI)	50
20	Количество пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва (ЛВ) в единич. расстановке	
21	Number shot points per source line (Salvo).	36
22	Размер полуосей единичной расстановки (шаблона). [м x м] Size of patch	36 per swath
23	в направлении линий приема (Inline) - Xr [м]	2975 x 2525
24	в направлении ортогональном ЛП (Crossline) - Xs [м]	2975
25	Соотношение полуосей шаблона (Aspect Ratio) = Xs:Xr	2525
26	<b>II Параметры сейсмической съёмки</b>	0.85
27	Площадь сейсмической съёмки 3D (кв.км)	
28	Кол.линий приёма на площади съёмки	137
29	Кол. пунктов приёма на площади съёмки	57
130	Среднее кол. каналов на приёмных линиях площади съёмки [Ave.numbe of RL]	23124
331	Количество линий возбуждения на площади съёмки	414
332	Количество ПВ на площади съёмки (Number of SP)	67
333	Интервал между линиями возбуждения (ЛВ) [м]. Shot Line Interval (SLI)	18018
334	Площадь полнократных бинов (кв.км) [Full-fold area]	300
335	Площадь единичной кратности (кв.км) [Single area]	137



Сейсморазведочные работы 3D проводились с использованием невзрывных источников, вибраторами NOMAD-65.. В качестве регистрирующей аппаратуры использовалась сейсмостанция “SERSEL 408UL” с напольным оборудованием. Производственные работы проводились конвейерным способом смотки и размотки.

### **3.1.2 Обработка материалов 3D сейсморазведки**

Обработка и интерпретация полевых материалов проведена в два этапа:  
-Обработка сейсмических данных 3D по Стандартному Графу  
-Обработка по методике Глубинной миграции до суммирования.  
В основу динамического анализа положены глубинный куб и производные этого куба:

-куб амплитуд по средневзвешенной частоте,  
-куб когерентности и результаты динамического анализа куба данных при использовании пакета программ Stratimagic

Эти материалы легли в основу структурной и динамической интерпретации, на основе которых выполнены структурные построения по отражающим горизонтам: III (подошва готеривских отложений нижнего мела), IV<sub>2</sub> (предположительно репер в байосских отложениях средней юры), V<sub>1</sub> (подошва юры или кровля доюрских отложений), V<sub>3</sub> (предположительно кровля карбонатной толщи в оленекских отложениях нижнего триаса), а также прослежены палеоруслы по слайсам.

По результатам работ получена более достоверная информация о глубинном геологическом строении изучаемого участка, уточнена морфология структур Шалва и Жалганой в плане, их глубинная структура, на основе которых были подготовлены Проект ГРП и Проект строительства 4-х поисковых скважин на структурах Шалва и Жалганой.

## **3.2 Методика проведения геофизических исследований скважин**

### **3.2.1 Геолого-технические условия проведения ГИС**

Комплекс ГИС, выполненный современной многофункциональной аппаратурой посредством наземной системы регистрации данных, включал следующие методы:

- метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);
- кавернометрия (ДС);
- акустический каротаж – (АК);
- метод естественной гамма активности (ГК);
- нейтрон-нейронный каротаж (двухзондовый ННКт);

- многозондовый индукционный каротаж (HDIL)
- индукционный каротаж ВИКИЗ
- индукционный каротаж двумя зондами (ILD, ILS)
- боковой каротаж (БК)
- боковой микрокаротаж (БМК)
- акустический каротаж (АК);
- литоплотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-ЛП);
- инклинометрия.

В скважинах на месторождениях проведены исследования ядерно-магнитным каротажем для изучения распространения трещиноватой пористости в аргиллитах и известняках среднего и нижнего триаса, а так же для изучения характера насыщения и уточнения данных ГИС по скважинам.

После спуска колонн и проведения цементации скважины проводились замеры АКЦ (волновой сигнал) для оценки качества цементирования, наличия цемента за колонной и высоты подъема цемента.

Определение траектории ствола скважины проводилось по замерам инклинометрии по точкам через 10 м.

Проведены прямые исследования пласта – опробование в открытом стволе скважин (ИПТ) в скважине SH-P1 и испытание пластов в колонне (ОПК) в скважине SH-P1, отбор флюидов.

В скважинах после спуска кондуктора выполнены геолого-технологические исследования (ГТИ), включающие измерение параметров бурения, параметров и свойств ПЖ, экспресс-анализ шлама. В процессе бурения замерялись следующие данные: скорость бурения и положения долота, частота вращения ротора, удельный вес и температура раствора на входе и выходе из скважины, объем раствора в скважине и т.д. Описание разреза скважины основано на образцах отбуренного шлама, отобранного через 10, 5, 3, 2 и 1- метровых интервалах. Образцы шлама также отбираются при изменении скорости проходки для более точного определения литологии и проявления углеводородов. Образцы шлама промывались, сушились и упаковывались в пластиковые прозрачные стаканчики. Для качественного определения углеводородного насыщения все пробы шлама тестировались в ультрафиолетовом свете, для проверки типа насыщения коллекторов применялся хлороформ. В скважинах SH-P1 и SH-P3 проведены исследования ГИС с целью определения работающих толщин и характера поступающего в скважину флюида.

Объектом исследований являются юрские и нижнетриасовые отложения, вскрытые скважинами в интервале глубин 1670-3240 м.

Юрские продуктивные отложения представлены неравномерным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород. Практический интерес представляют отложения Ю-XI и Ю-IX горизонтов средней юры, продуктивные на соседних месторождениях Жетыбай-Узеньской тектонической ступени: Бурмаша, Айрантакыр, Восточный Жетыбай, Асар,

Жетыбай и Бектурлы. На месторождении Шалва глубина залегания Ю-ХІ горизонта 2290-2395 м (район скважин SH-P2, SH-P1, SH-1, P3), на структуре Жалганой 2100-2300 (скважины ZH-1,3,7 и ZH-P4). Глубина залегания горизонта Ю-ІХ 2050-2200 (район скважин SH-P2, SH-1, SH-P1, SH-P3), на структуре Жалганой 1900-2000 (скважины ZHA-1,3,7 и ZH-P4). При опробовании в колонне Ю-ХІ горизонта скважины SH -P1 получен приток нефти 12,6 м<sup>3</sup>/сут. Интервал испытания Ю-ХІ горизонта является составной частью мощного горизонта песчаников с покрывкой из толщи алевролитов. По данным газового каротажа продуктивный горизонт фиксируется до глубины 2327 м.

Керном этот горизонт охарактеризован в скважинах SH-P2 и SH-P3. По описанию керна коллекторы представлены песчаниками. Коллекторы юрских отложений гранулярные, порового типа, достаточно изученные на Южном Мангышлаке.

Нижнетриасовые отложения представлены оленекскими сероцветными (карбонатно-терригенная толща T<sub>1</sub><sup>2</sup>) и пестроцветными (алевролито-аргиллитовая толща) породами. Карбонатно-терригенная толща T<sub>1</sub><sup>2</sup> представлена чередованием терригенных и туфогенных разностей (туфы, туффиты, туфоизвестняки, алевролиты и аргиллиты) с карбонатными прослоями.

При опробовании в колонне скважины SH- 1P в интервале 2721,0-2733,5 м (кровля карбонатной пачки оленекского возраста) получен приток нефти 2,4 м<sup>3</sup>/сут.

Термометрия в поисковых скважинах с целью определения температуры пород в открытом стволе не проводилась, если проводить аналогию с близлежащими месторождениями, то температура пород юрской продуктивной толщи изменяется от 80<sup>0</sup>С в Ю-І горизонте до 104 <sup>0</sup>С в Ю-ХІІІ горизонте. Т.е. термоградиент ориентировочно можно принять равным 3 <sup>0</sup>С на 100 м.

Для определения характеристики пластовой воды юрского горизонта были отобраны и исследованы пробы пластовой воды из скважины SH-P3 (интервал опробования 2477-2497 м (Ю-ХІІ горизонт) и 2579-2589 (Ю-ХІІІ горизонт)). Согласно приведенным данным пластовые воды юрских отложений Шалвы по гидрохимическим параметрам аналогичны водам других месторождений Жетыбай-Узеньской тектонической ступени и представляют собой хлоркальциевый рассол с минерализацией 163-172 г/л (гл.б-гидрогеология). Удельное сопротивление (УЭС) пластовых вод (ρв) при температуре, соответствующей глубине залегания пластов, равняется 0,018 Омм.

Юрские и триасовые отложения в скважинах SH-P1 и SH-P3, пробуренных в период 2008-2009 гг. и скважине SH-P2, пробуренной в 2013 г., вскрывались долотами диаметром 215,9 мм на полимерных глинистых промывочных жидкостях (ПЖ). Хлоркальциевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия. Действие калиевых растворов

обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава.

Технологические параметры промывочной жидкости (ПЖ), используемой при разбурировании продуктивной толщи, колеблются по скважинам в следующих пределах: плотность – от 1,06 до 1,20 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость от 40 до 53 сек, водоотдача 5-8 см<sup>3</sup>/за 30 мин. Удельное сопротивление (УЭС) ПЖ в интервале продуктивной толщи изменяется от 0,03 до 0,15 Ом.

К неблагоприятным факторам можно отнести следующее: наблюдаемое в продуктивных горизонтах частое переслаивание тонких, толщиной два и менее метров, пластов песчаников с глинистыми, плотными и углистыми прослоями, высокую пластовую температуру залегания продуктивных залежей.

Длительный простой скважины после вскрытия (SH-P1) и размыв ствола (местами в триасе) может в какой-то мере влиять на показания методов, по которым осуществляется оценка пористости (АК, ГГК, НК).

## 4 Обработка и интерпретация материала

### 4.1 Методика выделения коллекторов и оценки их свойств

Толща юрских отложений характеризуется удельным электрическим сопротивлением (УЭС) от 0,5 Омм до 50 Омм и выше, временем пробега упругих волн – наиболее характерным – от 180 до 360 мкс/м, плотностью  $-2,20-2,65 \text{ г/см}^3$ , значениями нейтронной пористости – от долей до 25 %. Естественная радиоактивность изменяется в широком диапазоне от 1,6 до 18,0 мкР/ч.

Глинистые породы (глины, аргиллиты) по ГИС характеризуются максимальными показаниями потенциалов собственной поляризации (скважины SH-P1, SH-P3), естественной радиоактивности (ГК), максимальными показаниями нейтронной пористости, номинальным или увеличенным диаметром скважин.

Плотные породы имеют резко отличную характеристику по ГИС: максимальные значения УЭС и ГПП, минимальные показания ГК, АК, номинальный диаметр скважины.

Пластами – коллекторами в терригенном разрезе месторождения Шалвы являются разнотельные песчаники и алевролиты. Продуктивными в нефтеносном отношении на месторождении Шалва являются отложения горизонта Ю-XI, потенциально продуктивными – нижнетриасовые отложения (при опробовании в колонне скважины SH- 1P кровли карбонатной пачки оленекского возраста получен приток нефти  $2,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$ )

Нижнетриасовые отложения, представленные оленекскими сероцветными (карбонатно-терригенная толща  $T_1^2$ ) и пестроцветными (алевролитовая толща) породами, характеризуются повышенными УЭС, достигая сотен Омм. В строении  $T_1^2$  необычна в литолого-фациальном отношении, она представлена чередованием терригенных и туфогенных разностей (туфы, туффиты, туфоизвестняки, алевролиты и аргиллиты) с карбонатными прослоями. Геофизическая характеристика терригенных и туфогенных разностей аналогична юрским отложениям (но соответственно с более заниженным диапазоном времени пробега упругих волн 200-250 мкс/м и плотности  $2,5-2,70 \text{ г/см}^3$ ), то есть широкое распространение туфогенных разностей и их значительная глинистость ведет к снижению ФЕС пород.

Карбонатные породы отмечаются на структуре Жалганой. Геофизическая характеристика разреза аналогична месторождению Шалва, однако структура Жалганой находится гипсометрически выше на 200-250 метров.

В качестве дополнительной информации для оценки перспектив контрактной территории были использованы данные ГИС по ранее пробуренным скважинам: № 2, 1, 5, 7 на структуре Жалганой и №1 на Шалве, где проводились стандартные, для того времени, геофизические исследования: ПС, ГК, БК, кавернометрия, НГК и др. (Рисунок 4.1).

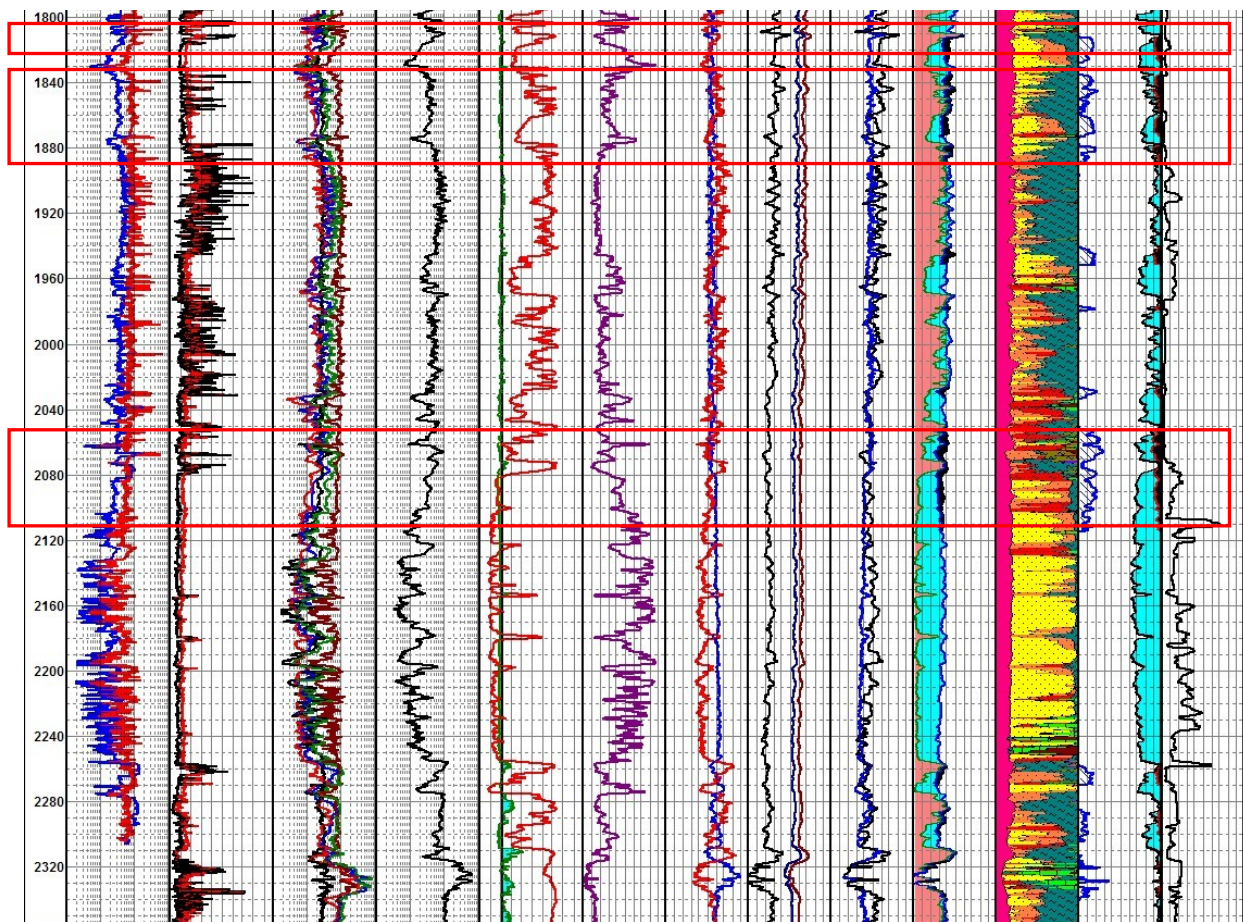


Рисунок 4.1 – Горизонты с показателями нефтенасыщенности

Переинтерпретация этих данных, с использованием характеристик ГИС новых скважин, позволила выделить несколько горизонтов с возможным содержанием углеводородов.

В частности, в скважина №7 на структуре Жалганой были выделены горизонты с показателями нефтенасыщенности, представленные на данном фрагменте (Рисунок 4.1):

Аналогично выделены горизонты и на скважине №5.

Пробуренная и ликвидированная скважина №1 на структуре Жалганой по корреляции ГИС с новой скважина ZH-P4, расположенной в 400м от первой, должна иметь на уровне 1936-1960м те же нефтенасыщенные коллектора, что и на скважине ZH-P4 (зеленое поле на Рисунке 4.3) Возможно это является следствием бурения тяжелыми глинистыми растворами в 1969г, которые забились пористые коллектора и, при гидродинамическом испытании пласта с малым промежутком времени был получен приток воды бурового раствора показана на рисунке 4.2.

Влияние плотного бурового раствора и его глубокое проникновение в песчаники отразилось на характере ГИС и на соседних месторождениях. В качестве примера на месторождении Шалва продуктивный горизонт в инт.



2315-2327м в результате проведения ГИС только после отбурки скважины SH P1 интерпретировался как водонефтяной 50/50%, хотя перфорация и испытания показали 100% содержание нефти (Рисунок 4.2).

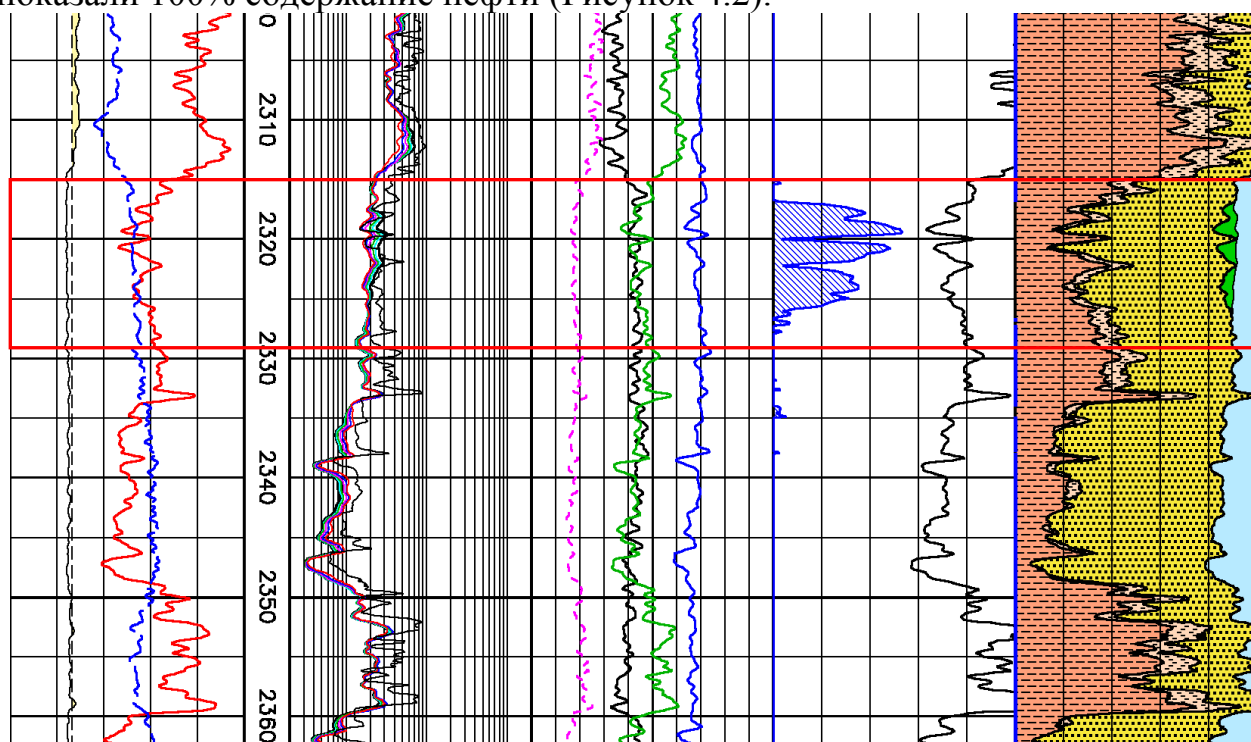


Рисунок 4.2 – Фрагмент ГИС скв.SH-P1 (нефтяной горизонт 2315-2327)  
Структура Шалва.

Проведя анализ всех геофизических исследований в скважинах, расположенных на структурах Шалва и Жалганой, а так же в скважинах соседних территорий, можно сделать вывод о малой эффективности методов индукционного каротажа (снимающего электрическую проводимость пластов) и большей эффективности методов бокового каротажа, бокового каротажного зондирования (снимающих сопротивления пластов). Предположительно это происходит из-за сильной глинистости пластов-коллекторов, наличия в породах проводящих минералов, сильной солёности пластовых вод, а так же довольно сильного проникновения бурового раствора в пласты. На рисунках 4.5 и 4.6 представлен ядерно-магнитный каротаж скважин SH-P2 и ZH-P4.

#### 4.2 Определение коэффициента глинистости

Для определения глинистости использовался метод ГК и парная связь нейтронная пористость - объемная плотность, а для оценки флюидов - УЭС пласта и промытой зоны, определенные по данным индукционного каротажа. Глинистость определялась по зависимости естественной гамма-активности изучаемых пород от содержания глин, кривая ГК была пересчитана в

коэффициент глинистости по зависимости Ларионова - «разностного» относительного параметра от глинистости пород:

$$AGK = \frac{ГК - ГК_{мин}}{ГК_{мак} - ГК_{мин}}$$

где  $ГК_{мак}$  и  $ГК_{мин}$  максимальные и минимальные показания, наблюдаемые против глинистых пластов и песчаников.

При расчете объемной глинистости в программе была использована формула *Larionov Old Rock* :

$$V_{sh} = 0.33 * (2^{(2+AGR)} - 1).$$

### 4.3 Определение коэффициента пористости

Пористость пластов-коллекторов определялась по данным лабораторного исследования образцов керна и методов ГИС.

Интерпретация каротажных материалов проводилась по программе «HDS».

Для определения пористости с учетом литологии, использованы нейтронная пористость (заранее рассчитанная и скорректированная за скважинные условия), метод акустического каротажа и объемная плотность.

Входные константы, используемые для расчета коэффициента пористости  $K_p$ , были приняты следующие:

1. АК – использовали уравнение Hunt/Raymer

$$AT_{кп} = (AT - DT_{ск}) / (DT_{ж} - DT_{ск}),$$

$$K_p = DT_{кп} * (1 - K_{гл})$$

где  $DT_{ск} = 180$  мкс/м - интервальное время пробега продольной волны в скелете,

$DT_{ж} = 620$  мкс/м - интервальное время пробега продольной волны в жидкости  
 $K_{гл}$  - коэффициент глинистости.

- НТК (пересчитанный в NPHI) - принят аналог Shlumberger CNL

- ГГК - использовали стандартное уравнение определения пористости по плотностному гамма-каротажу;

- 8ск песчаника -  $2,65$  г/см<sup>3</sup>;

- 5ж -  $1,0$  г/см<sup>3</sup>;

Определенные значения пористости по пластам – коллекторам изменяются в пределах -  $0,123$ - $0,281$  д. ед.

### 4.4 Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности определялся как:  $K_n = 1 - K_v$

Коэффициент водонасыщенности  $K_v$  определялся по уравнению двойной воды в программе HDS.



Исходными данными служили: сопротивление нефтенасыщенного коллектора, сопротивление пласта при 100% водонасыщении, зависимость параметра насыщения от водонасыщенности.

$K_p$  - эффективная пористость, д. ед  $r_p$  - сопротивление пласта, ом

$r_w$  - сопротивление пластовой, воды: для триасовых горизонтов по месторождению - 0,042 Ом.

Зависимости параметра пористости от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности по керновым определениям не получено, поэтому в данном подсчете запасов использовались петрофизические зависимости, построенные по результатам лабораторных исследований образцов для соседнего месторождения Таскудук, описываемые уравнениями:  $R_p=0,88/K_p1,87$   $R_n=1.02/K_v1,7$ . Минимальной величиной  $K_{ng}$  является значение 0.487 д.ед. В скважине Ш-1 в продуктивном горизонте Т2-IV (интервал 830-830.7 м). По шламу в интервалах 820-825м, 825-830м, 830-835м слабый запах УВ.

Определенные значения газонефтенасыщенности по пластам - коллекторам изменяются в пределах - 0,487-0,829 д. ед.

## **5 Результаты проведенных работ по данным ГИС и 3D сейсморазведки**

Основными результатами проведенных работ являются:

1. По данным сейсморазведки составлена карта перспективных площадей.
2. По данным ГИС определены перспективные горизонты и их коллекторские свойства.
3. Проведено моделирование сейсморазведки и ГИС
4. Проведен оперативный подсчет запасов нефти и газа по месторождению Шалва

По результатам работ выявлена более достоверная информация о глубинном геологическом строении изучаемого участка и уточнена морфология структур Шалва и Жалганой.

Построена модель нефтенасыщенности, выполнен оперативный подсчет запасов

### **5.1 Перспективность контрактной территории.**

Перспективность контрактной территории с выделением структур и площадей в качестве первоочередных объектов оценена на основе анализа объемной сейсморазведки, переинтерпретации ГИС по ранее пробуренным скважинам, данных поискового бурения, промысловой геофизики, гидродинамических исследований, лабораторных исследований керн флюидов. На представленной структурной карте по ОГ V1 выделяются две основные структуры, перспективные на обнаружение промышленных запасов нефти и газа: Шалва и Жалганой. Если структура Шалва уже подготовлена для пробной эксплуатации, то антиклинальное поднятие Жалганой требует постановки поискового бурения в больших объемах, поскольку здесь выделяется серия внутренних локальных антиклинальных ловушек, а также серия структур типа примыкания к Жалганойскому разлому по юго-западному обрамлению, что представлено по отражающим горизонтам V1 и IV2 (Рисунок 5.1 и 5.2).

Проведенная корреляция между структурами Шалва и Жалганой по данным бурения скважин SH-P1, SH-P2 и ZH-P4 с учетом данных ГИС по ранее пробуренным скважинам на Жалганое: № 5, № 7, № 1, № 2, свидетельствует о единой картине осадконакопления по всему стратиграфическому разрезу. За счет более поздних тектонических процессов определился перепад высот на 200м Жалганойского поднятия над Шалвой. В этой связи наблюдается идентичность продуктивных горизонтов триаса и средней юры, что дает основание для поиска коммерческих объектов на крупной Жалганойской структуре. Подтверждением этому являются результаты бурения по скв. ZH-P 4 и данные ГИС по скв. № 5, № 7, № 1, № 2. Для эксплуатации горизонта Ю-XI начиная с 2013г предлагается бурение 13-ти скважин C1(P12,P14,P15,P16,P17,P11,P13,P20,P21)-,C2 P23,P18,P15,P19,P11,P22) с темпом проектных скважин-2 скв/год.

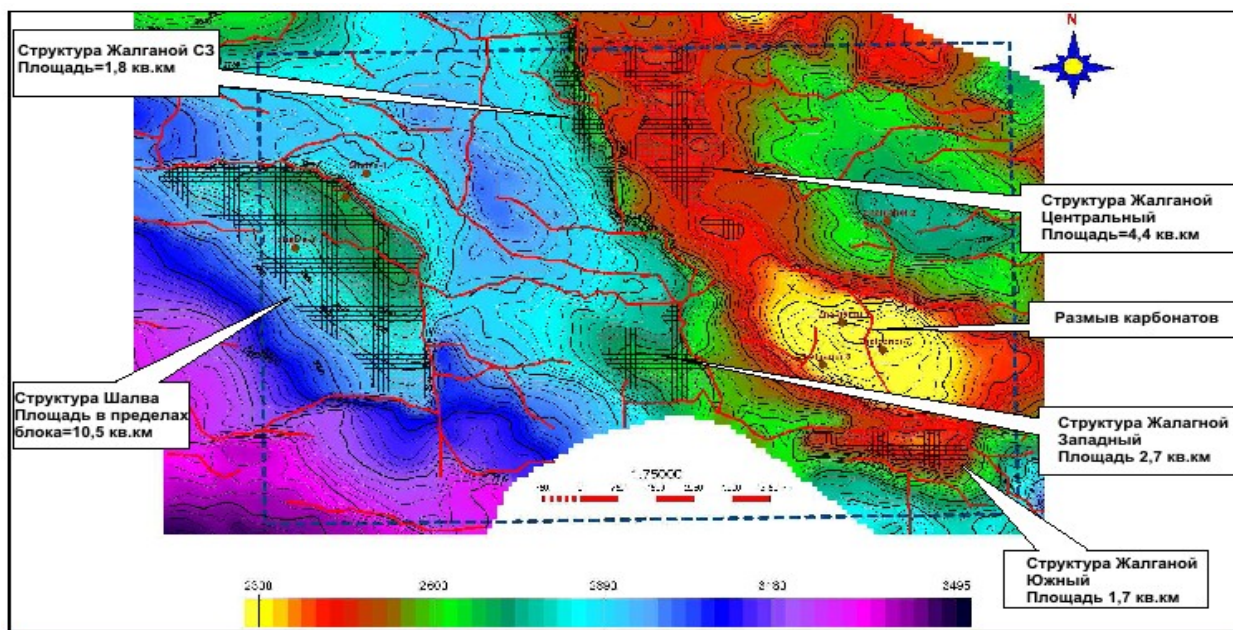


Рисунок 5.1 – Структурная карта по ОГ V1 с перспективными площадям

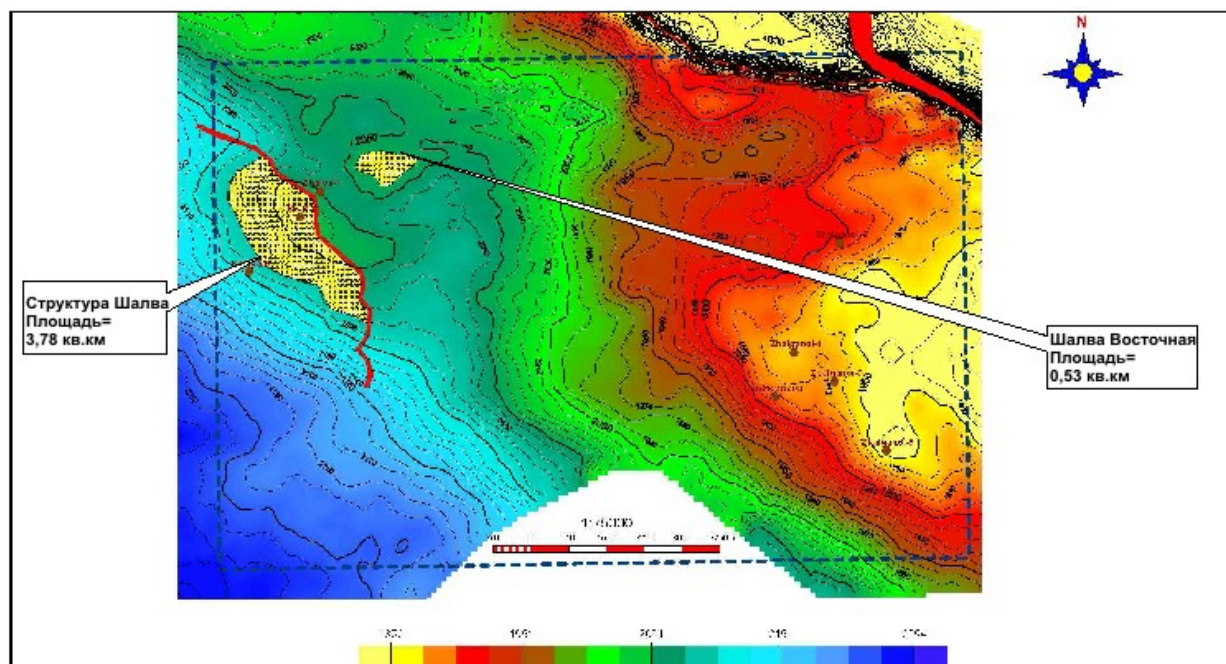


Рисунок 5.2 – Структурная карта по ОГ IV2(подошва средней юры).

## **5.2 По данным ГИС определены перспективные горизонты и их коллекторские свойства.**

Проведенная корреляция между структурами Шалва и Жалганой по данным бурения скважин SH-P1, SH-P2 (Рисунок 5.3) и ZH-P4 с учетом данных ГИС по ранее пробуренным скважинам на Жалганое: № 5, № 7, № 1, № 2, свидетельствует о единой картине осадконакопления по всему стратиграфическому разрезу. За счет более поздних тектонических процессов определился перепад высот на 200м Жалганойского поднятия над Шалвой. В этой связи наблюдается идентичность продуктивных горизонтов триаса и средней юры, что дает основание для поиска коммерческих объектов на крупной Жалганойской структуре. Подтверждением этому являются результаты бурения по скважине ZH-P4 и данные ГИС по скважинам № 5, № 7, № 1, № 2.

В качестве дополнительной информации для оценки перспектив контрактной территории были использованы данные ГИС по ранее пробуренным скважинам: скв. № 2, 1, 5, 7 на структуре Жалганой и №1 на Шалве, где проводились стандартные, для того времени, геофизические исследования: ПС, ГК, БК, кавернометрия, НГК и др.

Глинистые породы (глины, аргиллиты) по ГИС характеризуются максимальными показаниями потенциалов собственной поляризации (скважины SH-P1, SH-P3), естественной радиоактивности (ГК), максимальными показаниями нейтронной пористости, номинальным или увеличенным диаметром скважин.

Плотные породы имеют резко отличную характеристику по ГИС: максимальные значения УЭС и ГПП, минимальные показания ГК, АК, номинальный диаметр скважины.

Пластами - коллекторами в терригенном разрезе месторождения Шалвы являются разномерные песчаники и алевролиты. Продуктивными в нефтеносном отношении на месторождении Шалва являются отложения горизонта Ю-XI, потенциально продуктивными – нижнетриасовые отложения (при опробовании в колонне скважины SH- 1P кровли карбонатной пачки оленекского возраста получен приток нефти 2,4 м<sup>3</sup>/сут.)

Нижнетриасовые отложения, представленные оленекскими сероцветными (карбонатно-терригенная толща Т12) и пестроцветными (алевролито-аргиллитовая толща) породами, характеризуются повышенными УЭС, достигая сотен Омм. В строении Т12необычна в литолого-фациальном отношении, она представлена чередованием терригенных и туфогенных разностей (туфы, туффиты, туфоизвестняки, алевролиты и аргиллиты) с карбонатными прослоями. Геофизическая характеристика терригенных и туфогенных разностей аналогична юрским отложениям (но соответственно с более заниженным диапазоном времени пробега упругих волн 200-250 мкс/м и плотности 2,5-2,70 г/см<sup>3</sup>), то есть широкое распространение туфогенных разностей и их значительная глинистость ведет к снижению ФЭС пород.



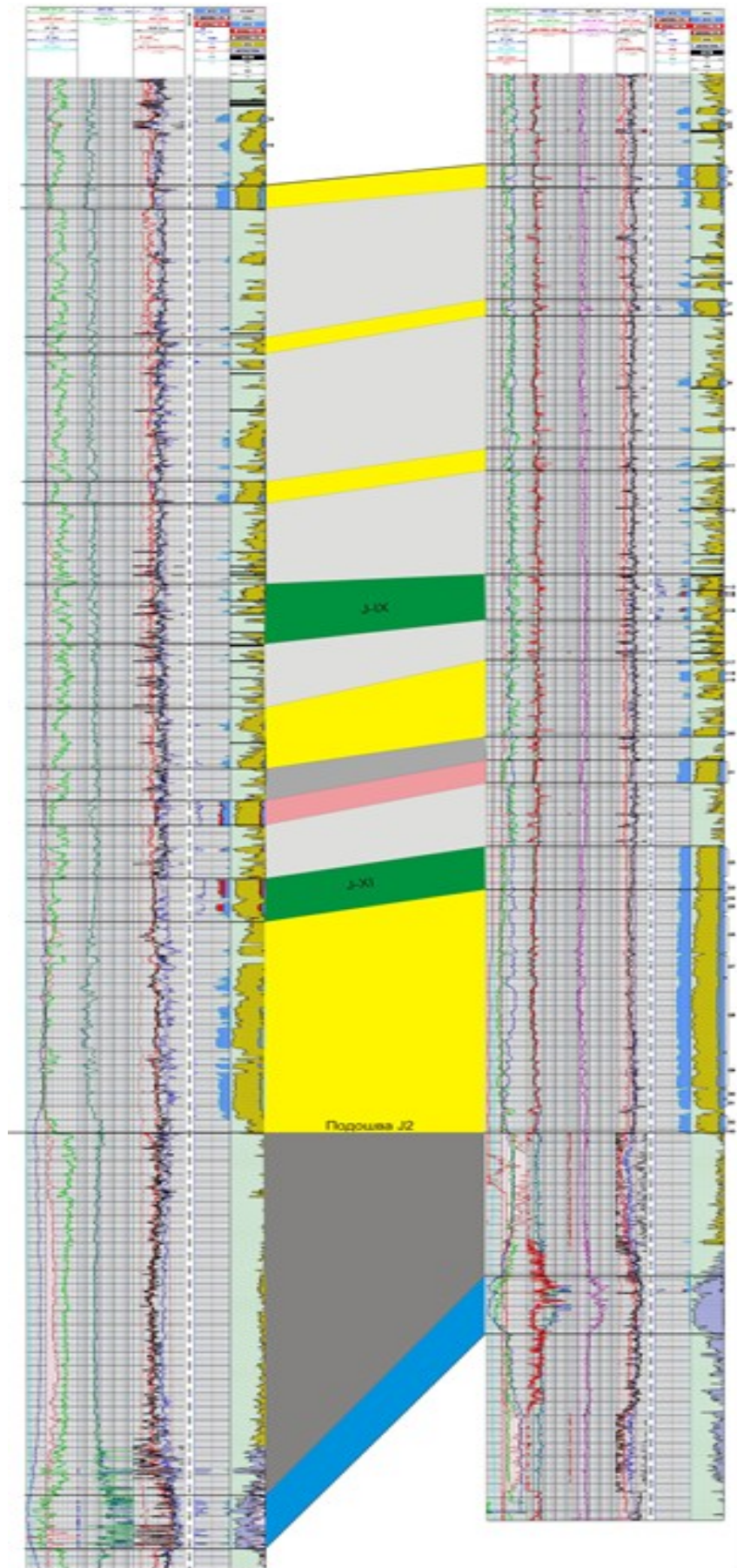


Рисунок 5.3 – Корреляция скважин SH-P2 и SH-P4

Карбонатные породы отмечаются на структуре Жалганой. Геофизическая характеристика разреза аналогична месторождению Шалва, однако структура Жалганой находится гипсометрически выше на 200-250 метров.

### 5.3 Моделирование данных ГИС и 3D сейсморазведки

Литологический разрез триаса и нижней юры с данными ГИС по скважинам SH-P1 и SH-P3. Разрез использовался для построения объемной геологической модели, а также для стратиграфической привязки (рисунок 5.4).

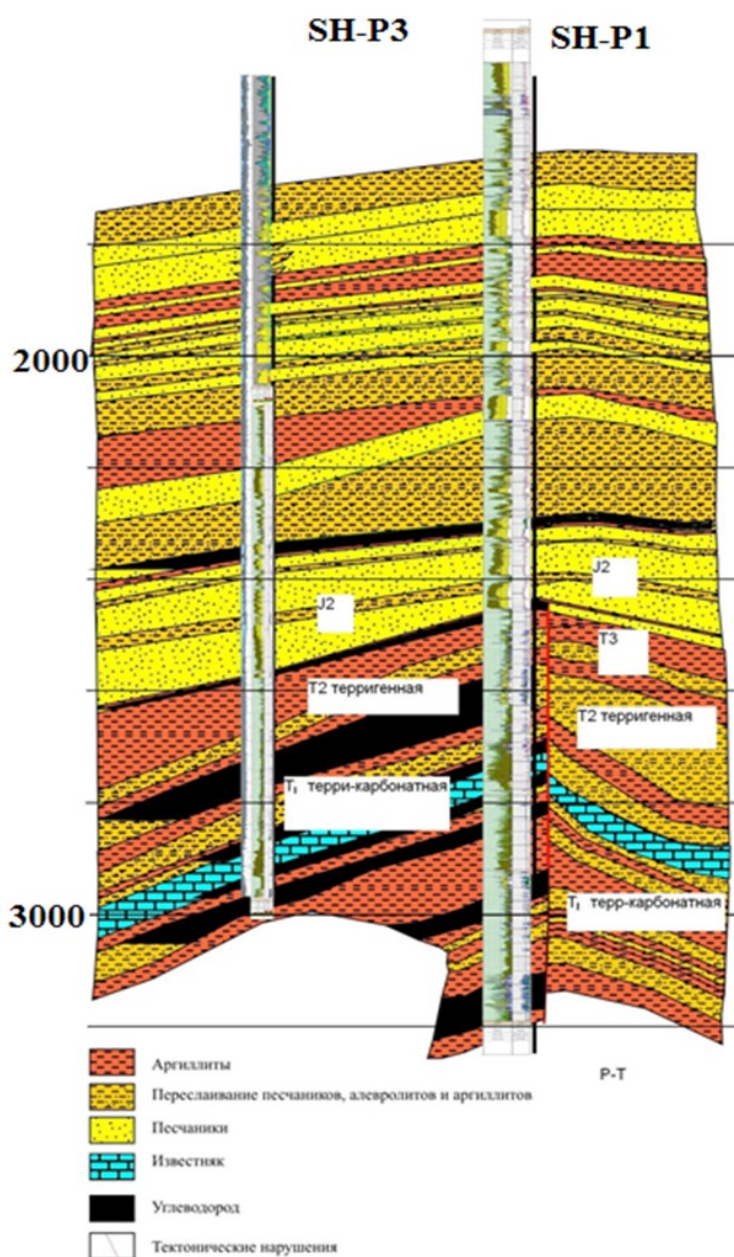


Рисунок 5.4 – литологический разрез с данными ГИС

На рисунке 5.5 представлен куб распределения нефтенасыщенности продуктивного резервуара горизонта Ю-ХІ, где подсчитан объем нефтенасыщенности 396,7 тыс. м<sup>3</sup>

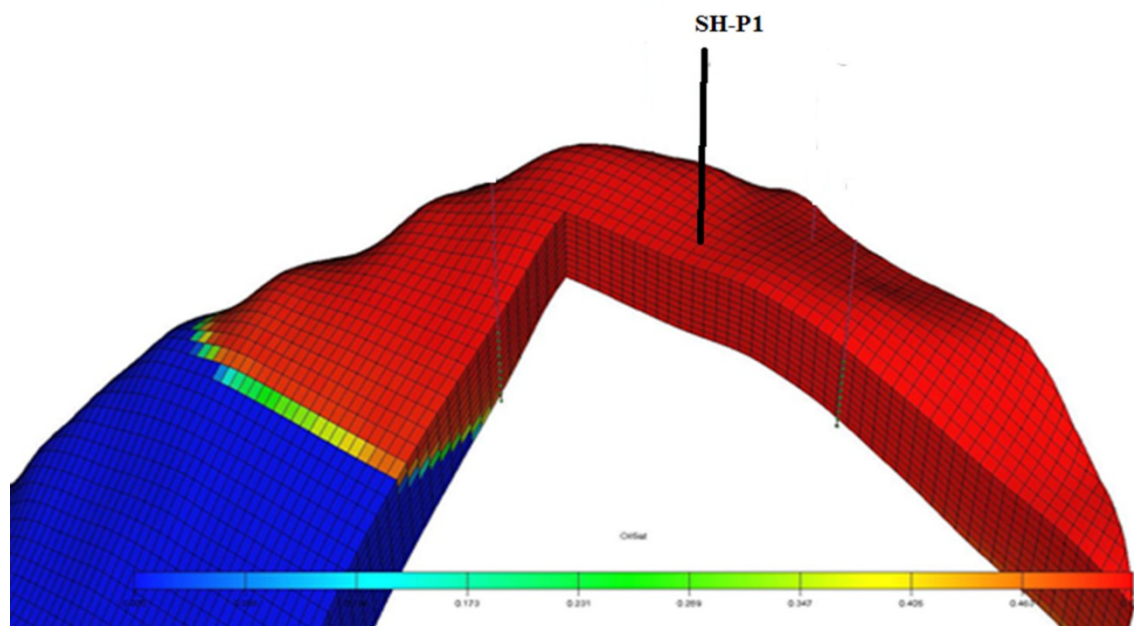


Рисунок 5.5 – Куб распределения начальной нефтенасыщенности продуктивного резервуара горизонта Ю-ХІ.

Индский ярус вскрыт на площадях Жетыбай-Узенской зоны поднятий и прогибов, а также СКВ.ШН №1 на глубине 2814-324м. Здесь и повсеместно ярус представлен преимущественно красноцветными аргиллитами, алевролитами с редкими прослоями карбонатных туфогенных пород зеленовато-серого цвета в верхней части разреза яруса с органическими остатками острокод, пелеципод, филлоподы.

Мощность индских отложений колеблется от 50-90 м. (Песчаномыско-Ракушечный свод) до 1553 м.(Узень), а на структуре Шалва с гл. 2814м до 3240м и глубже.

Нижнетриасовый карбонатно-терригенный НГК характеризуется максимальной для Южного Мангистау нефтегазоносностью. В нижнетриасовом НГК промышленные залежи нефти и газа установлены на площадях Южный Жетыбай, Северо-Ракушечная, Тасбулат, Оймаша, Западный Тасбулат. Залежи пластово-сводовые, тектонически экранированные (Рисунок 5.6). На структуре Шалва в горизонте Б в терригенно-карбонатной толще в интервале 2720-2734 в известняках получены притоки нефти.

Отложения оленекского возраста на контрактной территории представлены темноцветными терригенно-карбонатными и сероцветными некарбонатными терригенными породами.



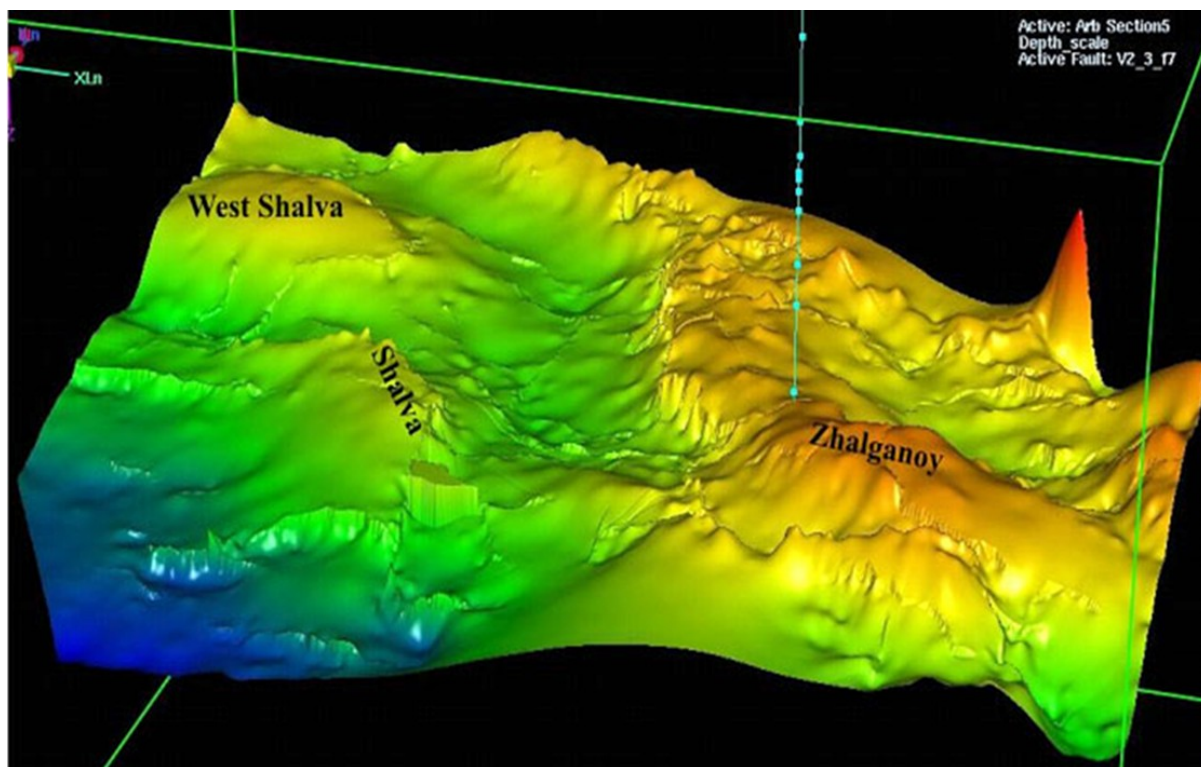


Рисунок 5.6 – объемная модель структурного плана триасовых отложений

Наиболее крупные залежи углеводородов на Южном Мангышлаке установлены в оленекском ярусе. Дебиты нефти из этого горизонта варьируют от 10 до 133 м<sup>3</sup> /сут.

В соответствии с этим открываются перспективы карбонатного горизонта и в пределах контрактной территории.

Отложения нижнего триаса на месторождении Южный Жетыбай характеризуются повышенной битуминозностью 0,04-0,3%, при сравнительно невысоком содержании органического вещества до 0,8, βХБОВ составляет 15-35. Все это указывает на преобладание эпигенетического битумоида.

Поскольку этот НГК является нефтематеринским и в тоже время коллектором для миграционной нефти из нижних палеозойских отложений с хорошей крышкой терригенной пачки, в скважинах на структуре Шалва данными ГИС на СКВ SH №1 регистрируются четыре продуктивных горизонта в интервалах 2478-2495м, 2675-2730м, 2758-2795м, 2950-2970м, 3126-3192м.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе были выполнены современные методы структурной и динамической интерпретации для изучения триасовых, юрских и меловых отложений. С помощью комплексной интерпретации данных ГИС, 3D сейсморазведки и бурения, которые дали возможность построения структурных карт, а также объемной модели структурного плана триасовых отложений. На основе структурной интерпретации были построены структурные карты по ОГ V1 (юрско-меловые отложения) и ОГ V3 (нижнетриасовые отложения). Переинтерпретация данных по ранее пробуренным скважинам, с использованием характеристик ГИС новых скважин, позволила выделить несколько горизонтов с возможным содержанием углеводородов. По данным сейсморазведки составлена карта перспективных площадей, по данным ГИС определены перспективные горизонты и их коллекторские свойства.

Успешное бурение требует прогнозирования перспективных участков. Качество динамической интерпретации зависит от качества выполняемых полевых работ. Необходимо проводить высокочастотную 3D сейсморазведку, так как последние сейсморазведочные работы проводились в 2002 году, использовать качественные каротажные работы, в особенности плотностные и акустические методы, проводя точный анализ керна. Применение методов динамической интерпретации позволит добиться хороших результатов при проведении геологоразведочных работ. Методы ГИС дали возможность, для проведения точной привязки по глубине. Совместное использование 3D сейсморазведки и ГИС дают возможность построения наиболее точной модели. А это в свою очередь, провести наиболее точный оперативный подсчет запасов. По результатам работ выявлена более достоверная информация о глубинном геологическом строении изучаемого участка и уточнена морфология структур Шалва и Жалганой.

## Список использованной литературы

1 Городков Алексей Борисович. Автореферат диссертации по теме "Исследование точности структурных построений при структурно-формационной интерпретации данных 3D сейсморазведки и ГИС"

2 С.Г.Нурсултанова, Е.А.Смагулова, «Геологическое строение юрских и триасовых отложений Южного Мангышлака» 2016 г.

3 Б.Д.Елеманов, «Проблемы разработки месторождений Казахстана», НИПИнефтегаз Москва, 2002 г.

4 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С. Пилифосов В. М и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана», Нефть и газ, том III, Алматы, 2002.

5 Рабинович А.А. Отчёт о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности в юрских отложениях контрактной территории «Шалва – Жалганой» 2006г.

6 Парфёнов А. А., Прокудина Л.И., Нугманова Н.А.и др. ««Отчёт о работах сейсмической партии I/90-91 проводившей в 1990-1991 годах детальные сейсморазведочные работы МОГТ на площадях Восточная Бурмаша, Восточный Курбангай в Ералиевском районе Мангыстауской области Республики Казахстан».

7 Аристархов И.И., Коваленко В.С., и др. «Отчёт о работах сейсмической партии I/89, проводившей в 1989-1990 годах детальные работы МОГТ на площадях Байрам-Кызыладыр, Айрантакыр-Сев. Шалва в Ералиевском районе Мангыстауской области Казахской ССР». (В 2-х томах). г. Шевченко. Трест «Мангышлакнефтегеофизика» 1990 г.