

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра геофизики и сейсмологии

Нияз Асель Темирханкызы

Динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических данных
месторождения Култук.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
специальность 7М07105 – Нефтегазовая и рудная геофизика

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет имени
К.И. Сатпаева

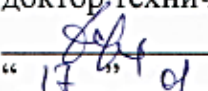
Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра геофизики и сейсмологии

7М07105 – Нефтегазовая и рудная геофизика

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Геофизики и сейсмологии
доктор технических наук

 Б.Т. Ратов
" 17 " 01 2024 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Нияз Асель Темирханкызы

Тема: Динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических данных месторождения Култук.

Утверждена приказом ректора университета № _____ от " " декабря 2024г.

Срок сдачи законченной диссертации " " 2024 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: сейсмический куб во временной области, скважинные данные, результаты изученности, стратиграфия и литология исследуемого участка.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а) Геологическое строение месторождения;

б) Методика полевых работ;

в) Структурная переинтерпретация;

г) Межскважинная корреляция;

д) Динамическая интерпретация;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

а) структурные карты отражающих горизонтов;

б) срезы атрибутов;

в) карты динамической интерпретации;

г) корреляция разрезов скважин;

Рекомендуемая основная литература:

1. Воцалевский Э. С., Булекбаев З. Е., Искужиев Б. А. и др. Справочник месторождения нефти и газа Казахстана, Алматы, 1999 г.

2. Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Булекбаев З.Е. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. М.: Недра, 1993г., 247с.

3. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Парагульгов Х.Х. и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана.» Нефть и газ. Том третий. Алматы, 2002 г.

ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Общие сведения о месторождении	25.05.2023г.	выполнено
Межскважинная корреляция целевых горизонтов	29.07.2023г.	выполнено
Структурная переинтерпретация	27.09.2023г.	выполнено
Динамическая интерпретация	19.10.2023г	выполнено
Комплексирование сейсмических данных	24.11.2023г	выполнено

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию
с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения о месторождении	К.С. Тогизов профессор, PhD	25.05.2023	
Геолого-геофизическая изученность	К.С. Тогизов профессор, PhD	08.06.2023	
Геологическое строение месторождения	К.С. Тогизов профессор, PhD	15.06.2023	
Методика полевых работ	К.С. Тогизов профессор, PhD	23.06.2023	
Интерпретация геофизических материалов	Истекова С.А. профессор, геол-минерал. наук.	19.10.2023	
Результаты работ	Абетов А.Е. профессор, докт геол-минерал. наук.	24.11.2023	
Нормоконтролер	Ш. Ө. Кисеева преподаватель, магистр технических наук	15.01.2024	

Научный руководитель  К.С. Тогизов

Задание принял к исполнению обучающийся  А.Т. Нияз

Дата " 17 " января 2024 г.

АННОТАЦИЯ

В диссертации показана эффективность динамической интерпретации сейсмических данных при изучении терригенных коллекторов, сформировавшиеся в сложных горно-геологических условиях.

На примере месторождения Култук, расположенного в пределах Прикаспийской нефтегазоносной провинции, на стыке двух крупных структурно-тектонических элементов земной коры – Прикаспийской и Северо-Устюртской впадин, на локальных структурах, осложненных многочисленными разломами проанализированы результаты детальных сейсмических исследований с применением современных технологий обработки и интерпретации полевых данных.

На основе переобработки, динамической обработке и переинтерпретации ранее выполненных в разные годы сейсмических данных получены кубы атрибутов PIMP (продольный сейсмический импеданса), LaRho, V_p/V_s , и псевдопористости, и построена глубинная сейсмогеологическая модель, которая позволила определить структурные и стратиграфические особенности нефтегазоносных комплексов в юрских отложениях. Комплексный анализ сейсмических, скважинных и промысловых данных с широким использованием последних результатов бурения позволили выделить новые перспективные объекты в терригенных толщах, определить параметры коллекторов для переподсчета запасов и дальнейшей корректировки разработки месторождения.

ANNOTATION

The dissertation demonstrates the effectiveness of dynamic interpretation of seismic data in the study of terrigenous reservoirs formed under complex mining and geological conditions.

Using the example of the Kultuk deposit, located within the Peri-Caspian oil and gas bearing province, at the junction of two large structural and tectonic elements of the earth's crust - the Peri-Caspian and the North-Ustyurt Depressions, on local structures complicated by numerous faults, the results of detailed seismic studies using modern technologies for processing and interpretation of the field data.

Based on reprocessing, dynamic processing and reinterpretation of seismic data previously performed in different years, cubes of attributes PIMP (longitudinal seismic impedance), $La\rho$, V_p / V_s , and pseudoporosity were obtained and a deep seismic geological model was built, which determined the structural and stratigraphic features of oil and gas complexes in the Jurassic deposits.

A comprehensive analysis of seismic and well data with extensive use of the supreme materials on drilling and the analysis results of the reservoir exploration revealed the opportunities to identify new prospective exploration targets in terrigenous strata, to determine the reservoir parameters for recalculating reserves and further adjusting exploration of the reservoir.

АҢДАТПА

Диссертацияда күрделі геологиялық жағдайларда қалыптасқан терригендік коллекторларын зерттеуде сейсмикалық мәліметтер арқылы динамикалық түсіндірудің тиімділігі көрсетілген.

Каспий маңындағы мұнай-газ провинциясының шегінде жер қыртысының екі ірі құрылымдық-тектоникалық элементтері – Каспий маңы және Солтүстік Үстірт ойпаттарының түйіскен жерінде, көптеген жарылыстармен күрделенген жергілікті құрылымдарда орналасқан Құлтұқ кен орнын мысалға ала отырып, деректерді өңдеу және интерпретациялау үшін заманауи технологияларды қолдану арқылы сейсмикалық зерттеулер жүргізілді.

Бұрын орындалған сейсмикалық деректерді қайта өңдеу, динамикалық өңдеу және қайта интерпретациялау негізінде PIMP (бойлық сейсмикалық кедергі), LaRho, Vp/Vs және жалған кеуектілік атрибуттарының мәліметтері алынды және тереңдік сейсмикалық геологиялық модель салуға мүмкіндік берді. Юра шөгінділеріндегі мұнай-газ кешендерінің құрылымдық және стратиграфиялық ерекшеліктерін анықтау.

Соңғы бұрғылау материалдары қолдана отырып, сейсмикалық және ұңғыма деректерін кешенді талдау және кен орындарын игеруді талдау нәтижелері терригендік қабаттардағы жаңа перспективті объектілерді анықтауға, коллекторды қайта есептеу және кен орындарын игеруді одан әрі түзету үшін коллектордың параметрлерін анықтауға мүмкіндік берді.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
1 Обоснование проведения исследований. методы прогноза коллекторских свойств пластов по сейсмическим данным.	13
2 Характеристика исходных данных	19
2.1 Общие сведения о месторождении	19
2.2 Геологическое строение месторождения	20
3 Методика исследований	30
3.1 Анализ результатов полевых сейсморазведочных работ и переобработки первичных данных	30
3.2 Анализ результатов интерпретации сейсмических данных	33
3.2.1 Структурная интерпретация данных сейсморазведки	34
3.2.2 Анализ методики динамической интерпретации сейсмических данных	41
4 Результаты исследований	55
4.1 Результаты структурной интерпретации	55
4.2 Анализ условий осадконакопления	60
4.3 Оценка перспективных ресурсов нефти	65
5 Выводы и рекомендации	70
Заключение	80
Список использованной литературы	82

ВВЕДЕНИЕ

Тема диссертационной работы: Динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических данных месторождения Култук

Цель исследований: Оценка возможности результатов динамического анализа сейсмического волнового поля для выделения потенциально перспективных объектов в терригенных толщах ниже-средних юрских отложений месторождения Култук

Геологическое задание: На основе полученных результативных сейсморазведочных данных 3Д на исследуемом участке дать оценку возможности методики динамической интерпретации для решения следующих основных задач:

- уточнения геологического строения структуры по надсолевому комплексу отложений;
- выделение перспективных структурно-тектонических и структурно-седиментационных объектов по материалам сейсморазведки;
- выделение и прослеживание целевых отражающих горизонтов;
- выделения и оценки нефтегазоносных коллекторов;
- анализ сейсмических фаций и прогноза изменения литологии продуктивной части разреза по данным сейсморазведки;
- получение дополнительной информации о свойствах нефтегазоносных коллекторов (пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и др.);

Сегодня при поисках, разведки и освоения месторождений углеводородов основным методом является сейсморазведка 3D. Основное преимущество сейсморазведки 3D заключается в возможности получения трёхмерных изображений среды. Современная сейсморазведка позволяет взглянуть на месторождение углеводородов в целом, как на единый объект. Это уникальная возможность получать и работать с данными, сопоставимыми по масштабам с изучаемым объектом в целом. При значительном разнообразии получаемой с использованием сейсморазведки информации, всегда есть возможность оценить ее точность, не только в точке, но и в пространстве. Высокая детальность исследований за счёт значительного повышения плотности информации на единицу площади даёт возможность сформировать куб сейсмической записи, характеризующийся практической непрерывностью волнового поля.

Учитывая возможности современных методов исследований геологического строения недр, в частности, наличие значительных объемов 3D сейсмических данных, накопленных к настоящему времени на месторождениях углеводородов Казахстана, а также возможности выполнения различных преобразований 3D сейсмических данных с использованием современного программно-методического обеспечения, тема работы представляется *весьма актуальной*.

Фактический материал. В основу работы положены материалы исследований ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео

Солюшинс Казахстан»), собранные автором в процессе прохождения научно-исследовательской и производственной практики.

При проведении исследований и подготовки диссертации широко использовались опубликованные, фондовые материалы прошлых лет и новейшие геолого-геофизические данные. Широко использованы материалы бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, проведенные в последние годы недропользователями, занимающихся поиском, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа в пределах исследуемых районов. Результаты исследований автором опубликованы в 2-х статьях.

Методика проведения исследований включала следующие этапы:

1. Сбор и оценка достоверности сейсмических, геолого-промысловых и геофизических данных;

2. Анализ качества полученных исходных полевых сейсмических данных и результатов обработки (контроль качества сейсмических материалов, переобработка сейсмических материалов, построение сейсмических кубов и др.);

3. Анализ методов и результатов переинтерпретации вновь полученных сейсмических данных (построение синтетических сейсмограмм, увязка данных каротажа и сейсморазведки; межскважинная корреляция юрских отложений по данным каротажа; корреляция отражающих горизонтов в целевых интервалах на сейсмических разрезах; выделение тектонических разломов на основе атрибутного анализа; построение структурных карт и карт изопахит);

4. Анализ результатов динамической интерпретации (выделение и анализ атрибутов волнового поля, анализ упругих свойств по скважинным данным; синхронная инверсия до суммирования по данным сейсморазведки и скважинным данным, построение кубов литологии, пористости, насыщенности);

Научная новизна и практическая ценность. На основе анализа результатов применения современных технологий сейсмических исследований показана их роль и эффективность динамической интерпретации волнового поля для уточнения геологического строения и выделения перспективных объектов в терригенных толщах месторождений, сформировавшиеся в сложных геолого-технологических условиях.

Личный вклад: Автором проведен анализ и дана оценка эффективности результатов переобработки, динамической обработке и переинтерпретации сейсмических данных участка Култук необходимые для подготовки данных для пересчёта запасов с использованием последних промысловых данных и результатов бурения.

Научные консультанты: профессора кафедры геофизики Истекова С.А., Абетов А.Е.

Диссертация состоит из «Введения», 5 глав и «Заключения», содержит 101 страницу. (из них – 52 стр. основного текста, сопровождаемого 49

рисунками и 7 таблицами), список литературы включает в себя 11 наименований.

1. Обоснование проведения исследований. методы прогноза коллекторских свойств пластов по сейсмическим данным.

Динамическая интерпретация сейсмических данных, включающая атрибутный анализ сейсмических отражений является сравнительно новой технологией специальной интерпретационной обработки. Целью такого анализа является извлечение качественно новой информации из сейсмических сигналов, которая характеризует вещественный состав пород – литологию, пористость и характер насыщения флюидами. В отличие от традиционно применяемых для этих целей скоростей, импеданса, амплитуд, частот, и др. Атрибутный анализ предполагает изучение амплитуд и других атрибутов сигналов в трехмерной системе координат съемки плюс координата удаления регистрирующих приемников от источника сигналов. Иными словами, использование амплитудного анализа как анализа сигналов с переменным удалением означает изучение отражений от границ при разных углах падения волн на эту границу (АИО_анализ). Принципиально новым при таком подходе является изучение амплитуд не только продольных отраженных волн, но и возникающих на удаленных каналах обменных отраженных волн, которые не реагируют на наличие флюида (особенно газа и нефти) в пористых средах в отличие от продольных волн.

Сейсмические атрибуты являются одними из главных методов анализа сейсмических фаций и прогноза изменения литологии продуктивной части разреза по данным сейсморазведки. Атрибуты являются наиболее чувствительными к изменениям параметров отражений, чем традиционные методы визуализации сейсмических данных. В то же время, атрибуты также чувствительны к изменениям качества полевых данных, поэтому необходимо отделить ясно геологические и технические факторы для проведения надежного прогноза литологического состава.

Технология использования сейсмических атрибутов достаточно хорошо отработана для сейсмических данных 3D, которые, как правило, имеют равномерное качество и высокую плотность пунктов наблюдения, что дает большие возможности для исследования перспективных объектов ранее недоступных для обычных методов интерпретации сейсмических данных. Важное преимущество сейсмических исследований 3D является возможность непрерывного изучения изменения параметров геологического разреза как по глубине, а также по простиранию. По таким результатам можно создать объемную модель накопления и детально изучить свойства резервуара. В наиболее благоприятных случаях появляется возможность прямого прогноза состава пластовых флюидов. Надежность результатов прогноза значительно ниже в случае сравнения с данными профилей 2D.

Главной целью динамической интерпретации сейсмических данных является установление связей между динамическими параметрами сейсмической записи и геологическими параметрами среды. Собственно, параметров сейсмозаписи можно рассчитать бесчисленное множество: как

простых, так и сложных, как имеющих физический или геологический смысл, так и формальных. Вопрос в том, на сколько, они будут значимы и информативны.

На рисунке 1.1 показана схема соответствия элементов геологического разреза динамическим параметрам отражений.

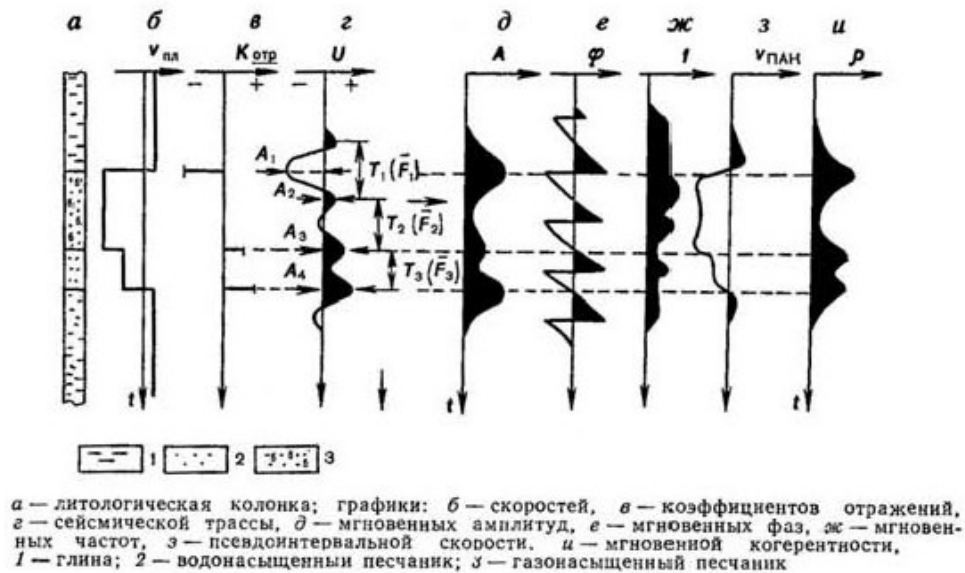


Рисунок 1.1- Схема соответствия элементов геологического разреза динамическим параметрам

Форма сейсмической записи состоит из наложения сигналов, отраженных от контактов акустически контрастных пластов. Перепад скоростей и распространения волн в глине и в песчанике, определяет знак и величину коэффициентов отражения. Если скорость в водонасыщенном песчанике меньше скорости в глинах, то знак коэффициента отражения в кровле песчаников будет отрицательным. Величина и знак коэффициента отражения определяют знак и интенсивность элементарного сигнала, отраженного от каждой из границ. Существует большое количество методик решения этой задачи. Наиболее распространенные методики:

- Параметрический анализ;
- Инверсия;
- AVO-анализ

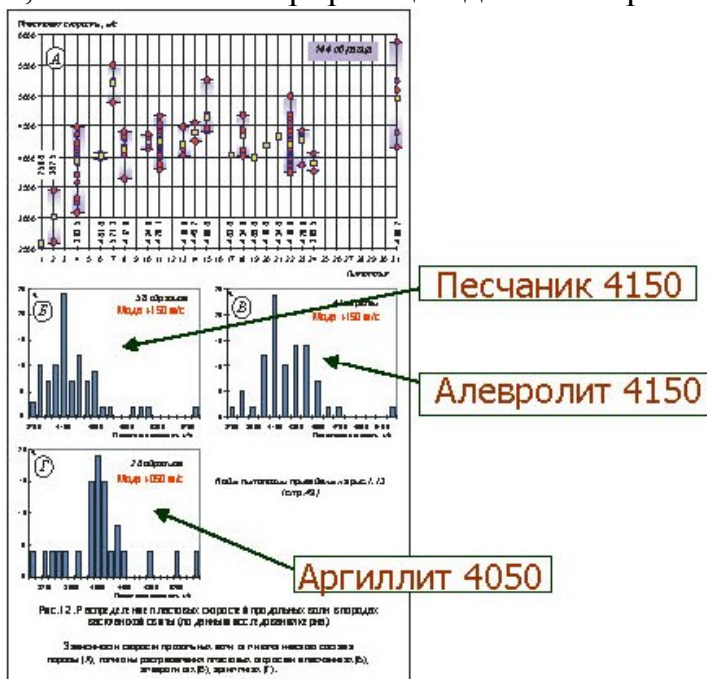
Методики эти выбраны по принципу наибольшей распространенности и их физической обоснованности.

Первый, весьма широко распространенный, наиболее простой и быстрый, но физически менее обоснованный метод это *параметрический или атрибутивный анализ* и использование статистических подходов при интерпретации сейсморазведки.

Сейсмические Атрибуты — это вся информация, полученная из сейсмических данных, прямыми измерениями, логическим или опытным путями. Интерпретатор использует атрибуты в качестве основы при

прослеживании разломов, описании резервуара и прогнозировании коллекторских свойств в межскважинном пространстве.

Обязательное условие его применимости, это наличие физических предпосылок. Породы разной литологии и свойств различаются по пластовым скоростям и плотности (следовательно, и по акустической жесткости), что создает предпосылки для определения их по данным сейсморазведки (рисунок 1.2). Но различия эти должны быть значимыми, а интервалы значений свойства для разных пород должны по возможности меньше перекрываться между собой. Такую информацию получают по результатам исследования керна, а также по интерпретации данных каротажа, прежде всего АК и ГГК-П.



Породы разной литологии и свойств различаются по пластовым скоростям и плотности (следовательно, и по акустической жесткости), что создает предпосылки для определения их по данным сейсморазведки. Основа интерпретации – существование таких различий, определенных по керну.

Рисунок 1.2 - Обоснование возможности параметрического анализа методами сейсморазведки

На приведенных графиках видно, что среднее значение пластовой скорости у песчаников то же, что и у алевролитов, т.е. Для сейсморазведки они неразличимы. Значения скорости в аргиллитах несколько ниже, т.е. выделить их в геологическом разрезе по сейсмическим данным представляется возможным. Однако интервалы изменения пластовой скорости в аргиллитах существенно совпадают с таковыми у песчаников и алевролитов, т.е. литологическая интерпретация по данным сейсморазведки в принципе возможна, но несет большую погрешность. Важно иметь такие графики для обоснования возможности количественной интерпретации сейсмических данных. Не обоснованные на подобном анализе результаты интерпретации могут быть просто абстракцией. Второе, для интерпретации сейсмических данных важно отбирать керн, и не только из продуктивного пласта, а и из вмещающих пород также, определять пластовые скорости и плотности, а также по возможности во всех скважинах проводить АК и ГГК-П. Чем больше

таких данных на конкретном месторождении, тем точнее будут результаты интерпретации сейсморазведки.

Сейсмические Параметры рассчитываются на основе исходных Сейсмических Амплитуд, либо во Временной Области, либо в Частотной Области. Предлагаемая классификация сейсмических параметров:

- Объемные атрибуты;
- Атрибуты Горизонта;
- Атрибуты Интервала.

Сейсмические волны при распространении от источника вглубь акустически неоднородных осадочных толщ отражаются от границ слоев с различными акустическими свойствами. Если считать, что форма отраженной волны несет информацию о строении неоднородных перспективных толщ, то задачей динамического анализа является изучение оценок параметров отражений и выявление аномальных изменений, связанных с конкретным геологическим объектом.

В арсенале средств динамического анализа отражений в настоящее время существует большое количество программ для оценки динамических параметров. Можно провести достаточно четкую границу между двумя существующими подходами к реализации идей динамического анализа.

Первый подход к проблеме атрибутивного анализа основан на преобразовании Гилберта сейсмической записи и позволяет получать так называемые мгновенные параметры, т.е. непрерывные по времени и по объему изображения параметров сейсмических волн. Параметры оцениваются независимо для каждого текущего мгновения сейсмической записи, т.е. каждого временного отсчета записи для каждой текущей трассы. Второй подход связан с использованием преобразования Фурье для расчета энергетических и спектральных параметров сейсмических волн в частотной области. Третий подход - это расчет амплитудных характеристик. Таких как, сумма амплитуд, сумма положительных и отрицательных амплитуд, среднеквадратическая амплитуда.

Объемные атрибуты: Параметры, рассчитываемые для каждого сейсмического отсчета: Амплитуда; Мгновенная фаза; Мгновенная частота; Акустический импеданс; Когерентность или Подобие.

Изучение и интерпретация сейсмических атрибутов дает отображение глубинных геологических комплексов (рисунок 1.3)

Амплитуда является достаточно традиционным параметром, используемым при поисковых геологоразведочных исследованиях по сейсмическим данным. Считается, что увеличение амплитуды вызвано ростом коэффициентов отражения *Мгновенная фаза* - это характеристика угла фазы в любой точке вдоль сейсмической трассы, рассчитанная для каждого дискрета горизонта. Фазовая составляющая, является основным фактором в определении формы отражающих границ, их геометрической конфигурации и т.д. *Мгновенная фаза* наиболее информативна при картировании: зон

выклиниваний; угловых несогласий; разломов; литологических ловушек; границ пластов и др.

3. *Мгновенная частота* - это первая производная мгновенной фазы, которая описывает скорость изменения фазы комплексной трассы

Мгновенная частота информативна как:

- индикатор углеводорода - низкочастотная аномалия;
- индикатор зоны трещиноватости, проявляется как низкочастотные зоны;
- индикатор толщины пласта; более высокие частоты указывают четкие границы или тонкие глинистые пропластки, низкие частоты указывают богатые песчаные пропластки;
- индикатор отношения песок/глина.

Расчет плотности по из скважинным данным позволяет проводить пересчет сейсмических данных в *акустический импеданс*, отвечающий за литологическую неоднородность разреза. Так по расчету акустического импеданса, стало возможным проследить сейсмический горизонт в зоне руслового канала.

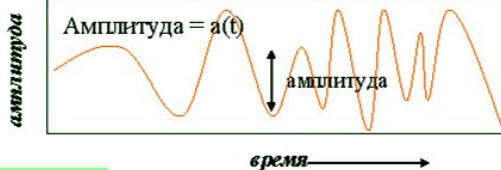
Куб когерентности служит для определения меры подобия формы сигналов для соседних трасс. Предполагается, что формы трасс резко различаются по обе стороны от тектонического разрыва или стратиграфической границы. Наиболее высокие оценки коэффициента когерентности можно ожидать от гладких выдержанных границ. Наименьшие оценки связаны с границами массивных однородных тел типа крупных рифов, диапиров, магматических штоков, соляных куполов

Интервальные параметры - параметры, рассчитанные по части трассы во временном окне и соответствует времени прохождения волны от одного сейсмического горизонта до другого, от сейсмического горизонта до указанной отметки времени или между двумя указанными пользователем отметками времен. В целом параметры амплитуды служат указателями участков, где могут находиться скопления углеводородов.

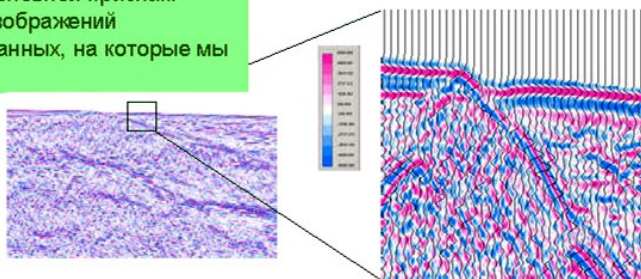
Среднеквадратичная амплитуда - это мера отражательной способности в пределах временного окна. Используется при картировании прямых индикаторов углеводородов. *Сумма амплитуд* - это среднее арифметическое значений амплитуд умноженное на количество образцов в окне. Данный атрибут является мерой контрастности, высокие значения атрибута указывают на высокое содержание песчаника *Ширина частотного спектра* - данный атрибут является мерой частотного диапазона. Например, циклическая или глинистая последовательность имеют узкую ширину спектра; значительные изменения литологии чаще всего характеризуются более широкой шириной спектра. С использованием различных алгоритмов интерполяции и экстраполяции на базе полей сейсмических атрибутов строятся прогнозные карты: эффективных толщины, пористости, проницаемости других петрофизических параметров, песчанистости, карбонатности, флюидного фактора и др.

Основные признаки сейсмической записи - амплитуда и время.

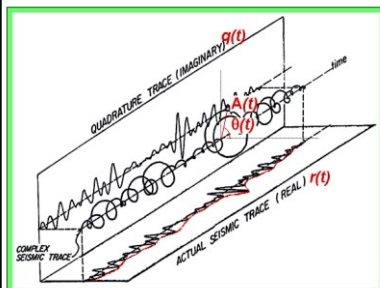
сейсмоприемник записывает скорость как функцию времени прохождения сейсмической волны сквозь землю



"Амплитуда" - основной признак. Большинство изображений сейсмических данных, на которые мы смотрим.

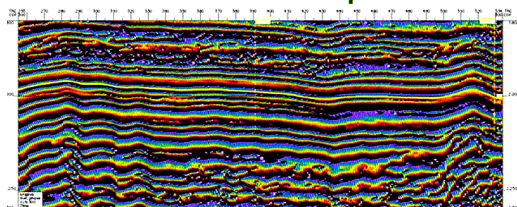


Расчет мгновенных сейсмических атрибутов



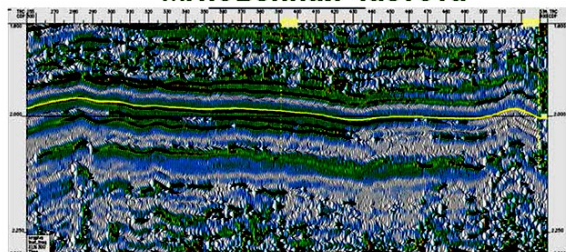
В основе алгоритмов анализа мгновенных параметров лежит преобразование Гильберта. Важнейшее преимущество этого преобразования состоит в том, что с помощью простой и доступной вычислительной схемы преобразования, функция, оставаясь во временной области, переводится в комплексный вид, что позволяет оценить ее мгновенные параметры: текущих амплитуд, фаз и частот.

Мгновенная фаза



$\phi(t) = \arctan[q(t)/r(t)]$ Мгновенная фаза как правило, используется для идентификации:
•Выклиниваний; Угловых несогласий;
•Разломов; Литологических ловушек;
•Границ пластов.

Мгновенная частота



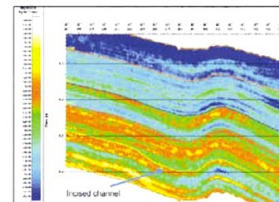
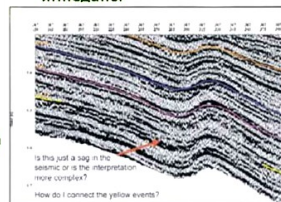
Мгновенная частота информативна как: $\omega(t) = d\phi(t)/dt$

- Индикатор углеводорода – низкочастотная аномалия.
- Индикатор трещиноватости, проявляется как низкочастотные зоны.
- Индикатор трещиноватости. Более высокие частоты указывают четкие границы или тонкие глинистые пропластки, низкие частоты указывают богатые песчаные пропластки.
- Индикатор отношения песка/глины.

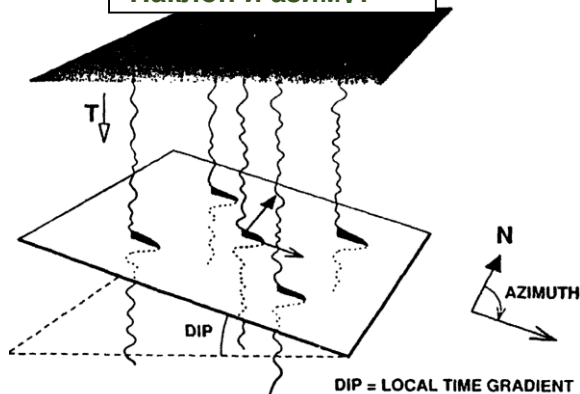
Акустический импеданс

Жесткость отражения: $R_c = (Z_2 - Z_1)/(Z_2 + Z_1)$
 $Z = (\text{скорость}) * (\text{плотность})$

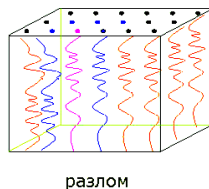
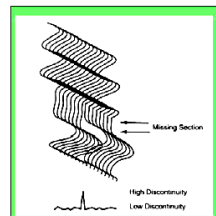
Если мы знаем скорость и по возможности плотность (возможно из скважины), то возможен пересчет сейсмических данных в импеданс.



Наклон и азимут



Когерентность



Куб когерентности отражений служит для определения меры подобия формы сигналов для соседних трасс. Предполагается, что формы трасс резко различаются по обе стороны от тектонического разрыва или стратиграфической границы. По признаку слабой корреляции на горизонтальных сечениях кубов могут выявляться сбросы, древние русла, рифы, соляные тела и несогласия.

Рисунок 1.3 – Типы использования сейсмических атрибутов

В 1974-1978 гг. трест «Саратовнефтегеофизика» выполнял сейсморазведку МОГТ по системе 12-кратного профилирования с регистрацией сейсмического сигнала в аналоговой форме. В результате сейсморазведочных работ с/п 06-09/75 выявлена структура Тенгиз, на которой разведано уникальное по запасам месторождение, в настоящий момент находящееся в разработке. Исследованиями сп. 7/77 по горизонту P_1 закартированы структуры Южная, Пионерская, Мунайбай.

Сейсмопартией 34/77-79 Гурьевской геофизической экспедиции методом ОГТ по надсолевым отложениям подтверждена структура Култук. Работами сейсмопартии 38/79-80 уточнено геологическое строение юрско-мелового комплекса структуры Култук и результаты работ представлены уточненными структурными картами и схемами по отражающим горизонтам IIIa, IV и V_1 , V_2 , «б», стратиграфически приуроченные, соответственно, к подошве верхней юры (горизонт в оксфордских отложениях), к низам среднеюрских отложений, к размытой поверхности триаса, к размытой поверхности палеозойских отложений.

В 2010 году АО «Азимут Энерджи Сервисез» на лицензионной территории ТОО «Мунай Онтустик» провело сейсморазведочные работы 3Д в объеме 230 км².

В 2012 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнил работу «Отчет об уточнении геологической модели строения месторождения Култук (Восточный свод) на базе комплексного изучения данных сейсморазведки и скважин» с использованием сейсмических данных 3Д отработанных по методике МОГТ общей площадью 225 км², сейсмопрофилей 2Д, ГИС, ВСП и керна из пробуренных скважин.

В 2013-2014 годах по результатам пробуренных новых скважин была проведена переинтерпретация сеймики 3Д результатами которой стали уточненные структурные карты по отражающим горизонтам III, V и продуктивным горизонтам келловей и байоса.

В 2016 г. ТОО «СМАРТ Инжиниринг» подготовил отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Култук в Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.03.2016г.». Был проанализирован весь накопленный геолого-геофизический материал по месторождению Култук, на основе которого выполнен подсчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивным горизонтам Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-VII в отложениях средней юры.

2.2 Геологическое строение месторождения

В строении осадочного чехла принимают участие *палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения*, в которых выделяются три структурных этажа: палеозойский, триасовый и юрско-палеогеновый.

Палеозойский комплекс (PZ) отложений на месторождении не вскрыт. По результатам пробуренных скважин на востоке Северного Устюрта, на полуострове Бузачи и на южном склоне Южно-Эмбинского поднятия отложения представлены осадочно-вулканогенными образованиями и

осадочными породами девона, карбона и нижней перми. К кровле палеозойского комплекса приурочен отражающий горизонт «б».

Мезозойская группа (MZ). Представлена отложениями триаса, юры и мела.

Отложения триасовой системы (Т) вскрыты в 6 скважинах (№№3, 4, 5, 6, 7, 11) и представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним. В литологическом отношении разрез триасовых отложений представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, светло-серые, зеленовато-серые, зеленые, мелко-, средне- и крупнозернистые, полимиктовые, крепко сцементированные, с прослойками алевролитов и аргиллитов, с прослоями угля. В нижней части встречаются гравелиты. Алевролиты серые, темно-серые, крепко сцементированные, с раковистым изломом, с обилием ОРО. Аргиллиты темно-коричневые, черные, зеленые, голубовато-зеленые, плотные, с неровным изломом, с зеркалами скольжения, трещиноватые, иногда трещины залечены кальцитом. Согласно предоставленным отбивкам (из Подсчета запасов), максимальная вскрытая толщина отложений нижнего триаса (T_1) составляет 140 м (скв. №4), среднего триаса (T_2) составляет 229 м (скв. №3), а в верхнем триасе вскрытая толща составляет 288 м (скв. №7).

Отложения юрской системы (J) вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Отложения нижней юры (J_1) со стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности доюрских отложений. Литологически нижнеюрские отложения сложены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В подошве нижней юры залегает пласт гравелитов толщиной до 20 м. Песчаники от светло-серых до темно-серых, средне и крупнозернистые, крепкосцементированные с прослоями алевролита и аргиллита. Алевролиты темно-серые до черных, крепкие, с линзовидными прослоями аргиллитов и обуглившихся растительных остатков. Аргиллиты темно-серые, черные, крепкие с неровным изломом, участками алевролитистые, с включением ОРО. Толщина отложений изменяется от нескольких десятков метров в центральной части площади до 300 и более метров на юго-западе участка (Рис.2.2)

Отложения средней юры (J_2) представлены песчано-глинистым комплексом пород батского, байосского и келловейского ярусов. Ааленский ярус в разрезе не выявлен. Байосский ярус (J_2b) представлен преимущественно глинистой толщей с прослоями песчаников и алевролитов в верхней и нижней частях разреза. Глины темно-серые и черные, плотные, местами алевролитистые, с включением обуглившихся растительных остатков, с редкими прослоями песчаников и углей. Песчаники от светло-серых до темно-серых, мелко-среднезернистые, крепко сцементированные, с прослойками алевролитов и аргиллитов.

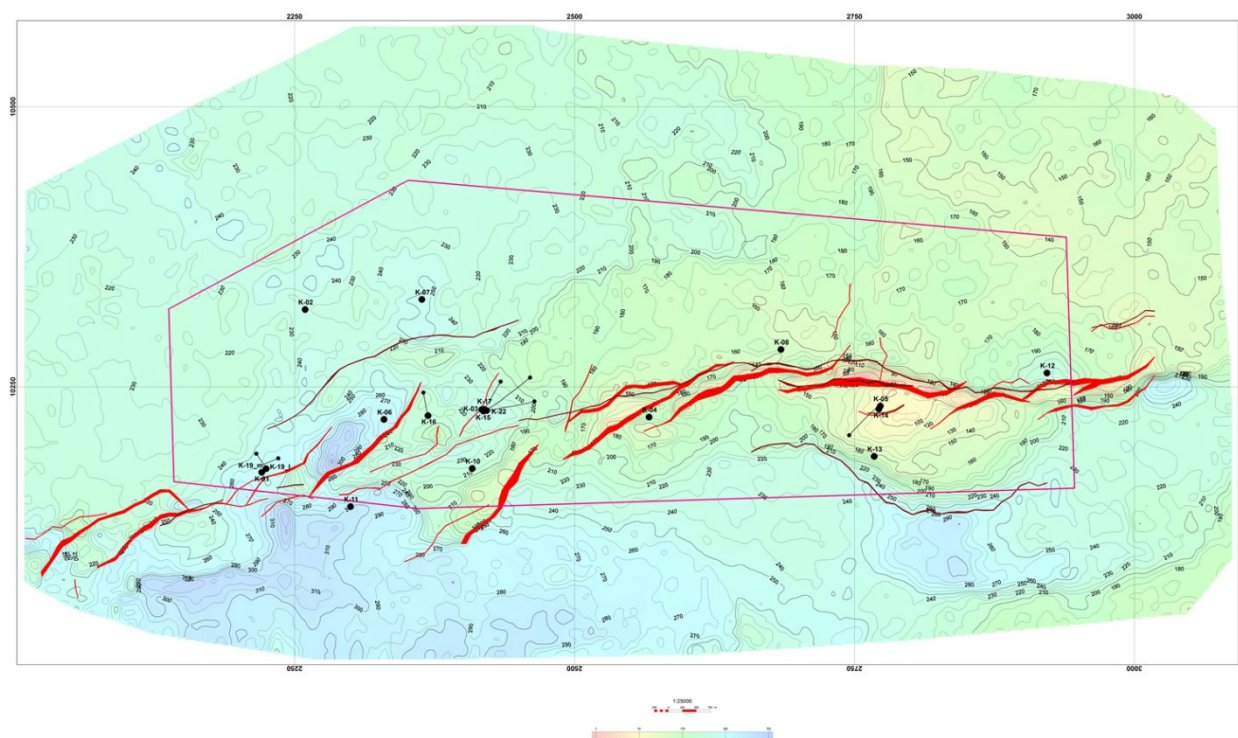


Рисунок 2.2 – Карта изопакит по нижнеюрскому комплексу
Алевролиты темно-серые, черные, плотные, с неровным изломом, с линзовидными прослойками песчаников, углей и с включениями обуглившихся растительных остатков. В отложениях байосского яруса выделяется продуктивный горизонт Ю-VII. Наименьшие мощности отложений байоса наблюдаются в центральной части площади (около 400 м) с ее увеличением на западе и северо-западе до 600 и более метров (Рис. 2.3).

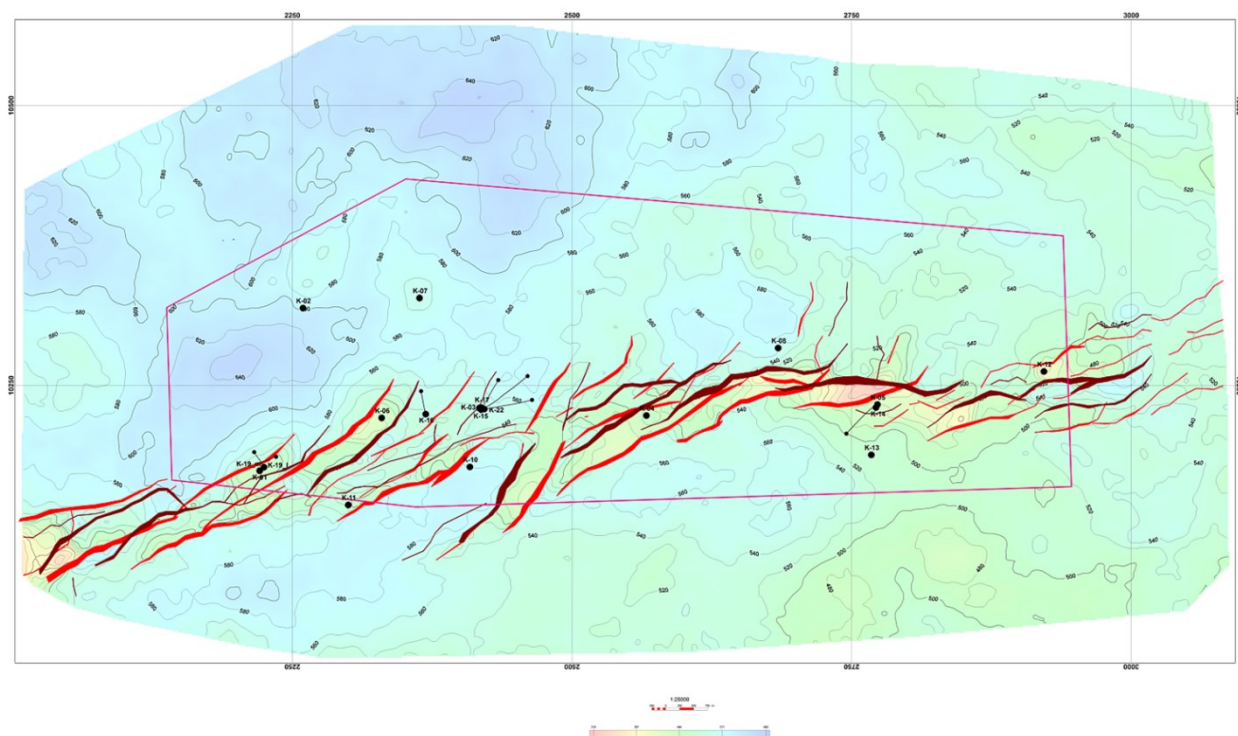


Рисунок 2.3 – Карта Изопакит По Отложениям Байоса
Батский ярус (J_{2bt}) представлен песчано-глинистой толщей с преобладанием

глин. Глины серые, темно-серые плотные, участками песчанистые, с прослоями углей, с включениями обуглившихся растительных остатков. Песчаники светло-серые, темно-серые, мелко- среднезернистые, плотные, крепко сцементированные. Алевролиты темно-серые, плотные, крепко сцементированные, с включениями обуглившихся растительных остатков. В отложениях батского яруса выделяются водоносные горизонты Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI. Вскрытая толщина изменяется от 66м (скв. 9) до 168м (скв.1). Карта изопакит по отложениям бата представлена на рисунке 2.4.

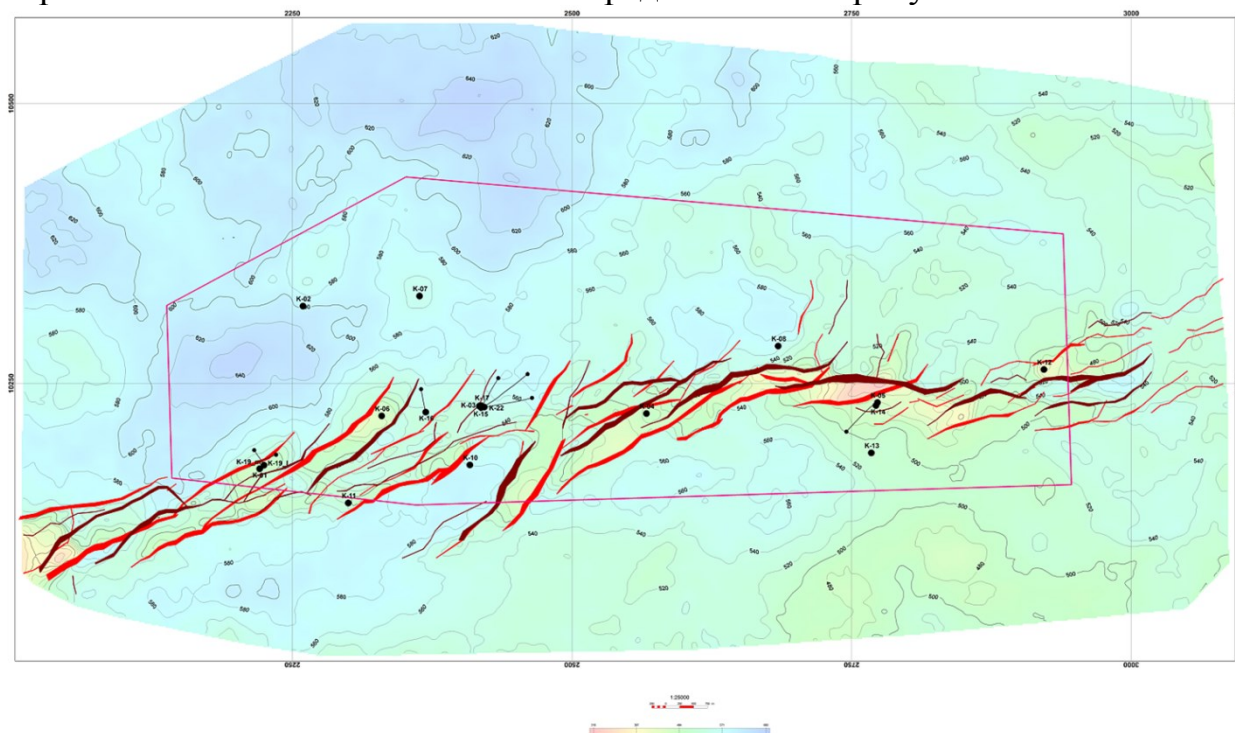


Рисунок 2.4 – Карта Изопакит По Отложениям Бата

Келловейский ярус (J_2k) сложен сероцветной глинистой толщей с прослоями и пропластками песчаников и алевролитов. Песчаники светло-серые, темно-серые, мелко- и среднезернистые, крупнозернистые, плохо отсортированные, с прослоями алевролитов. Алевролиты серые и зеленовато-серые, крепко сцементированные, местами глинистые, с включением обуглившихся растительных остатков

Глины серые, темно-серые до черных, плотные, с ровным изломом, участками известковистые, с включением ОРО. В отложениях келловейского яруса выделяется продуктивные горизонты: Ю-I (пласты – А и Б) и Ю-II. Мощность отложений данного яруса варьирует от 100 м на сводах поднятий и до 200 м на западе и востоке сейсмической съемки (Рис. 2.5).

Отложения верхней юры (J_3) представлены песчано-глинистым комплексом пород, условно разделенных на две толщи: нижняя – глинисто-мергельная и верхняя – карбонатная. Глинисто-мергельная толща представлена переслаиванием глин и мергелей с прослойками песчаников, и алевролитов. Глины от серых до голубовато- и зеленовато-серых, иногда с фиолетовыми пятнами, гидрослюдистые, алевритистые.

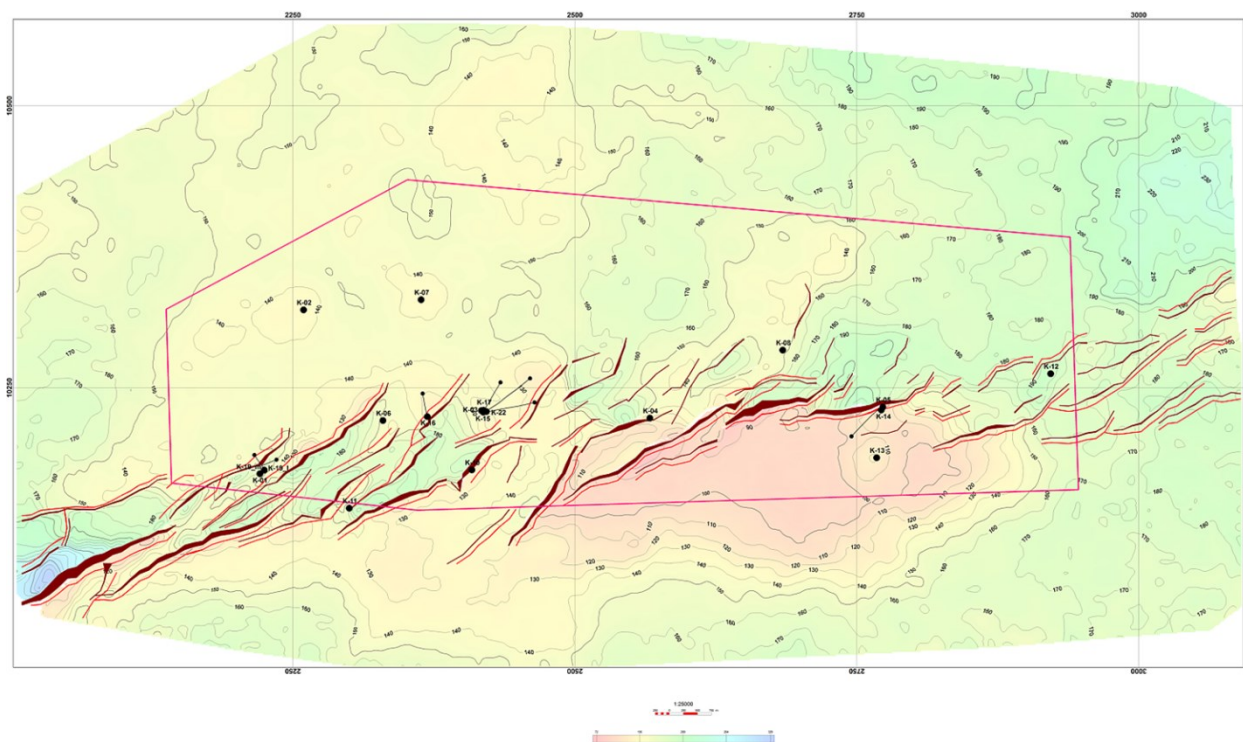


Рисунок 2.5 – Карта изопакит по отложениям келловоя

По текстуре массивные, сланцеватые, тонкослоистые, участками комковатые. Мергели зеленовато-серые и темно-зеленовато-серые, массивные, алевроитистые с обломками фауны и мелкими обуглившимися растительными остатками. Верхняя толща сложена плотными известняками с пластами доломитовых известняков, доломитов, иногда с прослоями глин. Известняки и доломитовые известняки серые, светло-серые и зеленовато-серые, тонко-, мелкокристаллические с включениями фаунистических остатков, местами органогенно-обломочные, пористые с включениями зерен глауконита. Глины темно-серые, черные, редко зеленовато-серые, тонкослоистые. Мергели серые, темно-серые, зеленовато-серые, слабо алевроитистые, содержат фаунистические остатки, растительный детрит, включения пирита и глауконита. Согласно предоставленным отбивкам, толщина отложений варьирует от 230 (скв.5) до 308,2 м (скв.10). (Рис. 2.6).

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами. Разрез нижнего мела (K_1) расчленен на неокомские (берриас, валанжин и готерив), аптские и альб-сеноманские отложения.

Неокомский надъярус (K_{1nc}). Берриаский (K_{1b}), валанжинский (K_{1v}) и готеривский (K_{1g}) яруса литологически сложены переслаиванием глин, песчаников и песков. Глины серые, зеленовато-серые, алевроитовые и алевроитистые, участками тонкослоистые, благодаря наличию выклинивающихся прослоек и линзовидных включений светло-серого слюдистого алевролита и темно-серой глины. Пески и песчаники мелкозернистые, значительно реже среднезернистые, алевролитово-глинистые, глинистые, сильно слюдистые.

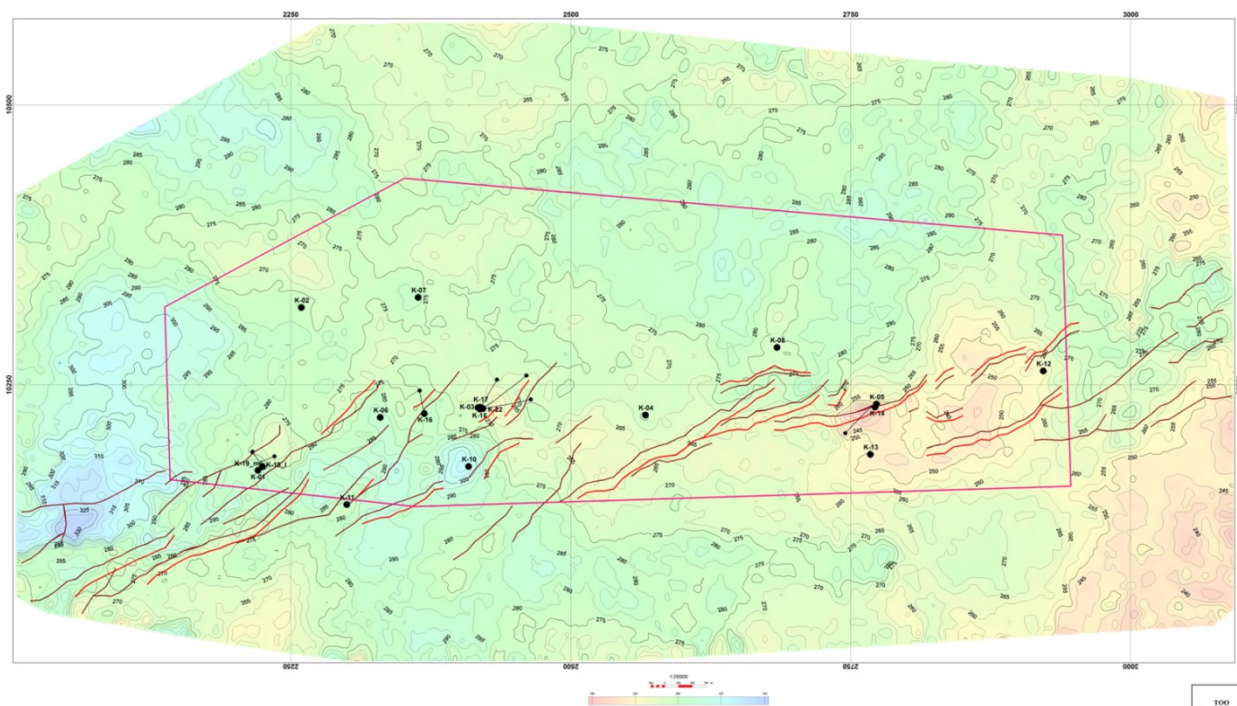


Рисунок 2.6 – Карта изопакит по верхнеюрскому комплексу

Алевриты песчаные и песчанистые, полимиктовые, серовато-зеленые, крепкие, излом обычно неровный. В алевритах встречаются линзовидные прослои крепкого мелкозернистого песчаника, зеленой и темно-коричневой глины. Согласно предоставленным отбивкам (6), толщина отложений берриаского яруса изменяется от 15 м (скв.13) до 154 м (скв.12), валанжинского яруса от 98 м (скв.9) до 330 м (скв.12) и толщина отложений готеривского яруса изменяется от 422,1 м (скв.15) до 625 м (скв.12).

Аптский ярус (K_{1a}) сложен преимущественно глинистыми породами с редкими прослоями песков и песчаников. Глины темно-серые до черных, карбонатные, иногда переходящие в глинистый мергель, с включением обломков фауны и углефицированных растительных остатков. Пески мелкозернистые, алевритистые, глинистые, слюдистые, слабокарбонатные, темноокрашенные. Песчаники имеют серую и темно-серую окраску, крепкие. Согласно предоставленным отбивкам (6), толщина отложений колеблется от 92 м (скв.10) до 124,4 м (скв.15).

Альбский ярус (K_{1al}). На основании изучения микрофауны, литологических особенностей разрез альбских отложений расчленяется на три подъяруса:

- нижнеальбский подъярус сложен преимущественно глинистыми породами с пластами песков, алевритов, мергелей и известняков;
- среднеальбский подъярус представлен чередованием глин с редкими прослоями крепких песчаников и алевритов;
- верхнеальбский подъярус представлен толщей песков с прослоями глин и песчаников.

Глины альбского яруса алевритистые, реже алевритовые и чистые, карбонатные, от серых до черных, твердые с различным изломом. Пески алевритистые, глинистые, слабокарбонатные, серой и зеленовато-серой

окраски, изредка встречаются желтого цвета с буроватым оттенком. Алевролиты мелкозернистые, иногда песчанистые, светло-серого цвета, крепкой и слабой цементации. Согласно предоставленным отбивкам (6), толщина альбского яруса изменяется от 714 м (скв.5) до 748,8 м (скв.16).

Верхний отдел (K_2) представлен сеноманским ярусом и сенон-туронским надъярусом.

Сеноманский ярус (K_{2sm}) сложен глинистыми породами с большим количеством песков и песчаников. Глины темно-серого цвета, карбонатные. Песчаники желтовато-бурового цвета, мелкозернистые, очень крепкие. Пески темно-серые, серые разнозернистые. Согласно предоставленным отбивкам (6), толщина отложений варьирует от 126 м (скв.9) до 164,0 м (скв.15).

Сенон-туронский надъярус (K_{2st}). Отложения надъяруса по литологическим признакам подразделяются на две толщи: верхнюю и нижнюю. В подошве нижней толщи отмечается фосфоритовый прослой, свидетельствующий о признаках несогласного залегания. В целом нижняя толща сложена мергелями зеленовато-серыми глинистыми, крепкими с прослоями известняков зеленовато-серых крепких, переслаивающихся с мелом зеленовато-желтым, плотным. В верхней толще преобладают отложения мела белого с зеленоватым оттенком, писчего, плотного, с частыми прослоями мергелей зеленых, зеленовато-серых крепких, местами глинистых. Согласно предоставленным отбивкам (6), толщина надъяруса колеблется в пределах от 463 м (скв.1) до 489 м (скв.9).

Кайнозойская группа (KZ) представлена нерасчлененными палеоген-неогеновым и четвертичными отложениями.

Палеогеновые отложения (Pg) нерасчленены, литологически представлены глинами с редкими прослойками алевролитов и известняков. Глины зеленовато-серые, желтовато-зеленые, алевритистые, местами известковистые, плотные; отмечаются включения фауны и ОРО. Толщина отложений достигает 570 м в скважине №5.

В 2008 г. ТОО «PGS» была проведена переинтерпретация сейсмических данных, по результатам работ построены структурные карты по отражающим горизонтам III, IV, по кровле триаса, продуктивных горизонтов байоса и келловей. Были выделены перспективные объекты в отложениях юры и триаса. В строении осадочного чехла принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения, в которых выделяются три структурных этажа: палеозойский, триасовый и юрско-палеогеновый.

Ранее структурно-тектоническая модель месторождения была основана на проведенных в данном районе в 70-80 годах сейсморазведочных работ МОГТ 2Д. Палеозойские отложения на площади Култук бурением не освещены, строение приведено по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3Д. Регионально-выдержанные сейсмические горизонты внутри палеозойского комплекса отсутствуют в связи со сложным внутренним строением палеозойского комплекса - он смят в систему складок, углы наклона крыльев которых достигают 15-20°.

Для структурной интерпретации было выбрано более 10-ти горизонтов, покрывающих нижнемеловой, юрский и доюрский комплексы. По результатам работ была построена структурно-тектоническая модель, имеющая некоторые отличия от утвержденной ранее структурной модели.

Согласно анализу прошлых лет, месторождение Култук приурочено к унаследованной от палеозоя антиклинальной структуре субширотной ориентировки, осложненной тектоническими нарушениями. Характер тектонических нарушений связан с общим характером тектоники южной Прикаспийской зоны коллизии с преимущественным развитием сжимающих усилий. На их фоне проявлялись, как можно предположить, вращательные тектонические движения со смещением надвигающегося (южного) блока влево, а северного вправо.

Результатом явилась система характерных эшелонированных разломов сбросо-сдвигового характера, как на северном, так и на южном крыльях. Седиментационные срезы по кубу когерентности показывают, что данные разломы отсутствуют в кровле валанжина и начинают появляться, начиная с кровли юрских отложений и келловей. Таким образом, допустимо сделать вывод о верхнеюрском - раннемеловом возрасте их образования или последней стадии реактивации в данное время. Можно предположить, что данные нарушения, разделяющие структуру на серию обособленных тектонически-экранированных поднятий, возникли под воздействием региональной Донбасс-Зеравшанской системы сдвиговых нарушений. Было подтверждено и различное развитие пород коллекторов (песчаных разностей) в келовей-батском и байосовом комплексах, что определяется непосредственно, разным структурным планом на момент накопления осадков.

В тектоническом отношении структура Култук расположена в пределах Мынсуалмасской тектонической ступени, являющейся структурой II порядка Северо-Устюртско-Бузачинской системы прогибов и поднятий.

Ранее структурно-тектоническая модель месторождения была основана на проведенных в данном районе в 70-80 годах сейсморазведочных работ МОГТ 2Д.

Палеозойские отложения на площади Култук бурением не освещены, строение приведено по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3Д.

Регионально-выдержанные сейсмические горизонты внутри палеозойского комплекса отсутствуют в связи со сложным внутренним строением палеозойского комплекса - он смят в систему складок, углы наклона крыльев которых достигают 15-20°.

Для структурной интерпретации было выбрано более 10-ти горизонтов, покрывающих нижнемеловой, юрский и доюрский комплексы.

По результатам работ была построена структурно-тектоническая модель, имеющая некоторые отличия от утвержденной ранее структурной модели.

Согласно анализу прошлых лет, месторождение Култук приурочено к унаследованной от палеозоя антиклинальной структуре субширотной ориентировки, осложненной тектоническими нарушениями. Характер тектонических нарушений связан с общим характером тектоники южной Прикаспийской зоны коллизии с преимущественным развитием сжимающих усилий. На их фоне проявлялись, как можно предположить, вращательные тектонические движения со смещением надвигающегося (южного) блока влево, а северного вправо.

Результатом явилась система характерных эшелонированных разломов сбросо-сдвигового характера, как на северном, так и на южном крыльях. Седиментационные срезы по кубу когерентности показывают, что данные разломы отсутствуют в кровле валанжина и начинают появляться, начиная с кровли юрских отложений и келловей. Таким образом, допустимо сделать вывод о верхнеюрском - раннемеловом возрасте их образования или последней стадии реактивации в данное время. Можно предположить, что данные нарушения, разделяющие структуру на серию обособленных тектонически-экранированных поднятий, возникли под воздействием региональной Донбасс-Зеравшанской системы сдвиговых нарушений. Было подтверждено и различное развитие пород коллекторов (песчаных разностей) в келловей-батском и байосовом комплексах, что определяется непосредственно, разным структурным планом на момент накопления осадков.

По результатам анализа сейсмических атрибутов и сейсмофациальному анализу прослежены тенденции изменения свойств пород. Основными ловушками нефти в пределах площади являются структурные, тектонически экранированные ловушки.

Нефтегазоносность. Впервые на месторождении Култук продуктивность юрских отложений была подтверждена в 1977г., когда в скв. №1 при опробовании инт. 3168-3172м получен промышленный приток нефти из байосских отложений. В 1983-1984гг. ПГО «Атыраунефтегазгеология» впервые был выполнен оперативный подсчет запасов нефти байосского и келловейского продуктивных горизонтов структурной основой, которой послужили данные сейсморазведочных работ 2Д проведенных 70-80 годах.

В 2014 г. компанией ТОО «Гео-Мунай ХХI» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Култук по состоянию на 01.10.2014 год» по данным бурения 3 скважин (14, 15, 16), расконсервации 4-х скважин (1, 3, 5, 8) и по уточненной структурно-тектонической модели путем переобработки данных 2Д (2008 г.), сейсмики 3Д (2010 г.) и переобработки 3Д (2012 г.).

Все эти данные позволили уточнить геологическое строение залежи, разделить на блочное строение и выделить продуктивные горизонты в среднеюрских отложениях. Названия горизонтов приведены в порядок, согласно региональной номенклатуре горизонтов по Мангистауской области.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин с

соседними месторождениям Елемес, Боранколь, выделены следующие продуктивные горизонты в среднеюрских отложениях:

- в келловейском ярусе - Ю-I (пласты А, Б), Ю-II;
- в батском ярусе Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI;
- в байосском ярусе - Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X.

Из них:

- 2 продуктивных горизонта Ю-I (пласты – А и Б) и Ю-VII - нефтяные;
- 8 водоносных Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X.

В пределах месторождения Култук по данным комплекса ГИС и опробования установлены нефтенасыщенные коллектора в горизонтах Ю-I (пласты – А и Б) и Ю-VII в среднеюрских отложениях. Залежи ограничены тектоническими нарушениями, по типу резервуара относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным. Породы продуктивных горизонтов представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. По типу порового пространства относятся к поровому типу коллектора.

3. Методика исследований

1.1. Анализ результатов полевых сейсморазведочных работ и переобработки первичных данных

На исследуемой территории компанией АО «Азимут Энерджи Сервисез» проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д МОГТ, в объеме 225.1 км².

Проект 3Д на нефтяном месторождении Култук разработан с использованием пакета программного обеспечения MESA Core 11 (Табл. 3.1).

Таблица 3.1 - Объемы работ дизайна 3Д съемки

	Проектные данные	Фактические данные
Общее количество линий приема ЛП	79	79
Общее количество пунктов приема ПП	20168	20168
Общее количество линий возбуждения ЛВ	37	37
Общее количество пунктов возбуждения ПВ	17941	17895
Плотность ПВ	78.13 км. кв.	71.18 км. кв.
Площадь участка съемки 3Д	225.10 км. кв	225.10 км. кв.

Полевые сейсморазведочные работы методом МОГТ-3Д проведены в различные годы и на разных участках месторождения Култук и все они включали: проведения опытных работ по выбору условий возбуждения упругих колебаний, их регистрации и выбору система полевых наблюдений. На основании анализа этих работ выбрана рациональная системы полевых наблюдений представленная в таблица 3.2, рисунке 3.1.

Таблица 3.2 - Параметры сбора данных 3Д

Параметр	Значение
1	2
Полная номинальная кратность	90
Размер бина	20 м x 20 м
Геометрия линий приема в шаблоне:	
Количество линий приема (ЛП) в полосе	20
Интервал между ЛП: основными	280 м
Количество пунктов приема на ЛП: основной	144
Шаг пунктов приема на линии приема	40 м
Количество активных каналов	2880
Геометрия линий возбуждения в шаблоне:	
Количество линий взрыва в шаблоне	1
Интервал между линиями взрыва (ЛВ)	320 м
Количество ПВ на ЛВ и в шаблоне	7
Шаг пунктов взрыва (ПВ) на ЛВ	40 м
Параметры перемещения шаблона:	
Перемещение шаблона вдоль полосы	280 м
в количестве интервалов между ЛВ	1
Перемещение шаблона на смежную полосу	320 м
в количестве линий приема	1
Максимальные удаления:	
Макс. удаление по направлению приемной линии	2860

Макс. удаление поперек направления приемной линии	2780
Макс. минимальное удаление (диагональное)	425
Макс. удаление приемник-источник	3988
Тип системы наблюдений	Крестовая симметричная
Параметры группы приема	
Количество приборов в группе геофон/болотофон	12/2
Количество приборов в секции геофон/болотофон	12 (4 x 3)/6(3+3)
Тип геофонов/болотофонов	SG - 10
База группы приема, м геофоны/болотофоны (м)	36,63/2-3
Расстояние между приборами в группе геофон/болот	3,33/2-3
Центр группы приема	На пикете
Полярность сейсмоприемников	SEG Standard
Параметры возбуждения колебаний (взрывной)	
Количество скважин на пикете	1
Глубина заряда, м	9,10 - 14
Вес заряда, кг	0.75
Тип заряда	БТП - 250; 500 патронированный
Тип детонатора	ЭДС (2-а ЭДС на заряд)
Параметры регистрации	
Длительность записи, сек	5
Интервал дискретизации, мсек	2
Фильтр среза низкой частоты Гц	Выкл.
Фильтр среза высокой частоты	0.8 Найквиста мин. фазовый
Тип носителя	NAS + Flash drive
Формат записи	IEEE SEG D 8058 дисковый
AUX 1	Time Break
AUX 2	Confirmation Time Break
AUX 3	UH Time

Целевое назначение работ: проведение сейсмической съемки 3Д с целью детального сейсмического исследования геологического строения на месторождении Култук с целью уточнения глубинной сейсмогеологической модели структуры, определение структурных и стратиграфических нефтегазоносных комплексов в породах юрского периода для дальнейшей разработки месторождения.

Породы триаса, залегающие ниже пород юрского периода и выше не являлись целью данной съемки.

Геологические задачи:

- детальное изучение и уточнение геологического строения структуры по отражающим горизонтам в юрских отложениях;
- выявление и картирование тектонических нарушений;
- изучение особенностей геологического строения продуктивной толщи, уточнение контура нефтегазоносности;
- уточнение объемной сейсмогеологической модели структуры и нефтегазоносных горизонтов.

В качестве регистрирующей аппаратуры использовалась сеймостанция Sercel 428XL, секции геофонов SG – 10, 10Гц (12приборные), болотофоны SG – 10, 10Гц(3х2).

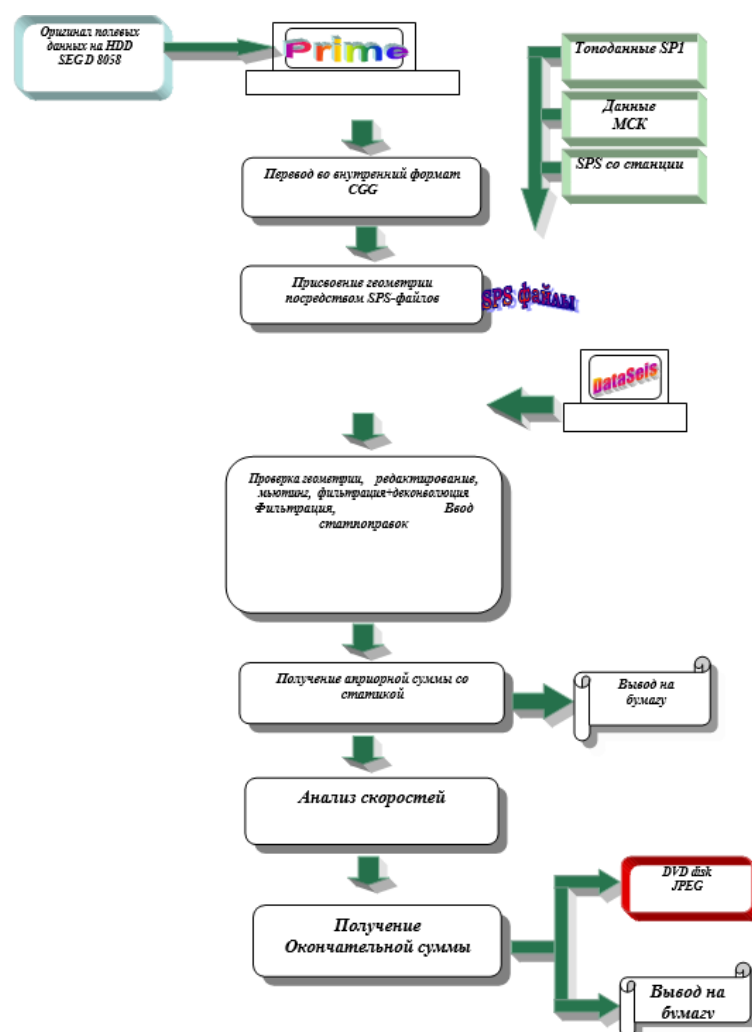


Рисунок 3.1 – Схема поступления полевого материала на полевой ОЦ, граф обработки и контроль качества полевых материалов

Полевая обработка производилась с целью контроля качества полученных данных и осуществлялась в обрабатывающем комплексе ПРАЙМ российского производства. На рисунке 3.1 представлена схема поступления полевого материала на полевой ОЦ, граф обработки и контроль качества полевых материалов.

Переобработка сейсмических материалов МОГТ 3Д по площади Култук включала этапы: переобработка первичных данных, динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических данных в объеме, необходимом для подготовки данных для пересчета запасов с использованием последних полученных материалов бурения и разработки. В свете этого объем обрабатываемой информации определяется полнократным (90) кубом данных, поверхностная площадь которого составляет 100 кв. км.

Эффективность применения компанией PGS новейших методик обработки сейсмических данных, специальных процедур подавления шума, анализа скоростей, последних разработок в области интерполяции пропущенных данных и адаптивного вычитания моделей шумов из данных позволили добиться хороших результатов.

Обработка данных, выполненная с сохранением истинных амплитуд в широком частотном диапазоне, обеспечила необходимые соотношение сигнал/помеха и разрешённость, позволяющие решать поставленные геологические задачи. Положительно сказалось использование 3^х мерных подборок и соответствующих процедур для учёта объёмной природы шума при построении моделей помех. Шумоподавление тестировалось на разных участках площади, в разных сортировках (кросспредах, ОСТ, общих векторных планах) и выбирались оптимальные параметры шумоподавления для всей площади. Модели шума вычитались с использованием современного алгоритма адаптивного вычитания.

В ходе обработки сохранён широкий частотный диапазон для дальнейшего проведения динамической интерпретации (AVO, инверсионные преобразования и т.п.). Три итерации скоростного анализа с учётом инверсий интервальных скоростей, а также высокоточный автоматический анализ скоростей на конечной стадии, позволили получить качественную скоростную модель. Были выполнены две итерации учёта остаточных статических поправок и дополнительная остаточная статика по первым вступлениям, что способствовала улучшению структурного плана. На конечном этапе была выполнена специальная обработка данных под цели динамической интерпретации.

Необходимо отметить, что в значительной степени удалось снизить общий уровень кратных волн-помех, что должно иметь положительный эффект на этапе структурной интерпретации.

В целом техническое качество полевых сейсмических данных оценивается как хорошее. Практически отсутствуют потери информации по причине неоптимальной работы полевой аппаратуры. Отдельные зоны снижения кратности связаны с поверхностными условиями регистрации (поселок, дороги, инфраструктура месторождений и т. п.). В результате переобработки данных сейсморазведки удалось минимизировать влияние технических факторов и получить сейсмические данные однородного качества, по сравнению с обработкой 2011 года можно отметить заметное снижения влияния кратных волн, улучшение динамических параметров разреза в целевом интервале и качества прослеживаемости в доюрском комплексе.

3.2 Анализ результатов интерпретации сейсмических данных

Интерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д проведена с целью изучения и уточнения строения продуктивных горизонтов в отложениях келловей и батбайоса, а также изучение палеозойского интервала и предварительная оценка его перспективности. Анализ результатов сейсмических данных включал структурную интерпретацию и динамический анализ волновых полей.

Для выполнения работ по интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных, были использованы следующие материалы:

- Переобработанные данные сейсморазведки МОГТ 3Д – мигрированный временной сейсмический куб по алгоритму Кирхгоф-миграции.
- Сейсмические кубы с ограниченным диапазоном углов (0-10, 5-15, 10-20, 15-25; 20-30, 25-35, 30-40, 35-45).
- Данные по 20 скважинам (19 в пределах сейсмической съемки): координаты, стратиграфические разбивки, каротажные кривые в формате LAS, данные ВСП. Список использованных отбивок приведен в таблице 4.1.

Полярность финальных сейсмических данных обратная, то есть положительный отклик (пик) соответствует уменьшению акустического импеданса.

Сейсмическая интерпретация данных сейсморазведки МОГТ 3Д и ГИС выполнялась с использованием лицензионного программного обеспечения «Geographix Discovery» (Landmark, США), «Insight» (Down Under Geosolution, Австралия) и включала в себя все процедуры структурной интерпретации, начиная от создания проекта, загрузки, контроля качества исходных данных и заканчивая картопостроением, выработкой рекомендаций на дальнейшее проведение работ.

3.2.1 Структурная интерпретация данных сейсморазведки

Выполнение геологических задач выполнялось поэтапно в следующей последовательности:

- Анализ материалов по геологической и сейсмической изученности территории.
- Загрузка исходных данных.
- Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов.
- Корреляция отражающих горизонтов во временной области.
- Выделение и трассирование тектонических нарушений.
- Построение и анализ временных карт.
- Получение и анализ карт параметров сейсмических атрибутов.
- Расчет и анализ результатов сейсмической инверсии.
- Глубинные преобразования.
- Построение и анализ структурных карт.
- Выделение перспективных объектов.

Общий граф выполнения сейсмической интерпретации представлен на рисунке 3.2.

При построении структурных и прочих поверхностей применялись следующие параметры: размер сетки грида ($m \times m$) – 25×25 .

Отражающие горизонты коррелировались по каждому восьмому сечению InLine и каждому восьмому CrossLine с контролем правильности корреляции в точках их пересечений.

Оценка качества результатов обработки МОГТ 3Д проводилась по следующим критериям:

- Качество прослеживания целевых горизонтов.
- Качество прослеживания тектонических нарушений.

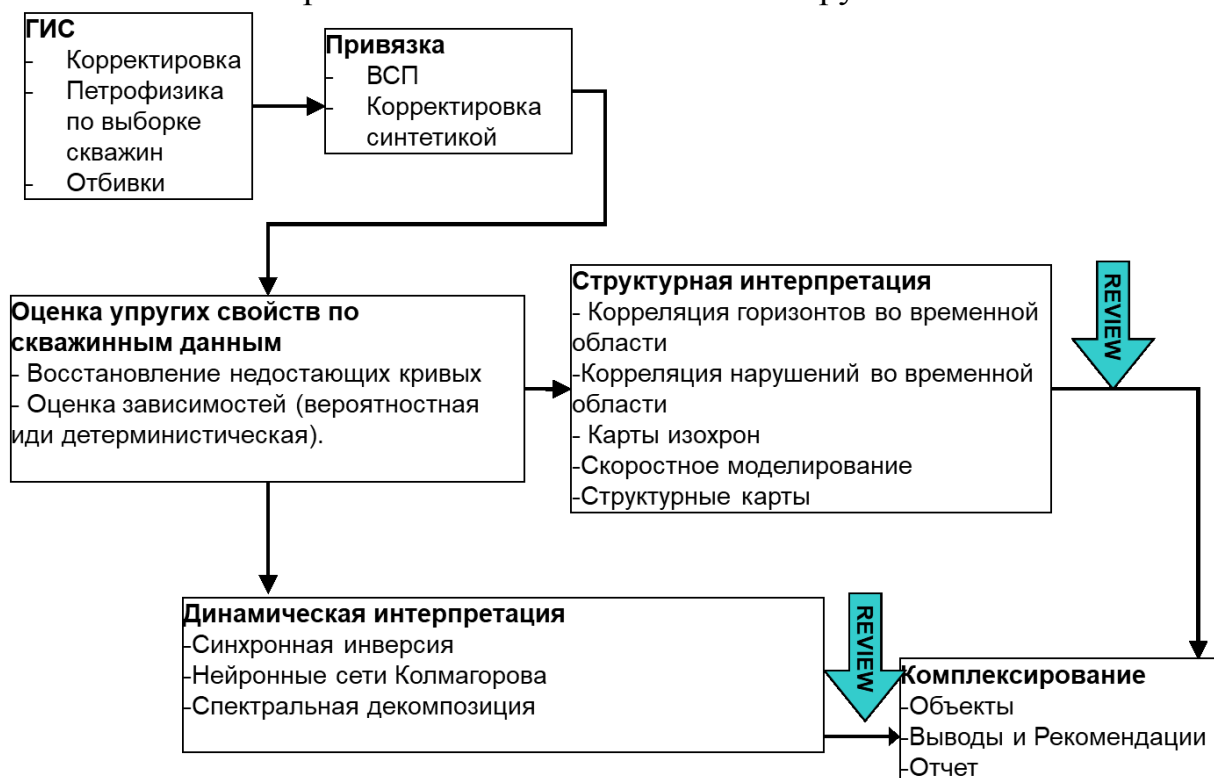


Рисунок 3.2 – Граф / последовательность сейсмической интерпретации

- Вертикальное разрешение сейсмической записи в перспективных областях целевых отложений.
- Возможность и качество расчета сейсмических атрибутов для изучения перспективных объектов.

Качество прослеживания сейсмических горизонтов зависит как от технических причин, так и от геологических факторов.

Стратиграфическая привязка целевых отражающих горизонтов к результатам анализа промыслового каротажа на контрактной территории проводилась с использованием данных о стратиграфических разбивках. Для стратиграфической привязки использовались данные сейсмокаротажа по опорным скважинам, расположенным в пределах исследуемой площади. Детальная привязка скважин и сеймики осуществлялась на основе расчета синтетических сейсмограмм и их сопоставления с реальными трассами временного куба PSTM. При этом, в качестве первичной основы использовались скорости ВСП в скважине К-15 (Рис3.3).

Использование синтетических сейсмограмм для стратиграфической привязки отражений основано на существовании закономерной связи между литологическим составом изучаемого разреза и характеристикой отражений. При обратной полярности исходных сейсмических данных, отраженный основной импульс будет положительным при уменьшении акустической жесткости нижележащего слоя относительно вышележащего, увеличение

акустической жесткости вниз от границы слоев приводит к образованию отрицательной отраженной волны. Интенсивность этих отраженных сигналов является функцией разности акустических жесткостей Z .

$$Z = \text{скорость} * \text{плотность}; R = (Z'' - Z') / (Z'' + Z')$$

где Z' и Z'' - значение акустического импеданса в вышележащем и нижележащем слое. R - коэффициент отражения на границе двух слоев.

Технология прослеживания опорных горизонтов основана на использовании материалов бурения, при этом при увязке сейсмического материала с данными ГИС производится автоматический подбор скоростного разреза. При этом первостепенными данными являются данные АК. Используя данные о скорости и плотности, можно получить кривую коэффициентов отражения, которую в свою очередь, свернув с сейсмическим сигналом (импульсом), преобразуют в синтетическую трассу. На рисунке 3.3 изображен составной сейсмический разрез через все скважины с результатами увязки на основе синтетических сейсмограмм.

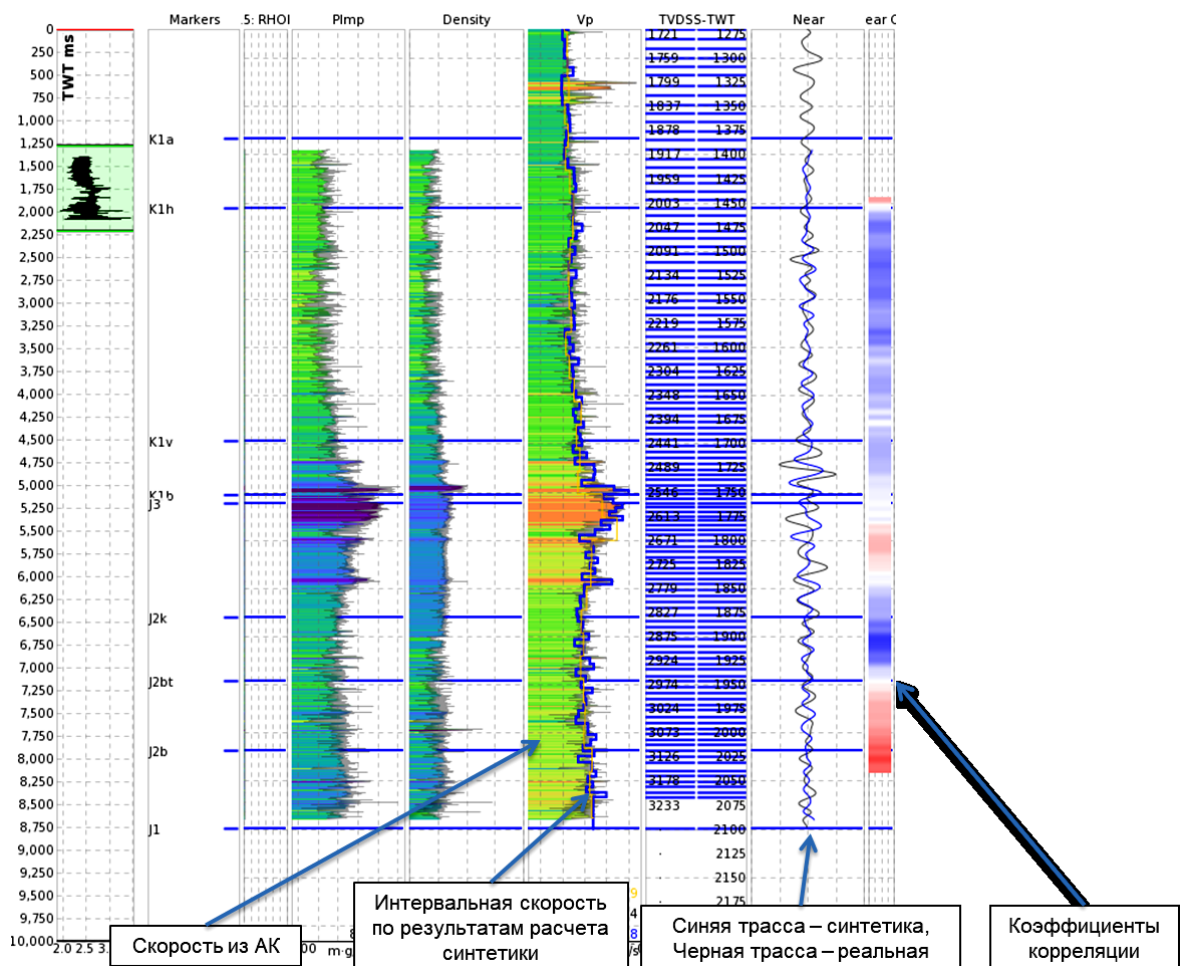


Рисунок 3.3 – Расчет синтетической сейсмограммы для скважины к-15

Таким образом, основываясь на результатах расчета синтетических трасс, информации о литологии разреза и качестве прослеживаемости, были выбраны следующие параметры корреляции горизонтов:

- **K1v** – положительная фаза;
- **III** – положительная фаза;

- III_1 – положительная фаза;
- IV_1 – положительная фаза;
- Ю-IA – отрицательная фаза;
- **Sand-2** - положительная фаза;
- Ю-IB – положительная фаза;
- **Sand-4** - положительная фаза;
- IV_2 – отрицательная фаза;
- IV_3 – отрицательная фаза;
- J_1 – отрицательная фаза;
- V – отрицательная фаза;
- T_{int} – отрицательная фаза;
- P_1 – положительная фаза;
- P_2 - отрицательная фаза.

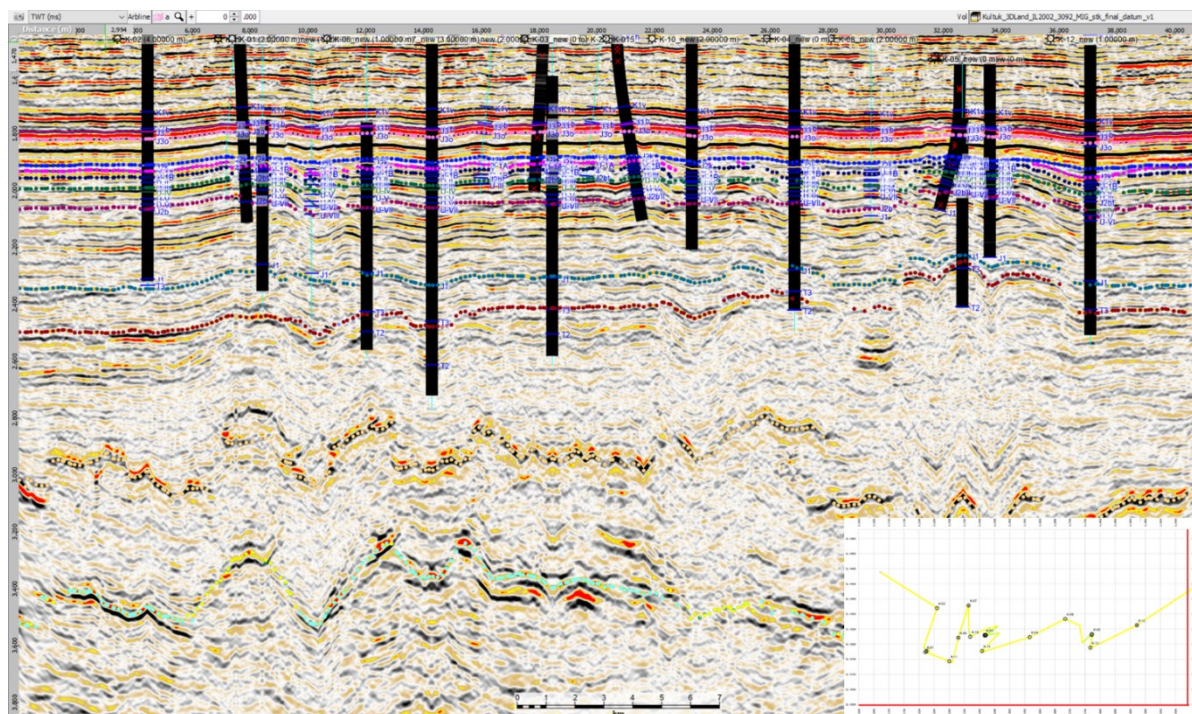


Рисунок 3.3 – Составной сейсмический разрез через привязанные скважины

Корреляция горизонтов и трассирование нарушений выполнялись с использованием программного обеспечения «Geogarithx», в зависимости от качества их прослеживания и с учетом выбранных, на основании стратиграфической привязки и расчета синтетических сейсмограмм, параметров пикирования горизонтов по различным технологиям:

- автоматическая корреляции экстремума отражения;
- полуавтоматической режим корреляции;
- ручной режим корреляции на участках с наиболее сложным волновым полем.

На большей части площади работ использовался полуавтоматический и ручной режим корреляции, отдельные горизонты (K1v , III , III_1) пикировались в автоматическом режиме. Полуавтоматическая корреляция применялась

лишь для отдельных горизонтов мезозойского комплекса (IV_1 , IV_2 , J_1), большинство юрского интервала коррелировались в ручном режиме, это же относится к горизонтам в отложениях триаса и палеозоя.

Прослеживание опорных горизонтов выполнялось по технологии фазовой корреляции отражений с увязкой в пределах замкнутых полигонов. Корреляция отражающих горизонтов выполнялась с учетом качества их прослеживания.

Классификация качества прослеживания каждого горизонта на площади работ выполнялась с использованием четырех классов качества:

- а) непрерывная фазовая корреляция;
- б) групповая корреляция;
- в) потеря непрерывной корреляции;
- г) отсутствие отражений.

На участках, отнесенных к классу (г), прослеживание горизонтов не выполнялось и на картах в таких зонах изолинии не изображаются. На участках, отнесенных к классу (в), прослеживание горизонтов выполнялось условно. В таких зонах могут быть проведены изолинии. На участках, отнесенных к классу (б), прослеживание горизонтов выполнялось на основании критериев групповой корреляции. На участках, отнесенных к классу (а), прослеживание горизонтов выполнялось на основании параметров автоматического прослеживания (абсолютный максимум/минимум, точка нуль пересечения).

При прослеживании горизонтов $K1v$, III, III_1 , IV_1 , IV_2 , J_1 на большей части площади исследования отмечается непрерывная фазовая корреляция – выдержанное однофазное отражение, что позволяет отнести корреляцию данных горизонтов к классу (а). К этому же классу можно отнести и юрские горизонты Ю-IA, Ю-IB, Sand-2, Sand-4 и IV_3 на большей части съемки, исключение составляют отдельные приразломные области и участки на краях площади, которые можно отнести к классу (б). К классу (б) можно отнести остальные горизонты мезозойского комплекса, а также условный горизонт T_{int} в отложениях триаса. Качество прослеживания палеозойских горизонтов P_1 и P_2 относится к классам (б) и (в), при этом, отдельные области в данном интервале можно отнести к классу (г) – отсутствие кондиционных отражений. Некоторые примеры зон слабой прослеживаемости показаны на рисунках 3.4.

Для выделения и картирования разрывных дислокаций, на исследуемой площади были использованы сейсмические разрезы, срезы по кубам когерентности (Рис. 3.5), спектральной декомпозиции и другим сейсмическим атрибутам. Критерием надежности выделения нарушения является проявление этого нарушения по нескольким признакам на сейсмических данных.

Седиментационные срезы на разных уровнях позволил определить возраст тектонических нарушений. Особенностью тектонической картины на участке Култук является наличие системы характерных эшелонированных разломов. Седиментационные срезы по кубу когерентности показывают, что

данные разломы отсутствуют в кровле валанжина и начинают появляться, начиная с кровли юрских отложений и келловоя. Таким образом, можно сделать вывод о верхнеюрском - раннемеловом возрасте их образования или последней стадии реактивации в данное время.

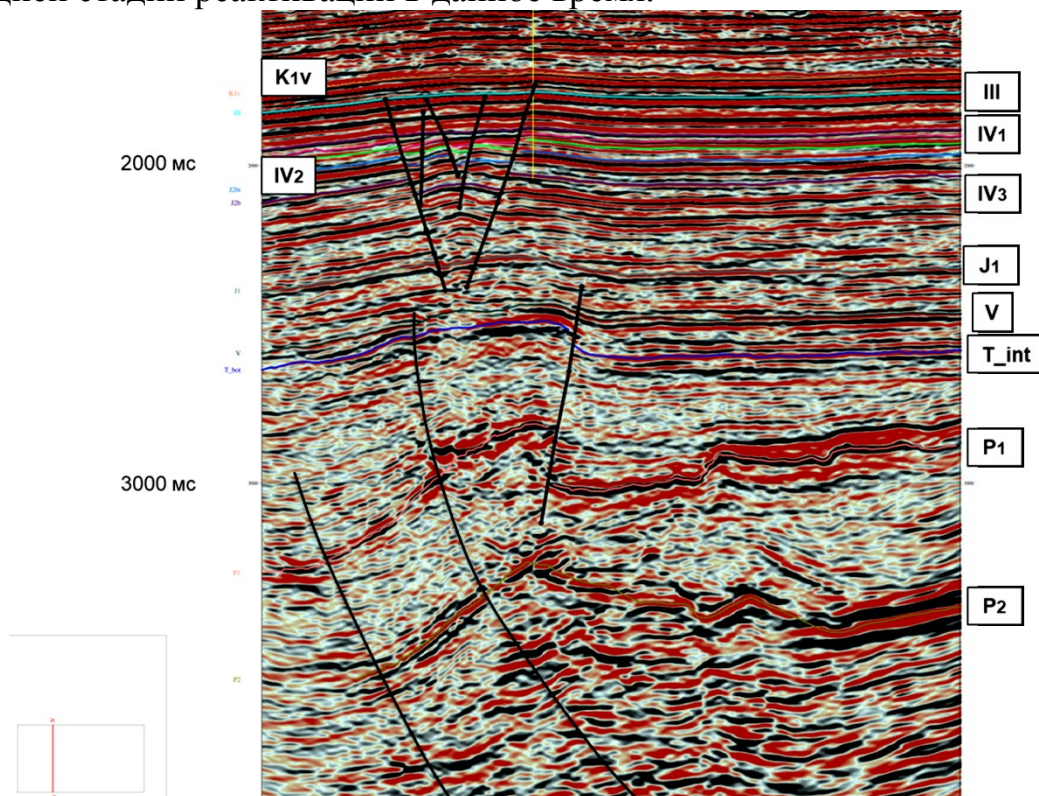


Рисунок 3.4 – Пример корреляции сейсмических горизонтов

Можно предположить, что данные нарушения возникли под воздействием региональной Донбасс-Зеравшанской системы сдвиговых нарушений.

Эшелонированные нарушения в пределах участка Култук имеют северо-восточное простирание и секут всю площадь с запада на восток, разделяя структуру на серию отдельных тектонически экранированных поднятий. Можно ожидать, что часть из этих нарушений является вторичными сдвигами (сколы Риделя), по крайней мере, при ориентировании эллипсоида напряжений по направлению региональной Донбасс-Зеравшанской системы сдвиговых нарушений, совпадает как направление складки, так и основное направление нарушений. Сдвиговые нарушения часто не выделяются на сейсмических данных, так как вдоль их плоскостей может не быть вертикального смещения, но их наличие можно предположить по конфигурации структурного плана.

Для построения структурных карт использовались временные горизонты, проинтерпретированные на данных PSTM и впоследствии сконвертированные в глубину с помощью скоростной модели, а также увязанные на скважинные маркера соответствующих горизонтов.

В качестве основы для скоростного моделирования использовались сейсмические скорости PSTM, которые затем калибровались для лучшего

соответствия реальным скоростям, замеренным (или полученным при увязке) в скважинах. Граф построения скоростной модели приведен на рисунке 3.6.

Структурные карты построены с использованием модулей интерпретационного комплекса «Geographix Discovery». Расчет равномерной сети значений производился путем интерполяции значений полиномиальным пространственным оператором, что обеспечивает максимальную точность расчета изолиний для каждого горизонта.

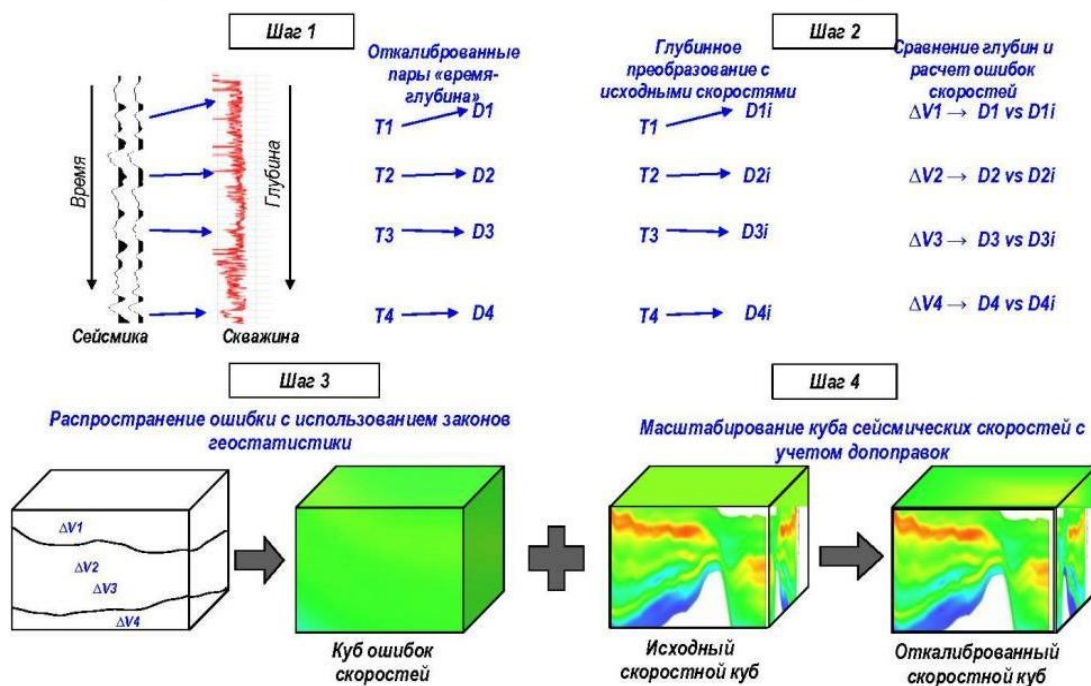


Рисунок 3.6 – Граф построения скоростной модели

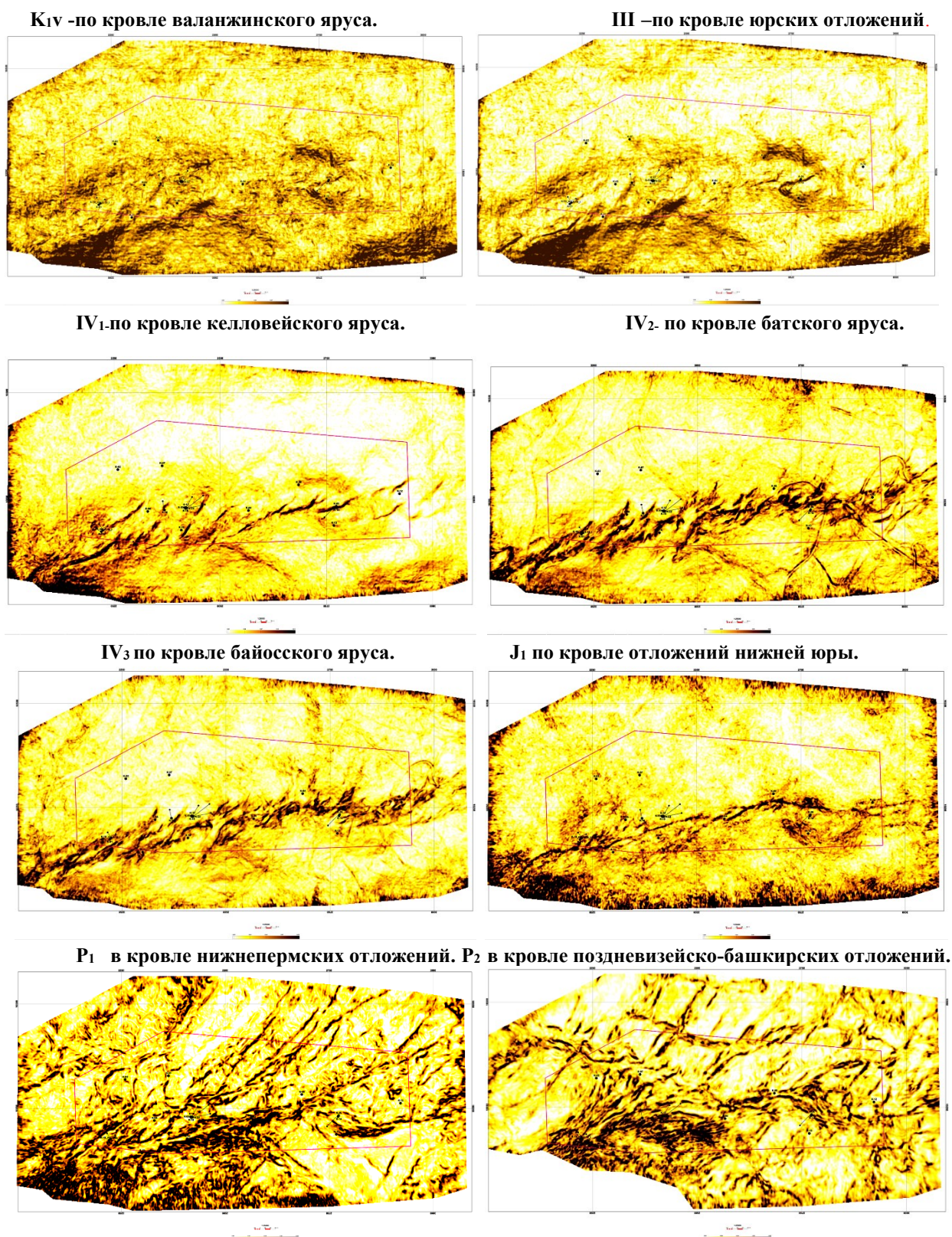


Рисунок 3.5 – Срезы по кубам когерентности вдоль отражающих горизонтов

3.2.2 Анализ методики динамической интерпретации сейсмических данных

Параметры карт (шаг расчета изолиний и параметры сглаживания) выбирались из соображений максимально возможной точности построений

(которую могут обеспечить данные сейсморазведки МОГТ 3Д) и читаемости карт. Все итоговые структурные карты сравнивались с глубинами стратиграфических или продуктивных отметок соответствующих горизонтов. В результате анализа отмечено, что во всех скважинах невязка в положении отбивок и глубин структурных карт не превышает нескольких метров.

В основе динамической интерпретации лежит атрибутный анализ сейсмической записи: качественный анализ и количественные измерения кинематических и динамических параметров сейсмических волн - амплитуд, фаз, частот, скоростей, импеданса с целью их пересчета в емкостные характеристики пластов. Атрибутный анализ волн заключается в определении параметров сейсмических отражений и выполняется вдоль прослеженных ранее горизонтов для временных интервалов продуктивных отложений, выделенных по данным стратиграфической привязки с широким применением скважинных данных: результатов анализа бурения и геофизических исследования.

Физическая основа динамической интерпретации заключается в использовании методов расчета атрибутов сейсмических волн связанные со свойствами пород:

- амплитуды отражений связаны с контрастами акустических жесткостей на границе слоёв,

- частоты связаны с мощностями пластов и их литологическим составом,

- фазы реагируют на характер переслаивания (экстремумы волны, а не фазы, связаны с контрастными границами, в то время как смещение отражения по фазе обусловлено интерференцией от толщи переслаивания).

Дополнительный этап обработки данных 3D сейсморазведки по месторождению Култук позволил получить кроме стандартных финальных данных обработки (сейсмические кубы, скорости, подборки, сейсмограммы и т.д.) дополнительные, в частности кубы упругих свойств.

Для этого для изучения геологической неоднородности, выделения продуктивных горизонтов и оценке свойств коллектора по участку Култук были построены и проанализированы дополнительные кубы, полученные после стандартной обработки во временной области:

- 1) Куб когерентности. Использовался для тектонического анализа.
- 2) Спектральная декомпозиция. Использовалась для тектонического анализа и выделения геологических тел (палеорусла и т.д.).
- 3) Набор мгновенных атрибутов (амплитуда, частота, фаза, sweetness).

В состав атрибутов волн, которые изученные в процессе моделирования продуктивных толщ использованы атрибуты волн при анализе отражений с удалением приемников от источников **-AVO –анализ.**

Стандартный подход к петрофизике и изучению AVO основан на надежном статистическом петрофизическом моделировании и является основой дальнейших исследований количественной интерпретации. Основная цель — понять преобладающее поведение ключевых комбинаций литологии

и флюидонасыщения в зависимости от типа породы, флюидосодержания, качества и глубины резервуара. Анализ глубинных тенденций является стандартной составляющей рабочего процесса петрофизических исследований.

Тренды эластичных свойств пород в зависимости от глубины определяются с помощью каротажной информации. Для этого, предварительно для трех скважин с наиболее современными каротажными записями (K14-K-16) были проинтерпретированы петрофизические литологические модели, выполнено замещение флюидов и смоделирована информация о скорости поперечной волны. Тренды упругих свойств вырабатываются путем подробной интерпретации каротажных данных, в ходе которой конечные интервалы (то есть крайние пределы значений) пикируются, масштабируются (чтобы сравнить разногласия вышеупомянутых шкал измерений) и наносятся на диаграмму взаимной зависимости. Конечные элементы определялись как наиболее чистые примеры присутствующих литологий на основе интерпретации всех соответствующих каротажных кривых. Косвенно это основано на минералогии.

Зависимые от глубины конечные элементы трендов упругих свойств, которые отражают средние и присущие значения разброса, рассчитывались по сводным графикам упругих свойств. Эти тренды затем использоваться для вероятностного моделирования различных вариантов комбинаций литологии и флюидов, тестирования чувствительности важных переменных и оценки дискриминации в свойствах пород и AVO атрибутах.

Использование конечных элементов и построение модели глубинно-зависимых параметров имеет решающее значение для количественного определения параметров разброса результативных свойств, а также важно понимать диапазон сейсмических откликов (и связанных с ними производных инверсии), которые могут наблюдаться. Свойства флюидов конечных элементов также анализировались для использования в исследованиях флюидозамещения по принципу Гассмана, где упругий отклик моделируется для различных сценариев флюидонасыщения, а не по фактическим данным по флюидам. (Рис. 3.7).

На основе этих наблюдений по выше описанному сценарию выявлено, что глины (светло коричневый цвет) и песчаники (красный цвет) имеют схожий диапазон скорости продольной волны и продольного импеданса, из чего можно сделать вывод, что наличие продольного импеданса недостаточно для атрибутивного анализа. Даже углеводородонасыщенные интервалы (черный цвет) имеет тот же самый диапазон. Но отношение V_p/V_s имеет больше возможности к дискриминации глин и песчаников, а в лучшем случае может быть индикатором флюидов.

Таким образом, в дальнейшем для анализа физических свойств горных пород по участку Култук использовались инверсионные атрибуты V_p/V_s и $La\rho$, а также рассчитанный куб псевдопористости $K\rho$, полученный как производная от инверсионных атрибутов.

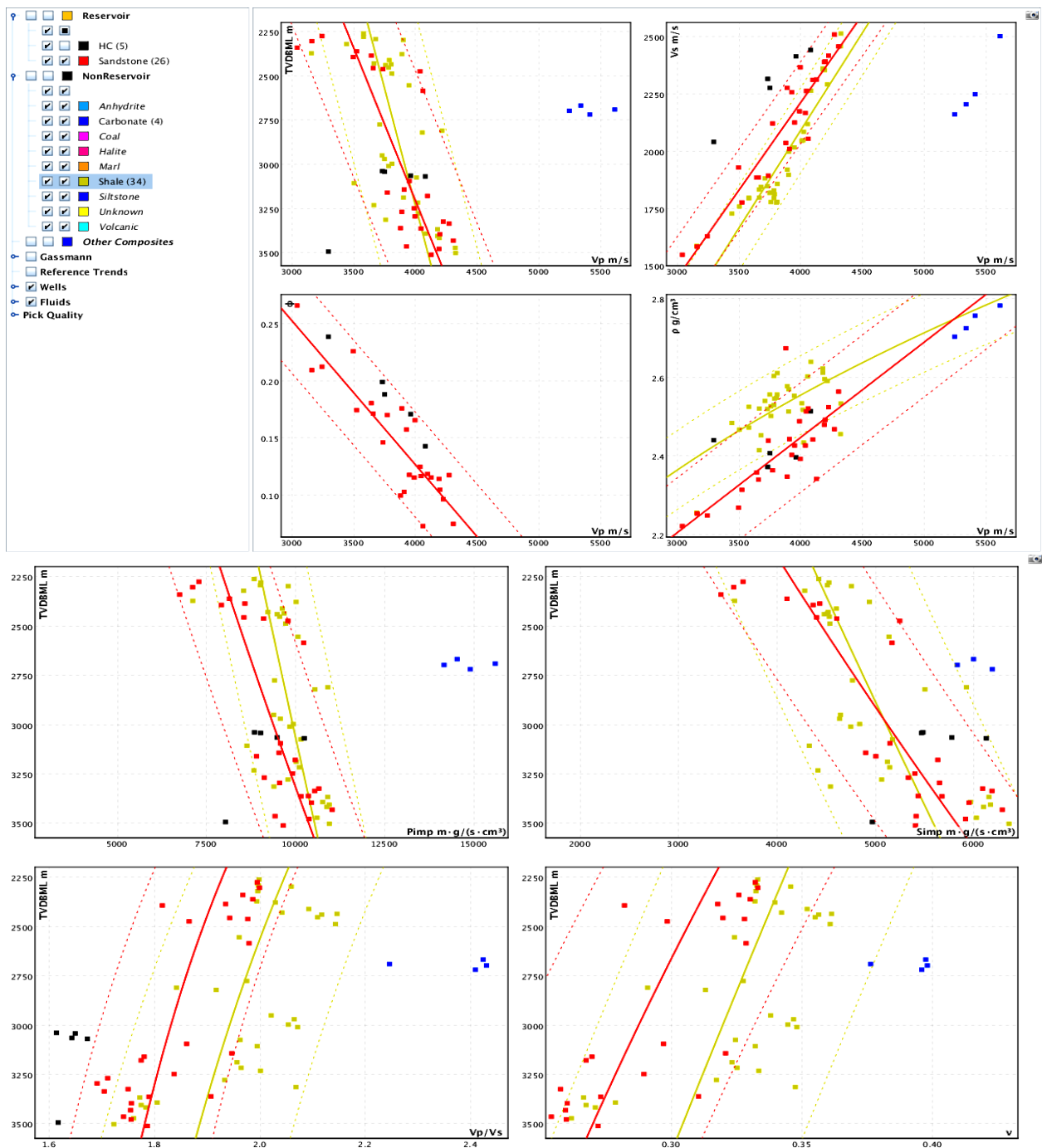


Рисунок 3.7 – Литологические тренды по скважинным данным

Инверсия нерегулярных импульсных всплесков представляет собой инверсию на основе модели, при которой делается допущение, что отражательную способность можно рассматривать в качестве серии крупных импульсных всплесков на фоне маленьких всплесков (т.е. применяется распределение вероятностей Пуассона – Гаусса). Инверсия нерегулярных импульсных всплесков предполагает, что полезными являются только крупные всплески и позволяет построить наиболее простую возможную модель отражающей среды (минимальное количество плоскостей акустического импеданса, или импульсных всплесков), которая затем объединяется с импульсом и в результате получается синтетическая модель,

которая соответствует исходным сейсмическим данным. При построении модели рефлексивности за один проход строится один импульсный всплеск. Тот факт, что большинство массивов сейсмических данных имеют ограниченный диапазон, приводит к отсутствию полезных низкочастотных компонентов. Поэтому низкочастотный тренд импортируется из исходной модели, например, из профильтрованных и проинтерполированных данных каротажа в сочетании с сейсмическими скоростями, где это возможно. При построении низкочастотной модели куб интервальных скоростей после обработки PSTM использовался в качестве дополнительного атрибута.

Основные этапы синхронной инверсии до суммирования (абсолютной и относительной) состоят из следующих элементов и имеют следующие особенности для данного проекта:

- **Импульс.** В данном проекте использовалась серия статистических импульсов (Рис. 3.8). Импульсы подбирались для каждой угловой суммы.

- **Низкочастотная модель.** Для построения низкочастотной модели использовались акустический каротаж по продольной волне, акустический каротаж по поперечной волне (смоделированный), плотностной каротаж для скважин К-14, К-15, К-16. Процесс кригинга контролировался кубом интервальных скоростей с весом 0.2.

- **Инверсия и контроль качества.**

Изучение упругих свойств дало возможность провести прогноз коллекторских свойств и флюидонасыщения на определенных удалениях от пробуренных скважин

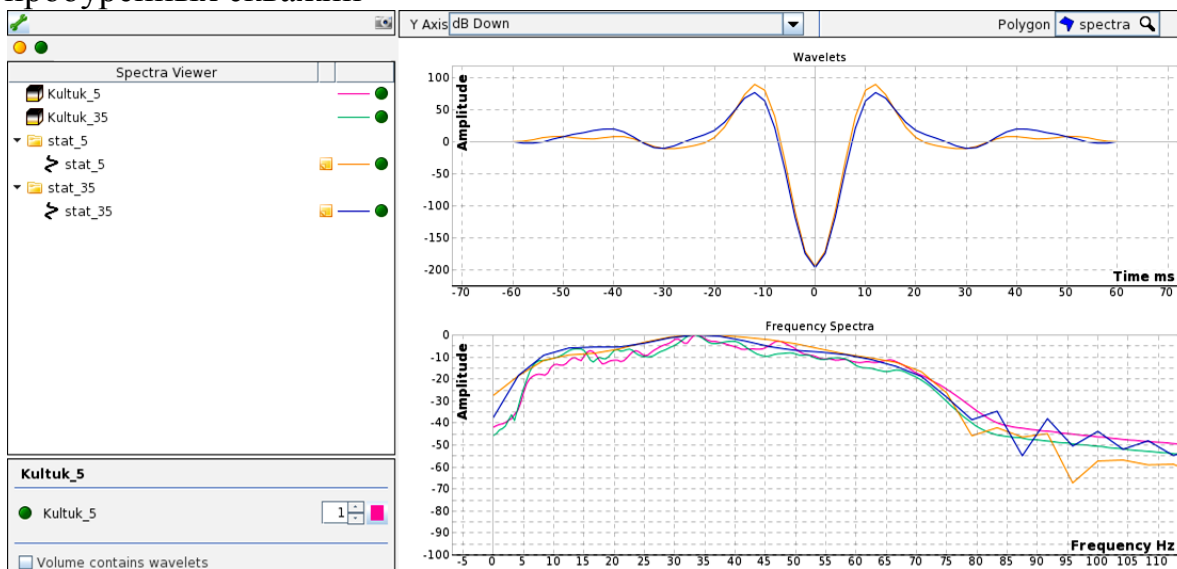


Рисунок 3.8 – Импульсы для ближних (5) и дальних (35) сумм в сравнении с спектральными характеристиками ближних (5) и дальних (35) сумм

При этом, на основе данных дистанционного метода, сейсморазведки, оценены точность этого прогноза и риски, связанные с неопределенностью самих геофизических методов и геологических условий. Для решения этих задач проведен статистический анализ упругих свойств пород, вскрытых в скважинах, результаты которого применялись для вероятностного

предсказания и классификации литологии и флюидов по результатам синхронной инверсии. (Рис 3.9-3.10)

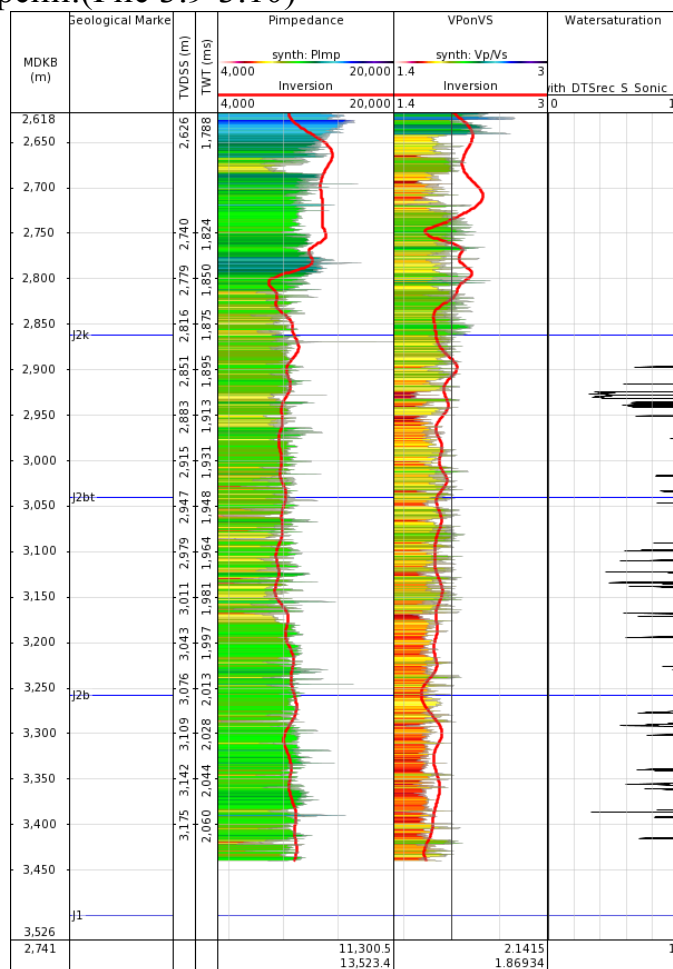


Рисунок 3.9 – Скважина к-14. результат инверсии (красная кривая) в сравнении с каротажем продольного импеданса и отношения Vp/Vs

Для расчета сейсмической инверсии **проведена интерпретация скважинных данных** с целью построения моделей коллекторов.

Комплекс ГИС по предоставленным скважинам включал по большей части стандартный комплекс ГИС (КС, ПС, КВ, ДТ, ГК и НГК), лишь по семи скважинам, помимо стандартного комплекса были и методы бокового, плотностного и фотоэлектрического каротажей. Интервалы методов приведены в таблице 3.3.

Расчет глинистости был произведен путем нахождения двойного разностного параметра (по методу ГК) и применением не линейной зависимости Ларионова (для древних пород).

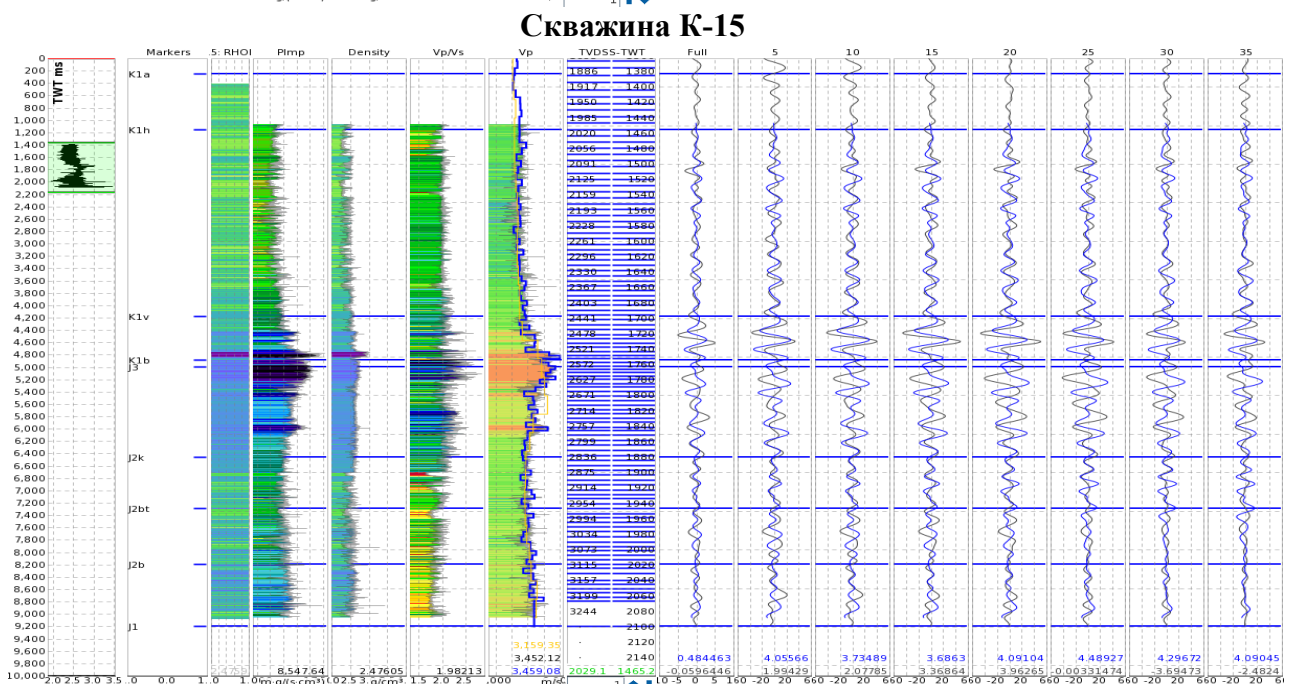
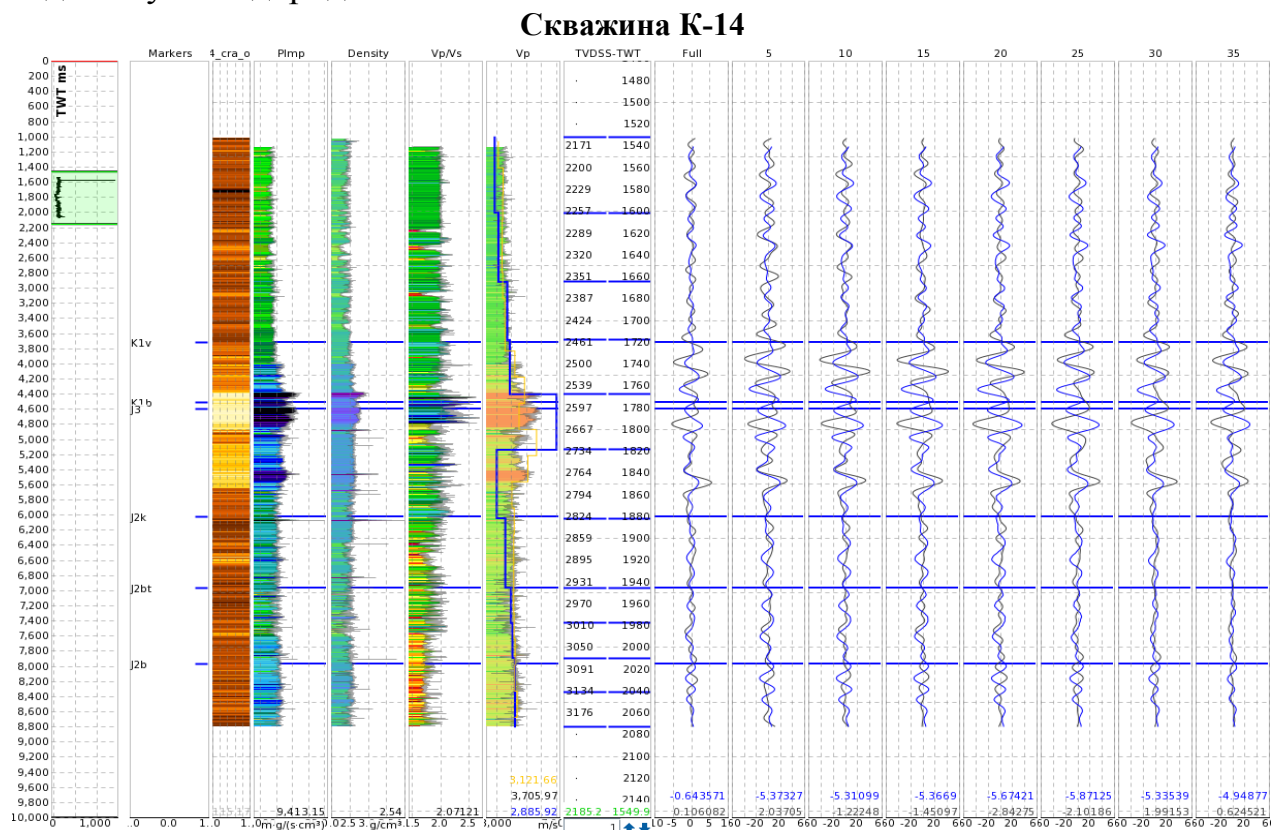
Двойной разностный параметр: $dГК = (ГК - Г\text{К}_{мин}) / (Г\text{К}_{max} - Г\text{К}_{мин})$

Формула Ларионова: $K_{г\text{л}} = 0,33 * (2^{2 * \Delta Г\text{К}} - 1)$

Расчет открытой пористости был произведен опираясь на геофизические методы акустического, плотностного и нейтронного каротажей.

$K_{п_ам} = K_{п} * K_{взп} + ((ДТ_{г\text{л}} - ДТ_{ск}) / (ДТ_{в} - ДТ_{ск})) * K_{г\text{л}} + ((ДТ_{св_в} - ДТ_{в}) / (ДТ_{в} - ДТ_{ск})) * K_{г\text{л}} * W_{адс} + ((ДТ_{нг} - ДТ_{ск}) / (ДТ_{в} - ДТ_{ск})) * K_{п} * (1 - K_{взп})$, где ДТ_{ск}, ДТ_в, ДТ_{гл}, ДТ_{св_в}, ДТ_{нг} – интервальное время пробега продольных волн в скелете

породы, в пластовой воде, в твердой компоненте глины, в адсорбированной воде и в углеводородах.



. Синяя трасса-синтетика, черная- сейсмическая трасса угловой суммы.

Рисунок 3.10 – Результат увязки угловых сумм и скважинных данных

$$Kп_ггм = Kп * Kвзн + ((ГГМск - ГГМнг) / (ГГМск - ГГМв)) * Kп * (1 - Kвзн) - ((ГГМгл - ГГМск) / (ГГМск - ГГМв)) * Kгл - ((ГГМсв_в - ГГМв) / (ГГМск - ГГМв)) * Kгл * Wадс,$$

ГД ГГМск, ГГМв, ГГМгл, ГГМсв_в, ГГМнг – значения плотности в скелете породы, в пластовой воде, в твердой компоненте глины, в адсорбированной воде и в углеводородах. Предложенный алгоритм расчета

открытой пористости обеспечивает уверенное схождение результатов с пористостью, полученной при анализе керновой информации (рисунок 3.11, табл 3.4).

Таблица 3.3 - Интервалы записи методов ГИС по скважинам

Скважина	КС	БК	ПС	КВ	ДТ	ГГКп	ФЭФ	ГК	НГК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
К-01	2496-3883		2499-3852	2499-3849	62-3476			2498-3845	2499-3849
К-02	1962-3667		1967-3673	1962-3672	1960-3667			0-3677	1999-3679
К-03	2500-4248		2498-4236	2498-4233	2213-4252			2499-4258	2499-4260
К-04	2499-3902		2500-3910	2500-3904	92-3900			2499-3902	2498-3901
К-05	2498-3988		2500-3998	2489-3967	1999-3918			2490-3907	2490-3907
К-06	2501-3994		2502-4184	2502-4163	1995-4183			2499-4176	2499-4180
К-07	1997-4467		2770-4471	2770-4468	1996-4451			1.1-4474	1999-4476
К-08	2494-3195			2494-3154				2497-3209	2496-3211
К-09								0-3927	1998-3930
К-10	1997-3500		1995-3508	1999-3474	1996-3504			4.7-3509	1997-3510
К-11	1997-3992		1998-3995	1999-3993	1990-3992			160-4005	1999-4001
К-12	2017-3998		86-3999	81-3940	478-3942			2.0001-4011	1997-4013
К-13	2168-3492		2022-3492	2160-3454	2188-3492			1.2-3498	2000-3500
К-14		2127-3478	2138-3493	2123-3477	2138-3488	3139-3472	2119-3472	2113-3467	2123-3469
К-15		1670-3525	1670-3551	1670-3550	1670-3542	1891-3525	1889-3539	1670-3534	1889-3536
К-16		1729-3141	1729-3152	1729-3150	1729-3128	1745-3128	1710-3151	1710-3138	1710-3148
К-17		1488-3117	1665-3118	1665-3116	1448-3116	1667-3110	1667-3110	1498-3118	1665-3118
К-19		1644-3356		1581-3357	1604-3357	1611-3341	1611-3341	1597-3356	
К-19_БС		1667-3341	1693-3341	1671-3357	1649-3356	1667-3326	1667-3326	1646-3356	1663-3341
К-22		1760-3218	1685-3218	168/5-3218	1712-3218	1759-3189	1685-3189	1685-3218	1685-3218

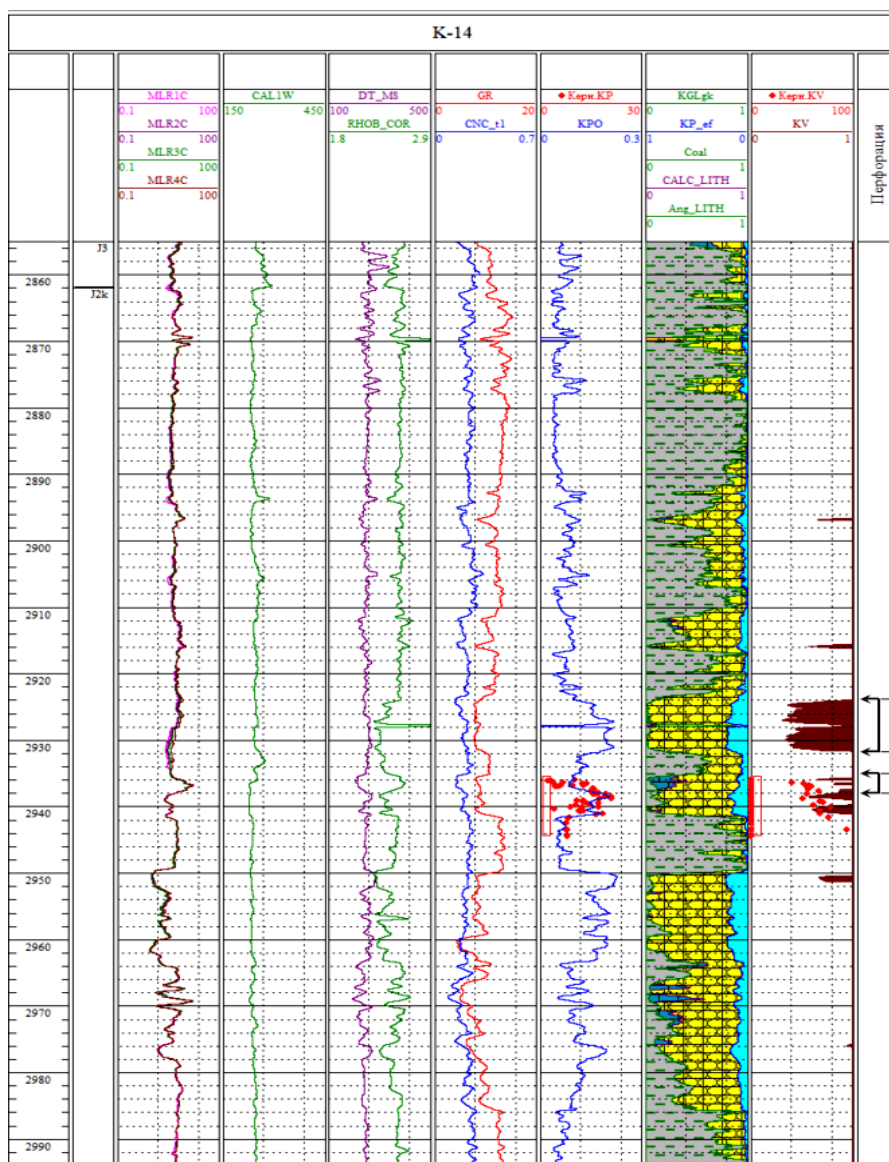


Рисунок 3.11 – Фрагмент планшета с итоговой интерпретацией скважины
К-14

Таблица 3.4 - Таблица потенциальных интервалов по скважине К-14

Скважина	Кровля	Подошва	КП	КВ	1-КВ
К-14	2924.12	2927.72	0.16	0.42	0.58
К-14	2927.92	2931.62	0.192	0.377	0.623
К-14	2937.42	2938.92	0.192	0.695	0.305
К-14	2939.72	2941.02	0.144	0.607	0.393
К-14	2950.42	2951.22	0.219	0.669	0.331
К-14	3098.12	3099.12	0.11	0.7	0.3
К-14	3109.32	3110.32	0.185	0.55	0.45

Акустический каротаж по продольным волнам, плотностной каротаж и нейтронный каротаж являются основными для расчета кривой открытой пористости. Итоговым вариантом является, или средний вариант по данным трем кривым, или же доминирование той, или иной кривой. Также решается и обратная задача, то есть восстановление исходных кривых акустического и плотностного каротажей из результирующей модели (литолого-компонентная модель), при учете кривой насыщения разреза скважины (углеводороды-вода) (рисунок 3.12).

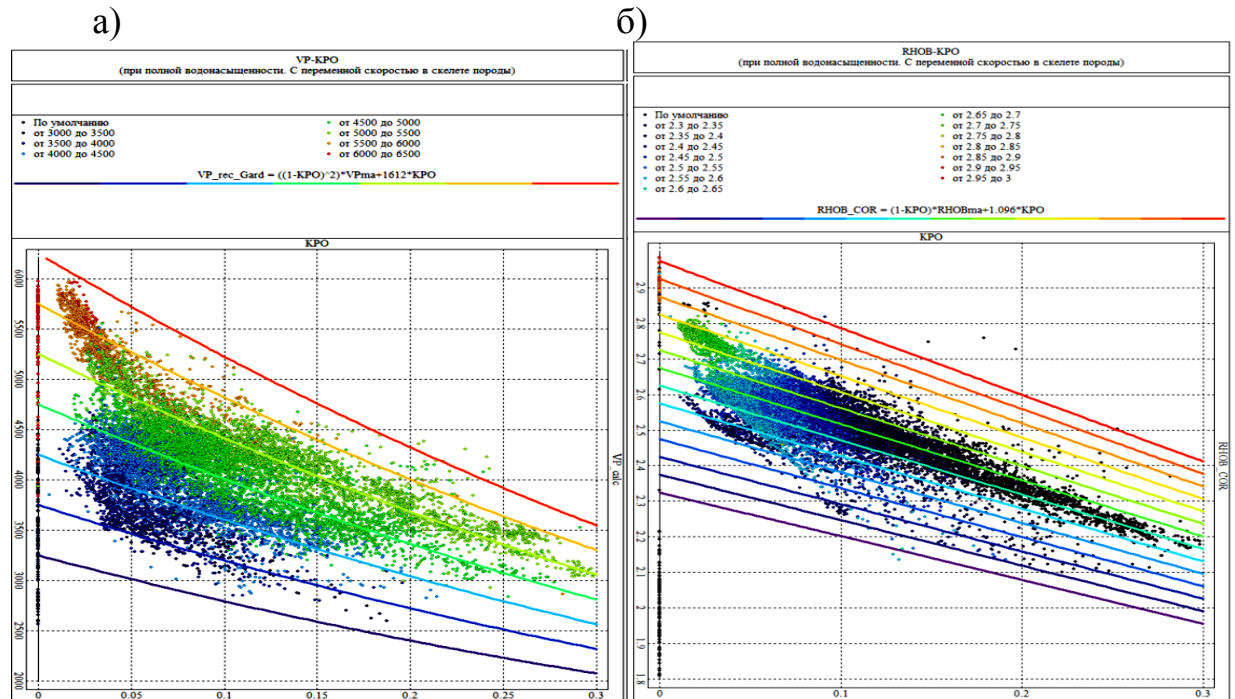


Рисунок 3.12 - Распределение значений а) акустического каротажа от пористости: б) плотностного каротажа от пористости

Связь сейсмических и каротажных данных была проведена при установлении зависимости пористости от импеданса (акустической жесткости). При условии, что акустический импеданс равен произведению скорости продольной волны на плотность ($PIMP = VP * RHOV$) и имея в наличии полученные зависимости от пористости

$$VP = ((1 - PHIT)^2) * VPma + PHIT * VPfl;$$

$$RHOV = (1 - PHIT) * RHOVma + PHIT * RHOVfl;$$

было осуществлено данное произведение. Полученное произведение было разложено до вида: $A * x^3 + B * x^2 + C * x + D = PIMP$, где:

x : PHIT; A : $VPma * RHOVfl - VPma * RHOVma$;

B : $VPma * RHOVma - VPfl * RHOVma + VPfl * RHOVfl + 2 * VPma * RHOVma - VPma * RHOVfl$;

C : $VPfl * RHOVma - 2 * VPma * RHOVma - Pma * RHOVma + VPma * RHOVf$;

D

: $VPma$ – скорость в матрице; $VPfl$ – скорость в флюиде; $RHOVma$ – плотность матрицы; $RHOVfl$ – плотность флюида.

На рисунок 3.13 приведено распределение значений акустического Импеданса от пористости по скважинам (водонасыщенный случай) для

m

a

$RHOVma$

следующих значений: $RHO_{\text{ma}} = 2,6 \text{ г/см}^3$; $RHO_{\text{fl}} = 1.096 \text{ г/см}^3$; $VP_{\text{ma}} = 4800 \text{ м/с}$; $VP_{\text{fl}} = 1612 \text{ м/с}$.

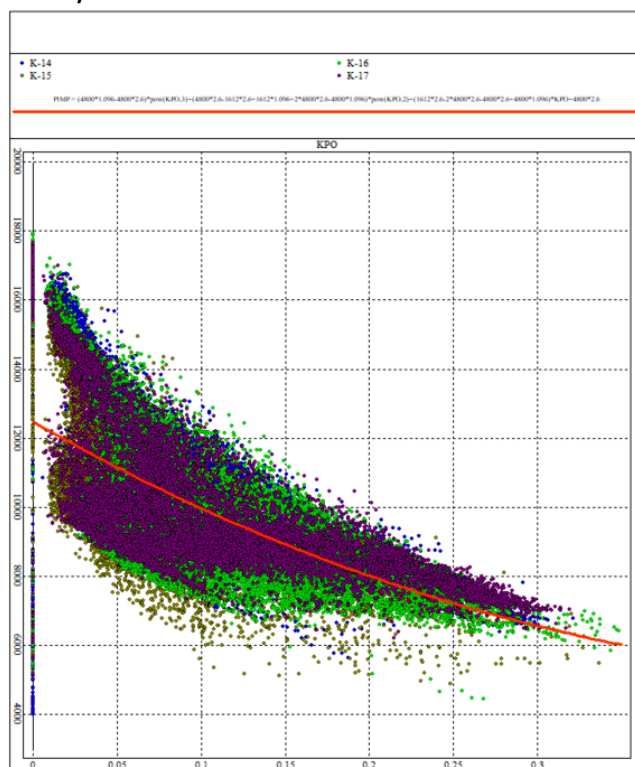
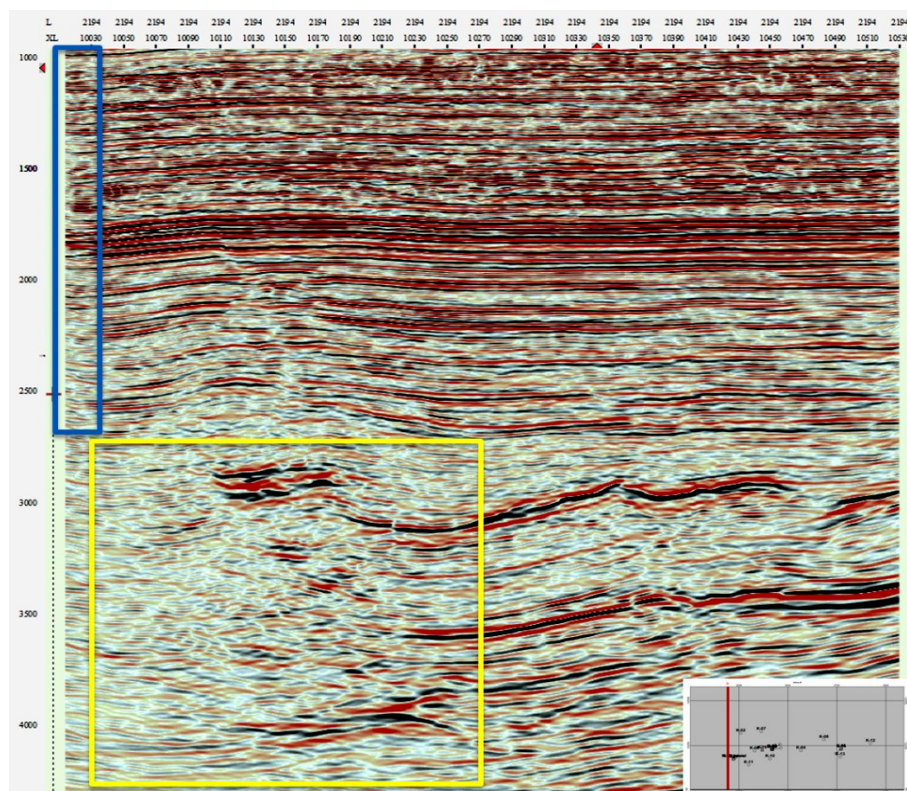


Рисунок 3.13 – Распределение значений акустического импеданса от пористости по скважинам

Ранее приведенное уравнение $A \cdot x^3 + B \cdot x^2 + C \cdot x + D = PIMP$, было преобразовано к виду $A \cdot x^3 + B \cdot x^2 + C \cdot x + D - PIMP = 0$ и решено, согласно методике Виета-Кардано. По результатам данной методики был произведен расчет куба псевдопористости (КРО) из куба сейсмического продольного импеданса (PIMP).

Выводы. Анализ сейсмических данных по месторождению Култук показал достаточно обоснованную методику интерпретации, что дает основание на получение достоверных геологических результатов.

Тем не менее, отдельные геологические факторы оказали определенное влияние на качество прослеживания горизонтов. Прежде всего, это касается глубоких горизонтов в палеозойском интервале, где аппаратных возможностей временной обработки зачастую недостаточно для разрешения проблем крутопадающих границ и надвиговой тектоники. Для решения этих задач необходима обработка сейсмических данных в глубинной области (глубинная миграция до суммирования). Некоторая потеря прослеживаемости, связанная со снижением кратности, также ожидаемо отмечается в некоторых краевых частях съемки («краевой эффект»). Кроме того, снижение прослеживаемости наблюдается и в отдельных приразломных зонах. На рисунке 3.14 желтым прямоугольником показан пример зоны в палеозойском интервале, где потеря коррелируемости связана с естественными ограничениями временной обработки, синим прямоугольником выделено ослабление прослеживаемости на краях съемки



Желтый прямоугольник – зона осложненной корреляции в палеозойском интервале. Синий прямоугольник – «краевые эффекты»

Рисунок 3.14 – Пример зон осложненной корреляции в палеозойском интервале и на краях съемки

На рисунке 3.15 приведен срез когерентности на уровне отложений байоса, где показаны как зоны «краевого эффекта» (синие эллипсы), так и зона высокой тектонической активности (красный эллипс).

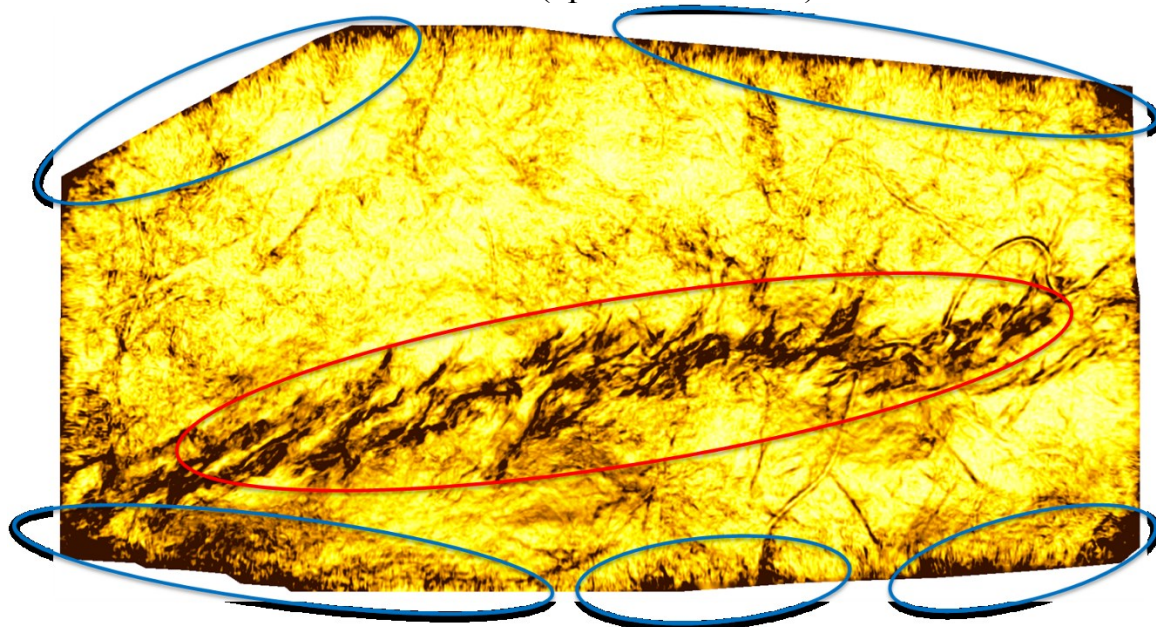


Рисунок 3.15 – Срез когерентности на уровне отложений байоса с указанием зон потери качества прослеживаемости на краях съемки

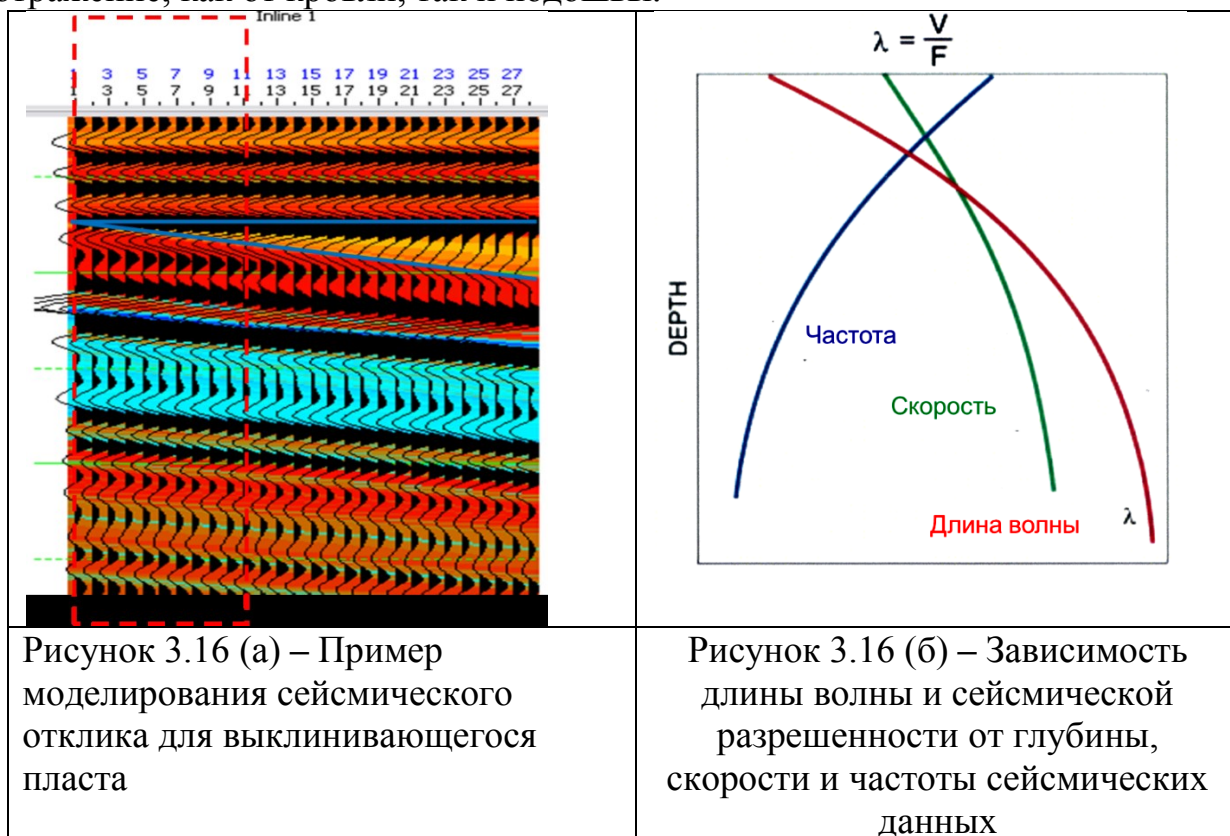
Точность корреляции отражающих горизонтов зависит от разрешающей способности сейсморазведки. Разрешающая способность сейсморазведки по горизонтали оценивается минимальными горизонтальными размерами

неоднородностей, порождающих регулярные отраженные волны. Разрешающая способность по вертикали определяется толщиной отдельного пласта, от кровли и подошвы которого отраженные волны на записях наблюдаются раздельно.

На рисунке 3.16 показан пример прямого моделирования сейсмического поля для случая выклинивающегося пласта, где видно, что с определенного момента расстояние между положительной и отрицательной фазой, характеризующими кровлю и подошву пласта соответственно, перестает уменьшаться с уменьшением мощности пласта. В общем случае скорость прохождения сейсмических волн растет с глубиной, а доминантная частота падает, что приводит к увеличению длины волны и ухудшению разрешающей способности сейсморазведки. Этот момент наступает при уменьшении мощности пласта до $1/8 - 1/4$ длины волны, определяемой как функция от частотности сейсмических данных и скорости прохождения волны (рисунок

Как видно из рисунка, На рисунках 3.18 показаны карты средних скоростей (на основе скоростей суммирования), значения доминантной частоты и карты оценки сейсмической разрешенности (исходя из $1/4$ длины волны) на уровне валанжина, келловей и в подошве юрских отложений.

Как видно из карт оценки сейсмической разрешенности, разрешающая способность на уровне валанжина составляет порядка 20 м, в келловейском интервале около 25 м, а в подошве юры падает до 26-27. Как уже отмечалось выше, полученные значения говорят о мощности пласта, способного дать отражение, как от кровли, так и подошвы.



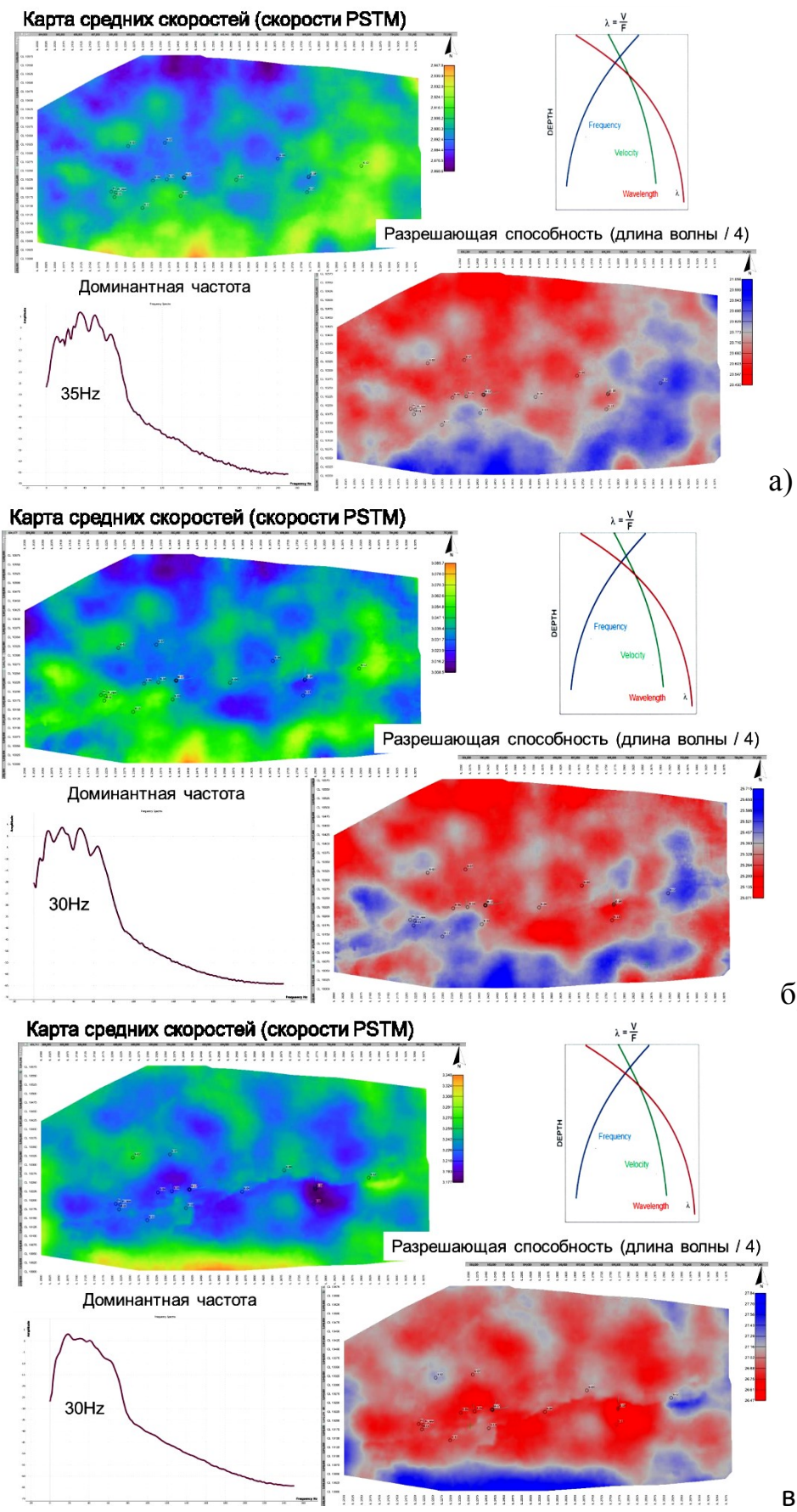


Рисунок 3.19 – Оценка разрешающей способности сейсморазведки:
а) в отложениях валанжина; б) , келловой; в) подошве юрских отложений

4. Результаты исследований

4.1. Результаты структурной интерпретации

По результатам структурной интерпретации построены карты изохрон, структурные карты, временные разрезы в масштабе 1:25000. На основе анализа структурной интерпретации уточнено геологическое строение участка исследований. Построены детальные структурные карты по 3 отражающих горизонтов.

Изучено структурно – тектоническое строения разреза палеозойских, триасовых, юрских и меловых отложений. по следующим целевым отражающим горизонтам:

- **K_{IV}** – отражающий горизонт по кровле валанжинского яруса.
- **III** – отражающий горизонт по кровле юрских отложений.
- **III₁** – отражающий горизонт по кровле оксфордского яруса.
- **IV₁** – отражающий горизонт по кровле келловейского яруса.
- **Ю-IA** – отражающий горизонт по кровле продуктивного горизонта Ю-IA в отложениях келловей.
- **Ю-IB** – отражающий горизонт по кровле продуктивного горизонта Ю-IB в отложениях келловей.
- **IV₂** – отражающий горизонт по кровле батского яруса.
- **IV₃** – отражающий горизонт по кровле байосского яруса.
- **J₁** – отражающий горизонт по кровле отложений нижней юры.
- **V** – отражающий горизонт в подошве юрских отложений.
- **T_{int}** – условный горизонт в отложениях среднего триаса.
- **P₁** – отражающий горизонт в кровле нижнепермских отложений.
- **P₂** – отражающий горизонт в кровле поздневизейско-башкирских отложений.

Результаты анализа структурной карты *по отражающему горизонту IV₃* (отражающий горизонт по кровле байосского яруса) показали, что структурный план выражен общим погружением в южном – юго-западном направлении, с тектоническими осложнениями, локализующими обособленные структуры, в центральной части рассматриваемого участка работ. К северо-западу участка работ отмечается крупное поднятие, раскрывающееся за пределы участка работ. Значения глубин изменяются в пределах от -3335 м (в наиболее погруженной южной части) до -3060 м (в наиболее приподнятой центральной части). Потенциальный свод «1а» обособляется в восточной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в субширотном простирании. Размеры по изогипсе -3085 м составляют 2,325 x 0,75 км, при амплитуде 25 м (рисунок 4.1)

Потенциальный свод «1б» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в северо-восточном простирании. Размеры по изогипсе -3085 м составляют 2,25 x 0,75 км, при амплитуде 25 м.

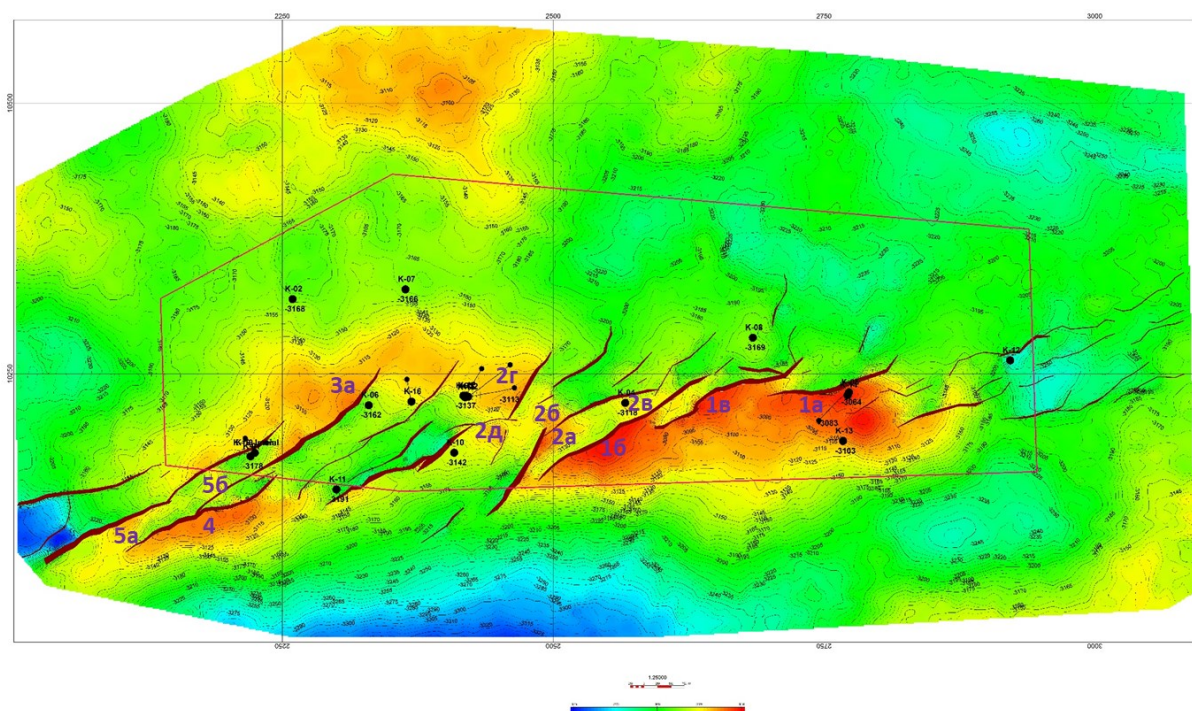


Рисунок 4.1 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту IV₃

Потенциальный свод «1в» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в северо-восточном простирании. Размеры по изогипсе -3085 м составляют 1,75 x 0,5 км, при амплитуде 20 м. Потенциальный свод «2а» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в северо-восточном простирании. Размеры по изогипсе -3115 м составляют 1 x 0,3 км, при амплитуде более 35 м. Потенциальный свод «2б» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного приурочена к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3125 м составляют 0,5 x 0,5 км, при амплитуде более 20 м. Потенциальный свод «2в» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в северо-восточном простирании. Размеры по изогипсе -3140 м составляют 1,175 x 0,5 км, при амплитуде более 20 м. Потенциальный свод «2г» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа приурочена к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3120 м составляют 1,5 x 1,175 км, при амплитуде 20 м. Потенциальный свод «2д» обособляется в центральной части участка работ. Структура сводового типа изометричной формы, тектонически осложненная разломом, северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3125 м составляют 0,675 x 0,5 км, при амплитуде 20 м.

Потенциальный свод «3а» обособляется в западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разломам северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3120 м составляют 4,25 x 0,75 км, при амплитуде 25 м.

Потенциальный свод «4» обособляется в юго-западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3125 м составляют 3,5 x 0,75 км, при амплитуде 40 м.

Потенциальный свод «5а» обособляется в юго-западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3125 м составляют 1 x 0,25 км, при амплитуде 15 м.

Потенциальный свод «5б» обособляется в юго-западной части участка работ, к северо-востоку от ранее описанного свода «5а». Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разломам северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3145 м составляют 0,6 x 0,5 км, при амплитуде 20 м.

Структурный план по отражающему горизонту IV_2 (отражающий горизонт по кровле батского яруса) выражен общим погружением в южном – юго-западном направлении, с тектоническими осложнениями, локализуемыми обособленные структуры, в центральной части рассматриваемого участка работ. К северо-западу участка работ отмечается крупное поднятие, раскрывающееся за пределы участка работ. Значения глубин изменяются в пределах от -3170 м (в наиболее погруженной южной части) до -2940 м (в наиболее приподнятой центральной части) (рисунок 4.2).

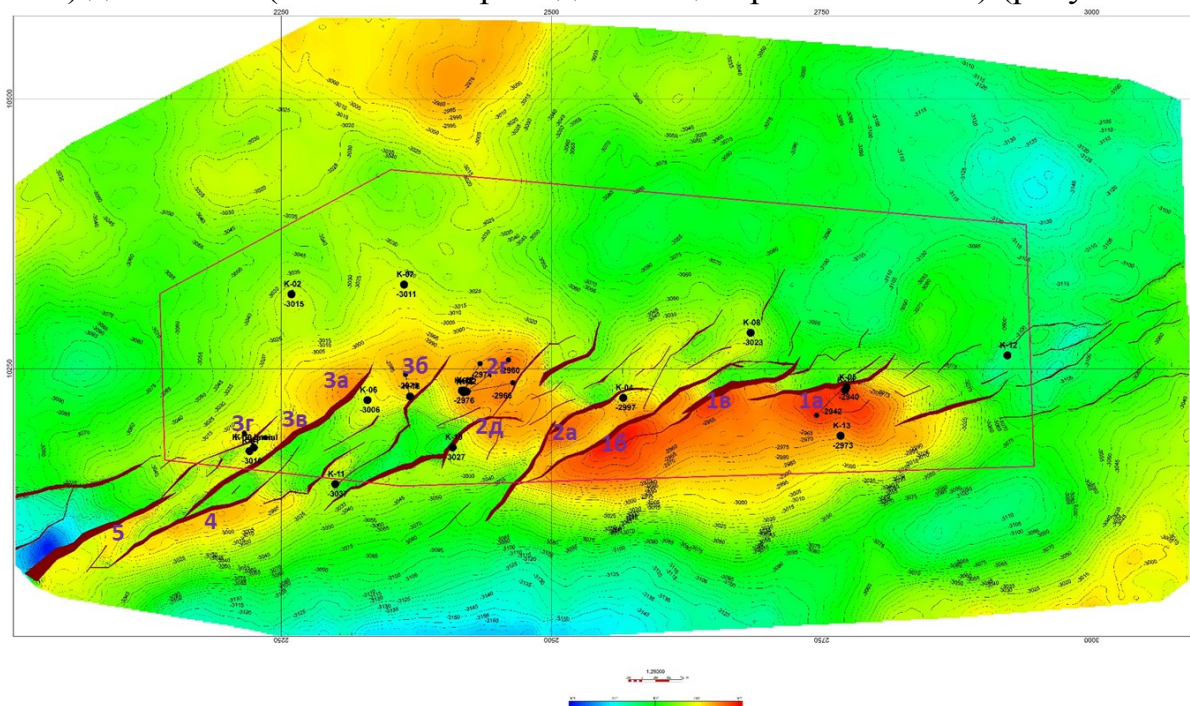


Рисунок 4.2 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту IV_2

Потенциальный свод «1а» обособляется в восточной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в субширотном простирании. Размеры по изогипсе -2960 м составляют 2,1x0,75км, при амплитуде 20 м. Потенциальный свод «1б» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в северо-восточном простирании. Размеры по изогипсе -2950 м

составляют 1,5х0,625км, при амплитуде 25 м. Потенциальный свод «1в» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в северо-восточном простирании. Размеры по изогипсе -2950 м составляют 0,75х0,25км, при амплитуде 10 м. При этом вышеописанные своды «1а», «1б» и «1в» допустимо охарактеризовать одной общей изогипсой -3060 м, размеры при этом составят 8,8 х 2,25 км, при амплитуде 135 м.

Потенциальный свод «2а» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в северо-восточном простирании. Размеры по изогипсе -3005 м составляют 3 х 0,75 км, при амплитуде более 50 м. Потенциальный свод «2г» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа приурочена к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -2980 м составляют 1,5х1 км, при амплитуде 20 м. Потенциальный свод «2д» обособляется в центральной части участка работ. Структура сводового типа изометричной формы, тектонически осложненная разломом, северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3035 м составляют 3,5 х 1 км, при амплитуде 60 м.

Потенциальный свод «3а» обособляется в западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -2985 м составляют 1,175 х 0,5 км, при амплитуде 15 м. Потенциальный свод «3б» обособляется в западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -2985 м составляют 0,875 х 0,75 км, при амплитуде более 5 м. Потенциальный свод «3в» обособляется в западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -2990 м составляют 0,625 х 0,25 км, при амплитуде 10 м. Потенциальный свод «3г» обособляется в западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3005 м составляют 1х0,35 км, при амплитуде 10 м.

Потенциальный свод «4» обособляется в юго-западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3020 м составляют 3,875 х 0,75 км, при амплитуде 40 м.

Потенциальный свод «5» обособляется в юго-западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -3005 м составляют 1,175 х 0,4 км, при амплитуде 15 м.

На рисунке 4.3 приводится фрагмент структурной карты по кровле *продуктивного горизонта Ю-ИБ* (отражающий горизонт по кровле продуктивного горизонта Ю-ИБ в отложениях келловей).

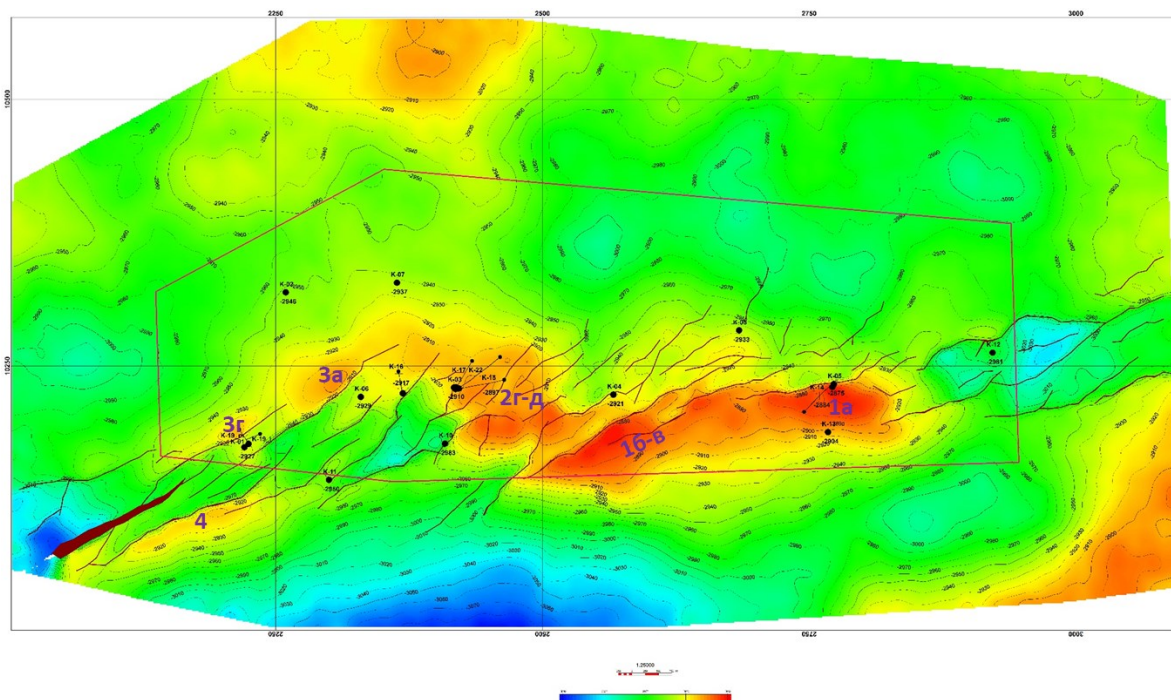


Рисунок 4.3 – Фрагмент структурной карты по кровле продуктивного горизонта Ю-ІВ

В целом, структурный план выражен общим погружением в южном – юго-западном направлении, с тектоническими осложнениями, локализующими обособленные структуры, в центральной части рассматриваемого участка работ. К северо-западу участка работ отмечается крупное поднятие, раскрывающееся за пределы участка работ. Значения глубин изменяются в пределах от -3090 м (в наиболее погруженной южной части) до -2875 м (в наиболее приподнятой центральной части).

Потенциальный свод «1а» обособляется в восточной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в субширотном простирании. Размеры по изогипсе -2890 м составляют 2,3х0,75км, при амплитуде 20 м. Потенциальный свод «1б-в» обособляется в центральной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа вытянута в северо-восточном простирании. Размеры по изогипсе -2890 м составляют 3,75х0,75км, при амплитуде 20 м. При этом вышеописанные своды «1а», «1б-в» допустимо охарактеризовать одной общей изогипсой -2900 м, размеры при этом составят 6,6 х 0,95 км, при амплитуде 30 м.

Потенциальный свод «2г-д» обособляется в центральной части участка работ. Структура сводового типа изометричной формы, тектонически осложненная разломом, северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -2900 м составляют 2,25 х 1 км, при амплитуде 10 м.

Потенциальный свод «3а» обособляется в западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -2910 м составляют 1,25х 0,5 км, при амплитуде 10 м. Потенциальный свод «3г» обособляется в западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе

-2920 м составляют 0,8х0,3 км, при амплитуде более 10 м. Потенциальный свод «4» обособляется в юго-западной части участка работ. Структура тектонически-экранированного типа, приуроченная к разлому северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе -2940 м составляют 3,625 х 0,75 км, при амплитуде 30 м.

4.2. Анализ условий осадконакопления

Анализ атрибутов в области амплитуд и псевдопористости рассчитанного из сейсмического импеданса проведен для северной части участка

На рисунке 4.4 приводится фрагмент сейсмического разреза субширотного простирания в области амплитуд и атрибута псевдопористости (расчет произведен из сейсмического импеданса) в северной части участка работ. Анализ приведен с целью сопоставления геометрии слоев в комплексе пород между поверхностями J2k-J2b. В результате отчетливо прослеживается изменение наклона фаз (в правой части разреза) по отношению к нижележащему напластованию, что связано, по-видимому, с изменением условий осадконакопления.

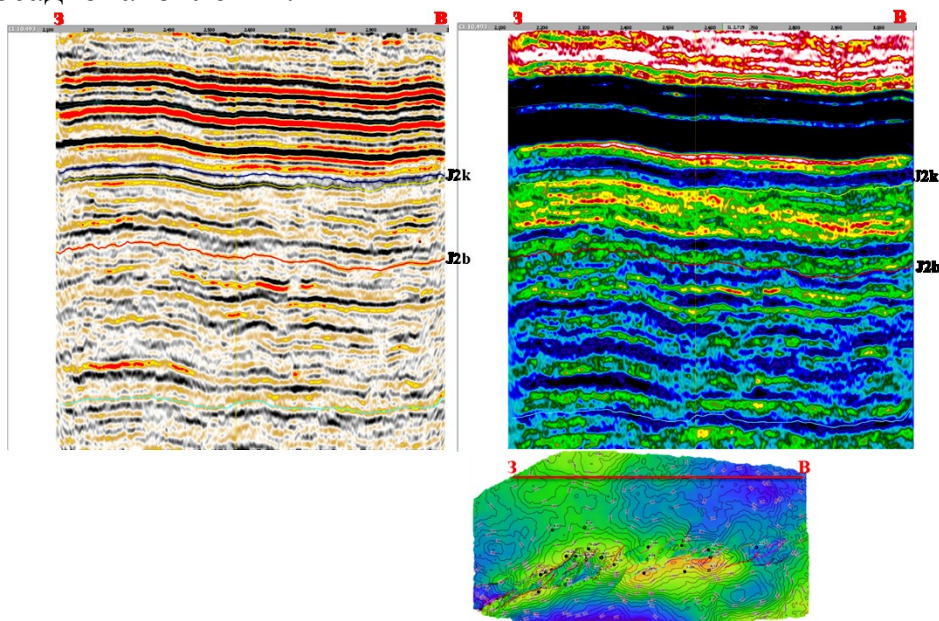


Рисунок 4.4 – Фрагмент сейсмического разреза субширотного простирания в области амплитуд и атрибута псевдопористости в северной части участка работ

Результаты интерпретации по анализу напластования с делением на возможные сиквенсы (комплексы) представлены на рисунке 4.5. Тракт «ТВС», как нижний в данной последовательности, характеризует тракт высокого стояния уровня моря, то есть переход моря в стабильную фазу, с установлением относительно постоянного уровня.

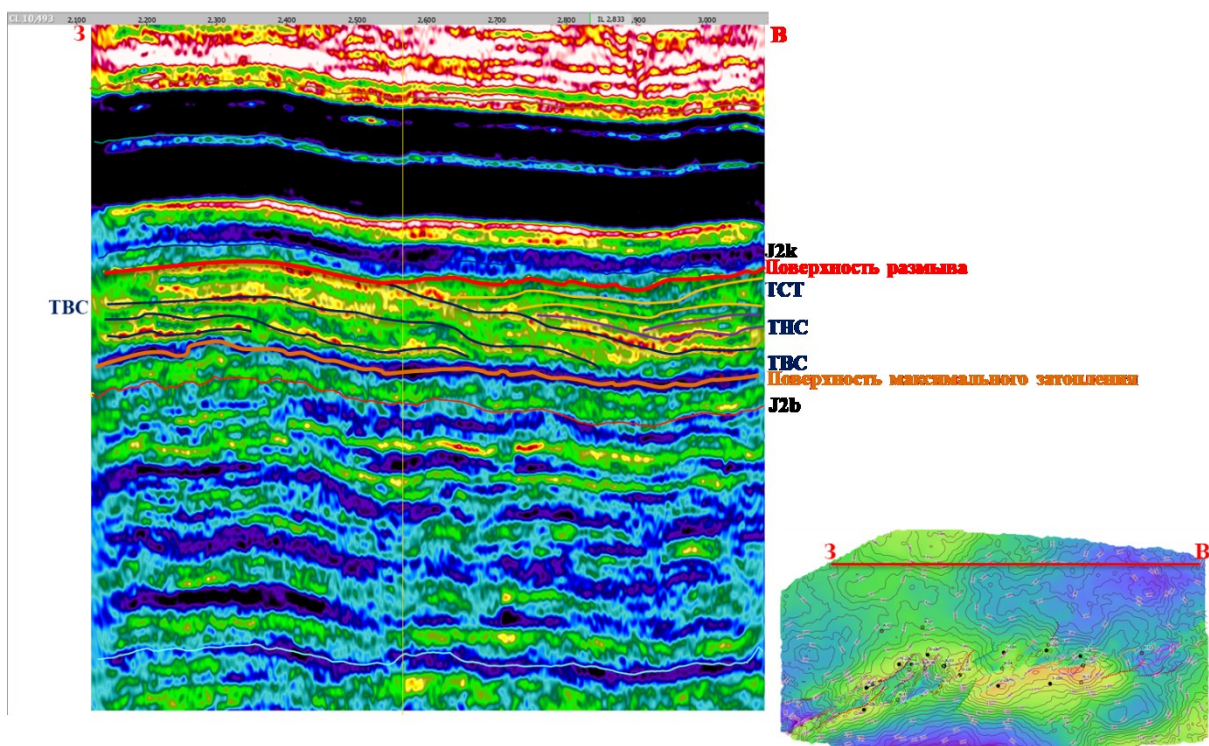


Рисунок 4.5 - Результаты интерпретации сейсмического разреза субширотного простирания в области атрибута псевдопористости в северной части участка

Следующий этап – этап «ТНС», то есть этап низкого стояния уровня моря, то есть, когда море снизилось до такой точки, что ранее накопленный комплекс осадков стал представлять собой, по большей части, континентальную платформу. Осадки, согласно гравитационному принципу, стали сноситься в погруженную часть, формируя, по большей части, пролювиально-аллювиальный комплекс отложений. Таким образом, во время данного этапа происходило накопление отложений обломочного характера, снесённых в результате обнажения и эрозии ранее накопленного комплекса. Следующий этап – этап «ТСТ», то есть трансгрессия, когда море входило в этап наступления и более грубые разности сносились в сторону суши, а в склоновой части отлагались преимущественно тонкодисперсные глинистые разности.

Поскольку в скважине 8 из отложений батского комплекса был получен приток углеводородов (газ и нефть), то было бы неплохо понять возможные условия осадконакопления. На рисунке 4.6 приводится фрагмент сейсмического разреза в области амплитуд и атрибута псевдопористости (расчет произведен из сейсмического импеданса) через весь участок работ, но также и через скважину 8. Опираясь на вышеприведенную интерпретацию разреза с позиции анализа сиквенсов, данный разрез также был интерпретирован (Рис. 4.6).

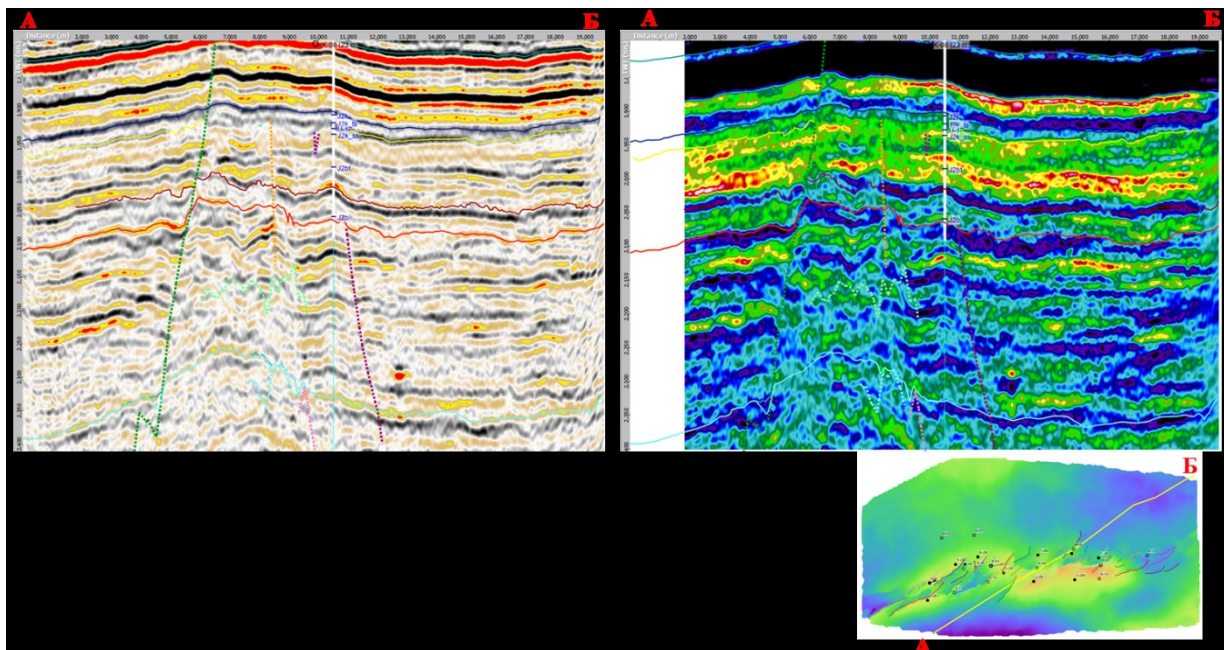


Рисунок 4.7 – Фрагмент сейсмического разреза в области амплитуд и атрибута псевдопористости через весь участок работ

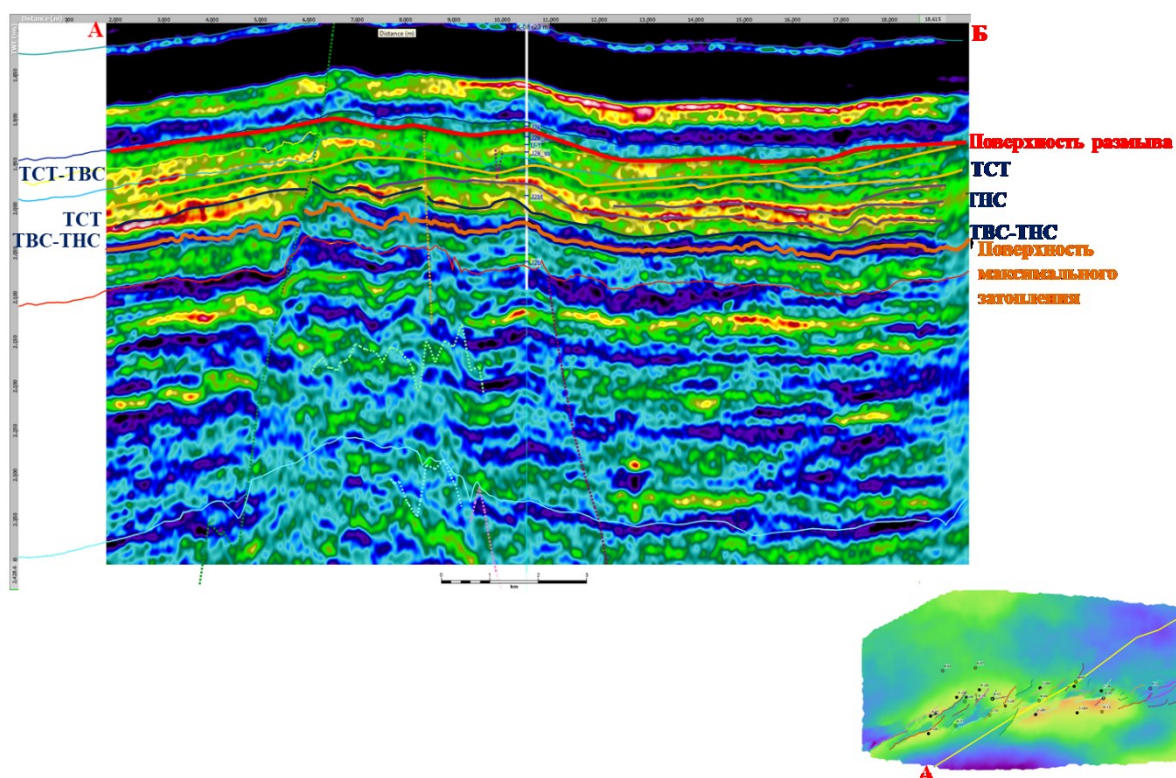


Рисунок 4.8 - Фрагмент сейсмического разреза в области атрибута псевдопористости через весь участок работ с интерпретацией

Допустимо отметить увеличение зоны развития комплекса осадков, накопленных в условиях низкого стояния уровня моря. Рисунок 4.9, в свою очередь, отображает срез по атрибуту V_p/V_s , в пределах нижней части комплекса ПНС. «Теплые» цвета приводят пониженные значения атрибута V_p/V_s , что в данном случае может характеризовать, как изменение коллекторских свойств, в сторону улучшения, при дифференциации

литологии, в принципе, как в данном случае, так и изменение насыщения, в пределах пород одного состава и типа. То есть наличие коллектора в скважине 8 (уровень бата) с относительно высокими ФЕС обусловлено породами, накопленными в условиях ТНС.

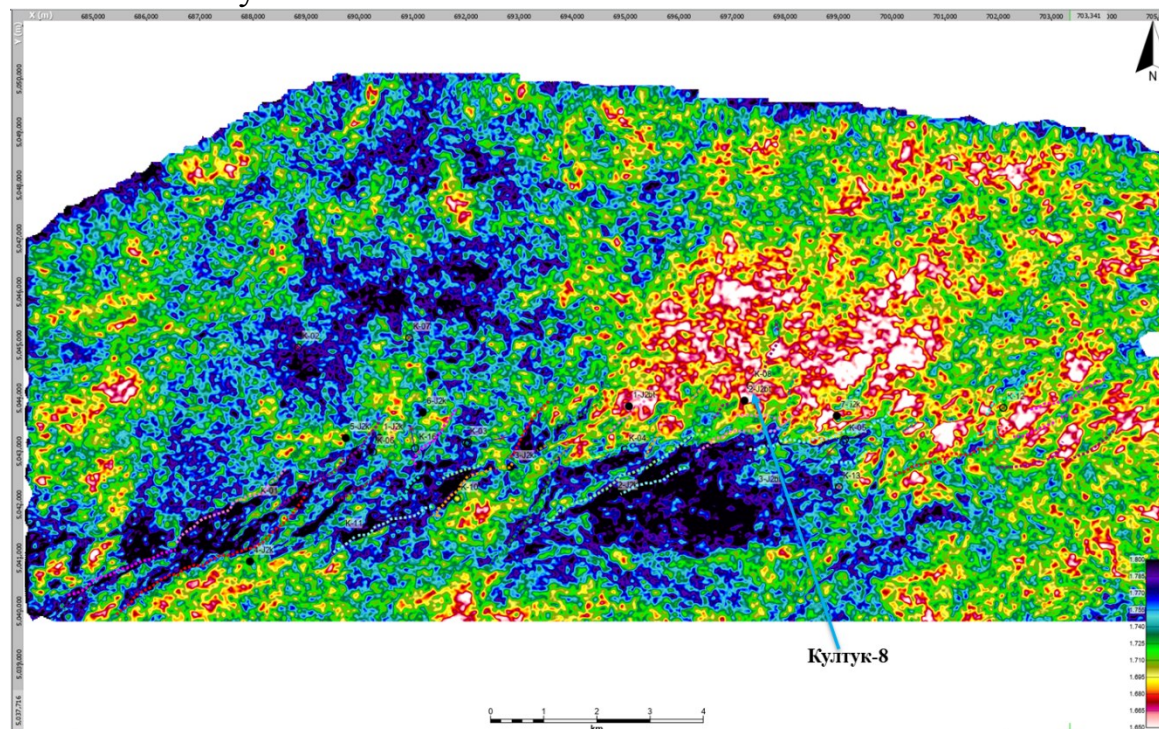


Рисунок 4.9 – Срез по атрибуту v_p/v_s , в пределах нижней части комплекса тнс (батские отложения средней юры)

На рисунке 4.10 приводится сопоставление среза по атрибуту псевдопористости со срезами по атрибутам RMS и когерентности в пределах отложений батского комплекса средней юры. Данное сопоставление следует воспринимать, как отношение геометрии геологических тел к их возможным коллекторским свойствам. Срезы довольно контрастно отобразили некоторые изометричные геологические тела, в западной и восточной частях рассматриваемых срезов, которые, по всей видимости, являются потоковыми комплексами (возможное направление указано стрелками). Поскольку условия осадконакопления и направления возможного сноса осадков в пределах данного комплекса пород (байоссовый комплекс) отличаются от ранее описанных условий, выраженных в келловейском и частично батском комплексах, то допустимо предположить, что основное тектоническое развитие среднеюрского комплекса, приведшее к частичному размыву келловейских отложений, произошло позже и по возрасту сопоставимо с келловей-батским временем, что в свою очередь доказывает конседиментационный характер (по отношению к комплексу келловей-батских, отложений) тектонических нарушений.

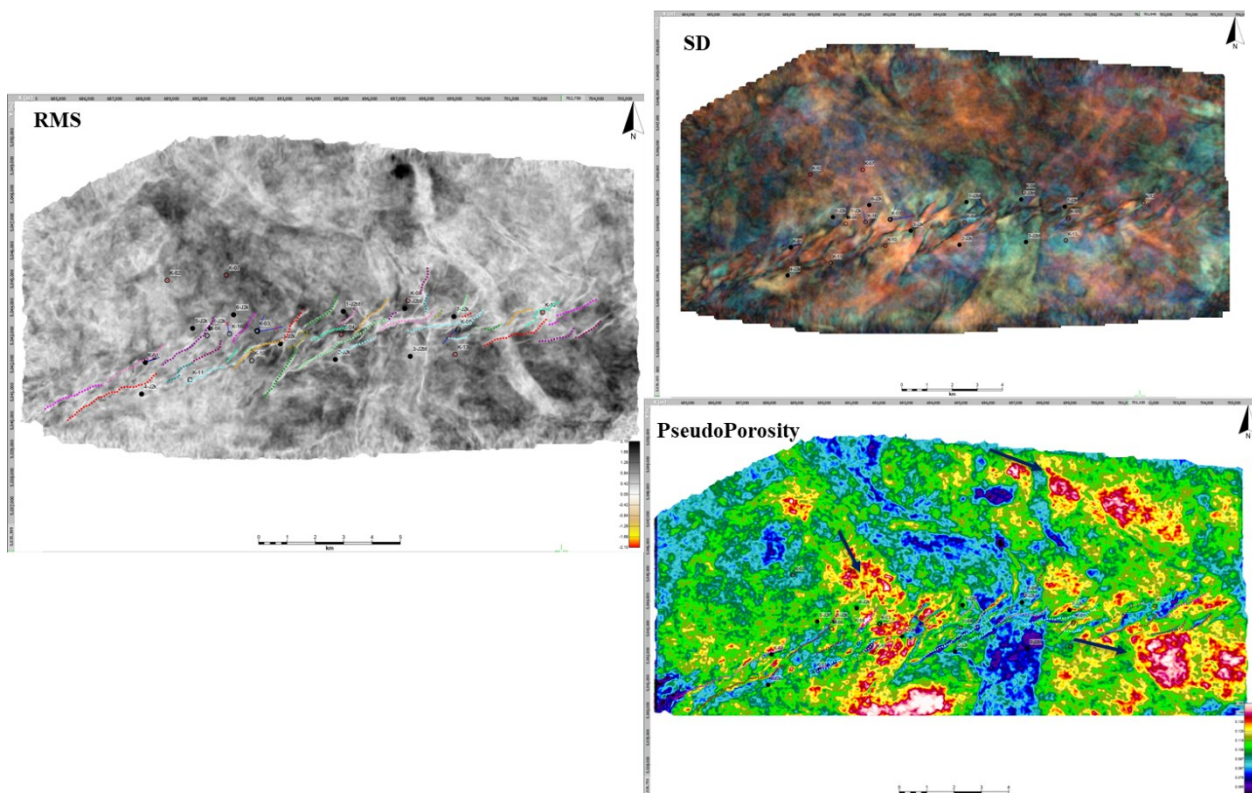


Рисунок 4.10 – Сопоставление среза по атрибуту псевдопористости со срезами по атрибутам rms и когерентности в пределах отложений байоса средней юры

Направление сноса осадков, в пределах рассматриваемой стратиграфической единицы, было как в южном - юго-западном, так и в восточном – юго-восточном направления (возможные потоковые отложения). «Теплые» цвета на срезе по атрибуту псевдопористости свидетельствуют об относительно повышенных (улучшенных) коллекторских свойствах, что позволяет более аккуратно подойти к выделению относительно потенциальных участков в пределах рассматриваемого горизонта, в совокупности с текущим структурным планом, конечно.

На рисунке 4.11, в качестве примера, приводится сопоставление фрагмента среза по атрибуту псевдопористости и скважинных данных. В данном случае представлены фрагменты планшетов ГИС по двум скважинам – К-10 и К11. Согласно срезу псевдопористости скважина К-10 подпадает в зону улучшенных коллекторских свойств, что в свою очередь, связано потоковым комплексом (временный поток). Данное тело, также допустимо проследить и на планшете скважины К-10. Скважина К-11, согласно срезу по атрибуту псевдопористости, приходится на область ухудшенных коллекторских свойств, что по-видимому, говорит о том, что скважина находится за пределами данного потокового комплекса. Планшет скважины К-11 подтверждает данный факт, в виду отсутствия врезанного комплекса пород.

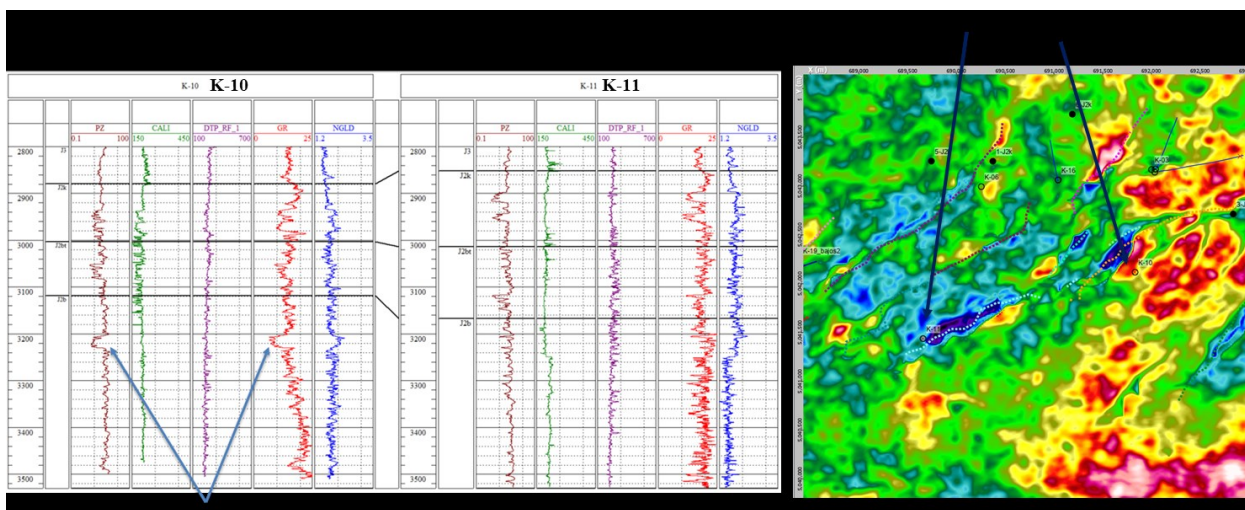


Рисунок 4.11 – Сопоставление фрагмента среза по атрибуту псевдопористости и скважинных данных (К-10, К-11)

4.3 Оценка перспективных ресурсов нефти

Оценка потенциальных ресурсов нефти в пределах комплекса средней юры (J_2k , J_2bt , J_2b) была произведена для объектов / ловушек в районе проектных скважин 2- J_2k , 3- J_2k , 4- J_2k , 5- J_2k . Поскольку местоположение проектных скважин 1- J_2k , 6- J_2k и 7- J_2k находится в зоне действующего (согласно отчету по подсчету запасов 2016 г. (6)) ВНК, то в расчет перспективных ресурсов нефти не включались.

Район рекомендуемой скважины 3- J_2k частично накладывается на восточную краевую часть западного поля, по которому проводился подсчет запасов, но ввиду значительного изменения структурного плана на этом участке, было принято решение о проведении оценки ресурсов по данному объекту. Все основные параметры, необходимые для расчета, взяты с действующего отчета по подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Култук, 2016 года (6).

Скважина «3- J_2k » рекомендуется на отложения келловейского яруса в пределах ловушки тектонически-экранированного типа, (Рис. 4.12). Целевым продуктивным горизонтом является продуктивный горизонт Ю-I, в частности, так называемый, «песчаник 2». Скважина является поисково-разведочной, поскольку рекомендуется в пределах не разбуренного ранее свода. К северу, на расстоянии менее километра, на подобных глубинах скважиной К-15 был опробован подобный пласт и получен продукт. Рисунок 5.37 приводит положение проектной скважины «2- J_2k » на структурном плане батского яруса. Предполагаемая проектная глубина ориентировочно 3150 м (с прохождением всей мощности келловейского и батского комплексов пород). Рисунки 4.13 приводят фрагменты ближайших временных разрезов П2458 / С110206 к проектной скважине 3- J_2k . Срезы по инверсионным атрибутам V_p/V_s и $LaRho$ отмечают аномалии, в виде относительно пониженных значений в пределах

участка рекомендации данной проектной скважины («теплые» цвета соответствуют относительно пониженным значениям) (Рис. 4.14).

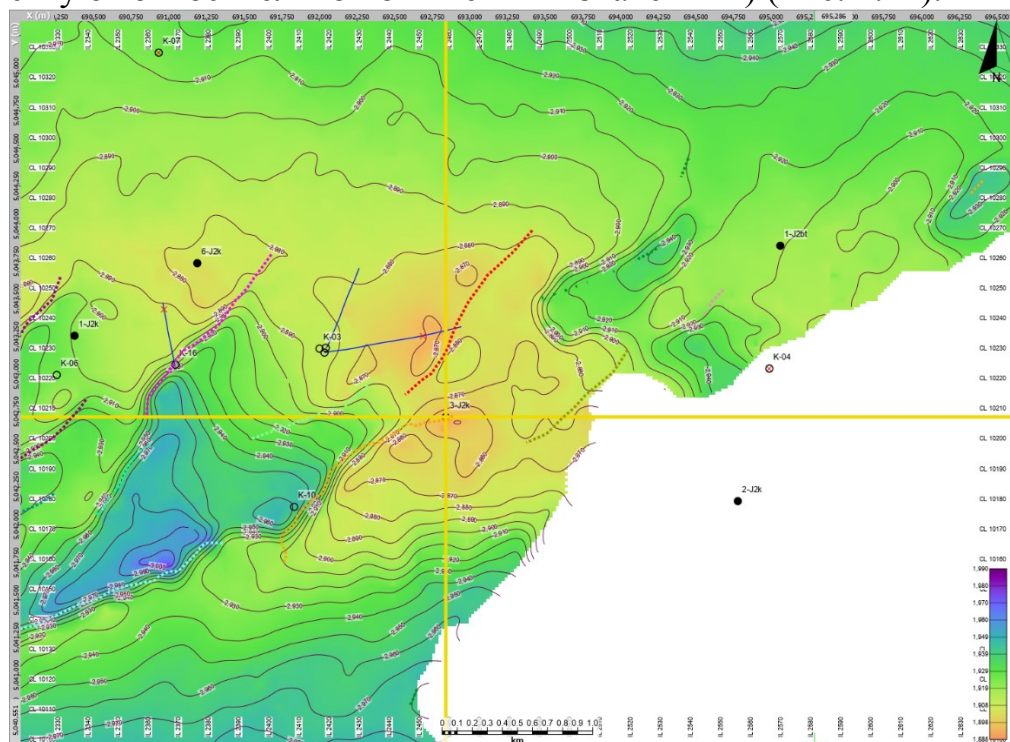


Рисунок 4.12 – Участок Култук. продуктивный горизонт Ю-I (продуктивный пласт «SAND-2»). рекомендуемая скважина «3-J2k». положение скважины согласно структурному плану

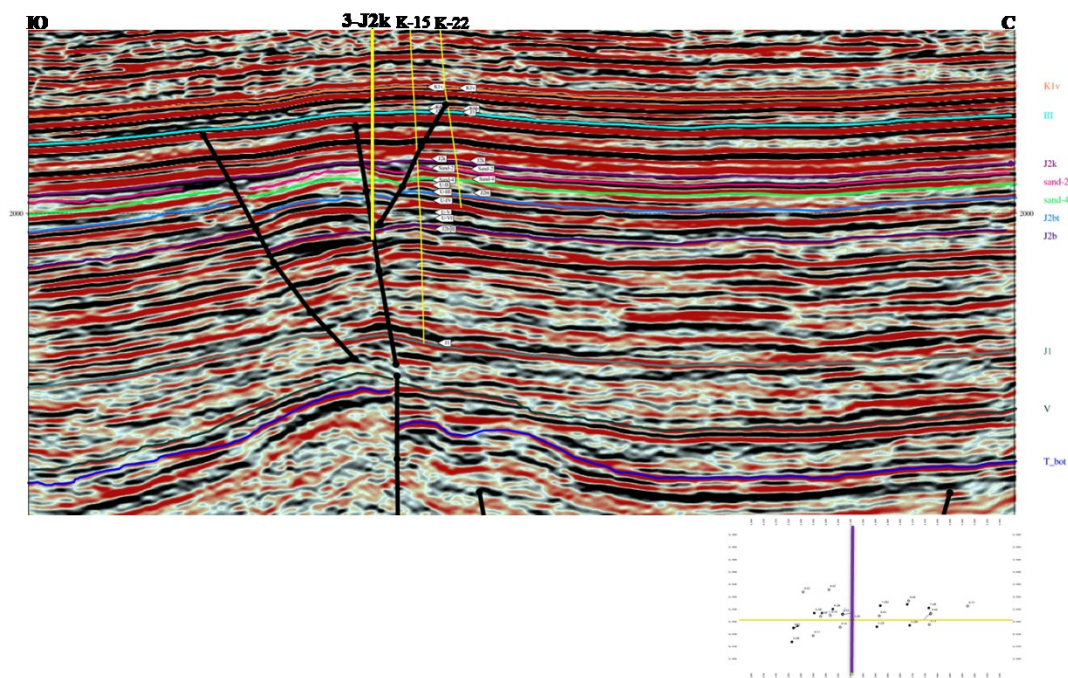


Рисунок 4.13 – Фрагмент ближайшего временного разреза II2458 к проектной скважине 3-J2k

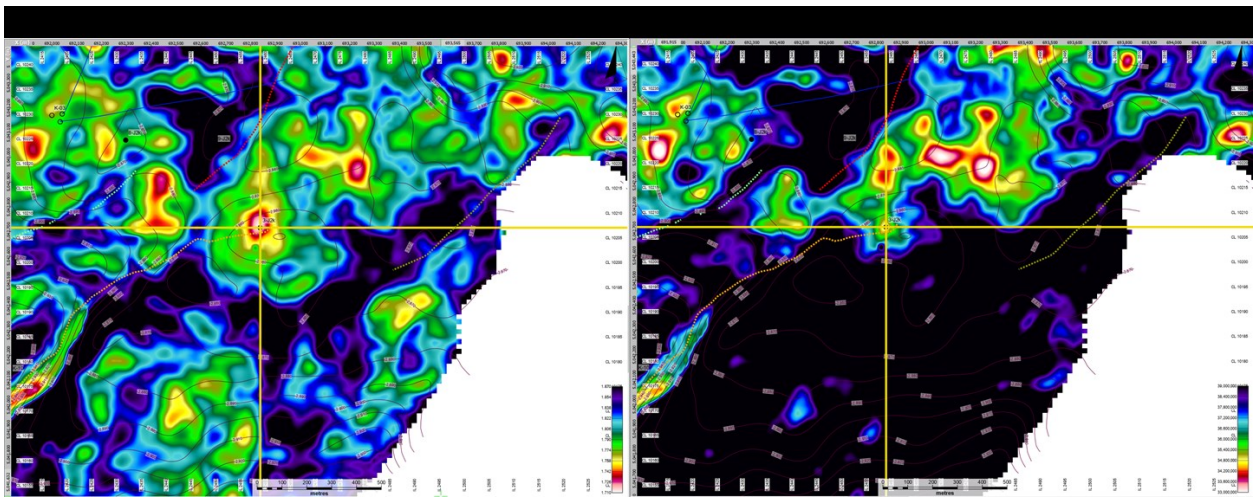


Рисунок 4.14 – Участок култук. продуктивный горизонт Ю-I. рекомендуемая скважина «3-j2k». положение скважины согласно срезам, по атрибутам Vp/Vs и LaRho

Пористость для келловейской части ловушки в районе проектной скважины 4-J2k взята по аналогии с ранее пробуренной скважиной К-19_БС.

Касательно триасовой части, параметры приняты, как усредненный вариант по региону, за исключением эффективной толщины, которая учитывалась согласно пробуренной скважины К-4, в которой по данным ГИС выделяется возможный продуктивный пласт (3816,8-3830м), мощность коллектора составляет до 15 м.

Отложения верхнего триаса (выше поверхности условного горизонта T_int). В литологическом отношении разрез триасовых отложений представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, светло-серые, зеленовато-серые, зеленые, мелко-, средне- и крупнозернистые, полимиктовые, крепко сцементированные, с прослойками алевролитов и аргиллитов, с прослоями угля. В нижней части встречаются гравелиты.

На рисунке 4.15 приводится фрагмент временного разреза инлайн, на котором отчетливо прослеживается основной структурообразующий фактор для рассматриваемого интервала V-T_int, в виде надвинутого и опущенного крыльев. На рисунке 4.16 приведен срез по атрибуту LaRho в пределах комплекса триаса на 40 мс выше условного горизонта T_int с целью захватить относительно пониженные значения и проследить площадное распространение. Допустимо отметить увеличение интенсивности аномалии LaRho в северном направлении по мере удаления от сводовой части согласно, по-видимому, гравитационному признаку.

Таким образом, можно отметить несовпадение в плане структурного фактора и зон, улучшенных коллекторских свойств (Рис. 4.16). Данные погруженные зоны на севере площади могут представлять интерес только в случае наличия ловушек неструктурного типа, что относит их в категорию объектов повышенного риска.

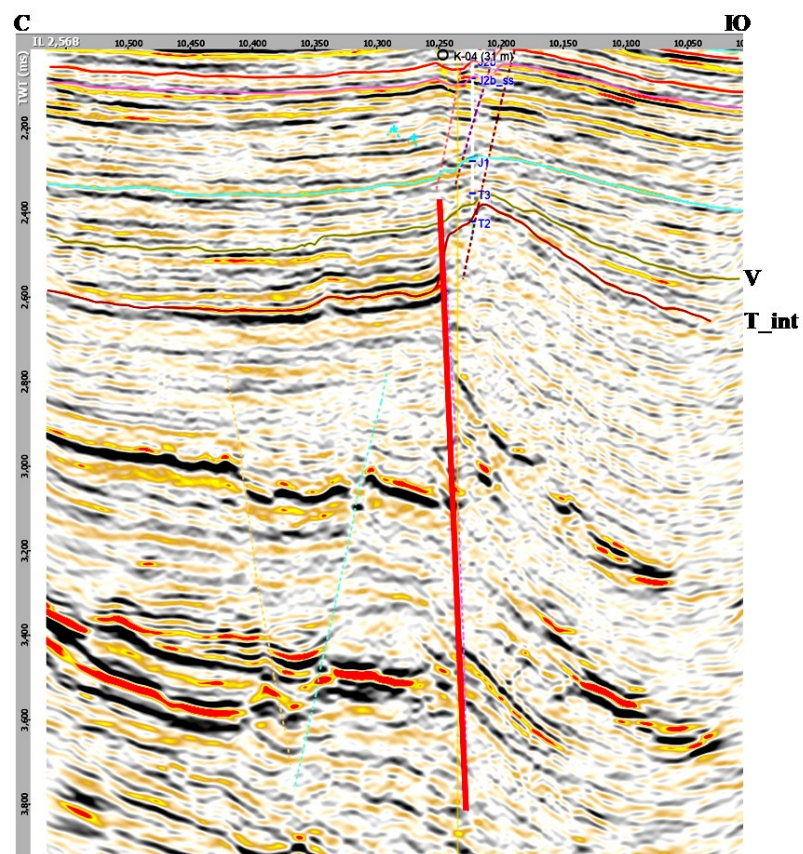


Рисунок 4.15 – Фрагмент временного разреза инлайн

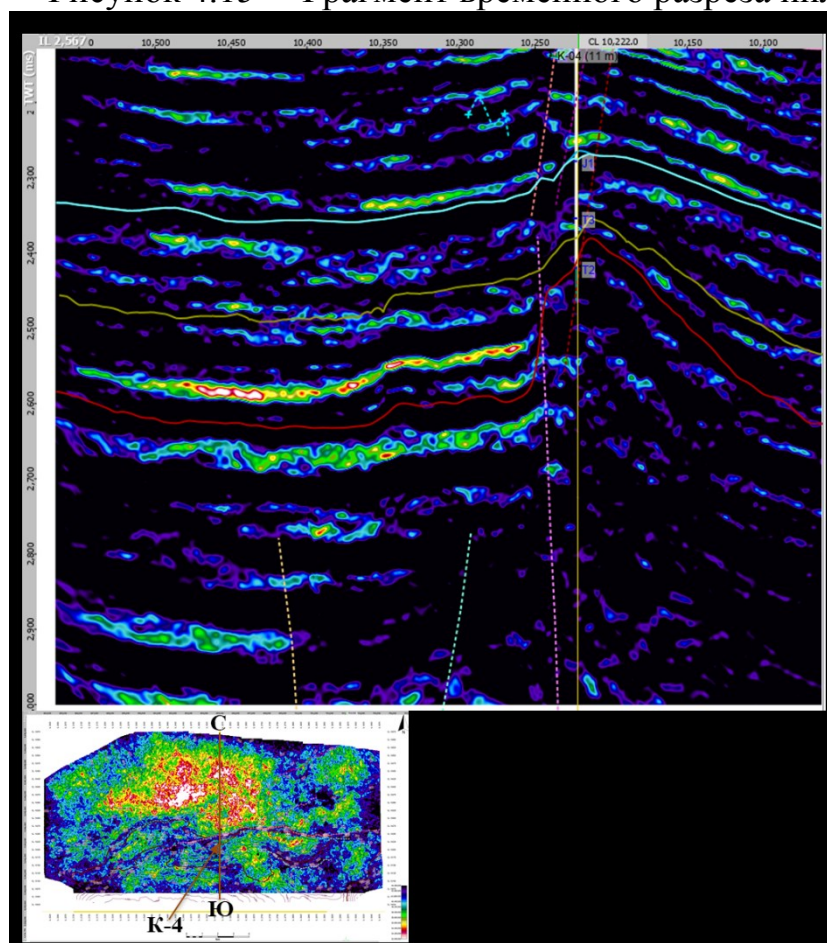


Рисунок 4.16 – Атрибут LaRho. Фрагмент временного разреза инлайн

Расчет перспективных ресурсов нефти для объектов / ловушек в районе проектных скважин 1-J2bt и 2-J2bt не проводился, поскольку, как было описано в предыдущих главах, комплекс отложений, рассмотренный в рамках данных объектов / ловушек, приурочен к комплексу, накопленному в условиях низкого стояния уровня моря и представляет по большей части пролювиально-аллювиальный комплекс осадков. Потенциальный объект в районе проектной скважины 1-J2bt может быть ограничен как тектоническим нарушением северо-восточного простирания с запада, так и иметь литологические экраны с севера и юга ввиду литологического характера объекта. То есть в данном случае можно говорить о литолого-тектоническом типе ловушки. Объект в районе проектной скважины 2-J2bt также имеет литологический фактор, с кровельным прилеганием к предыдущему комплексу пород, накопленному в условиях высокого стояния уровня моря, и перекрыт осадками, накопленными в условиях трансгрессии моря. Т.е. данная ловушка литологического типа.

Оценка перспективных геологических ресурсов нефти проводилась по формуле:

$$Q_n = S \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot \gamma_n \cdot \theta \quad (5.1)$$

где:

Q_n – геологические ресурсы нефти, тыс. т;

S - площадь нефтеносности, тыс. м²;

h - средневзвешенная эффективная толщина, м;

m - коэффициент пористости, доли единиц;

β_n - коэффициент нефтенасыщенности, доли единиц;

γ_n - удельный вес нефти в поверхностных условиях, т/м³;

θ - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях, доли единиц.

При оценке объекта в триасе учитывался геометрический коэффициент за форму ловушки (0.7). Геометрия ловушек в юрском интервале уже учтена в средней эффективной мощности, которая бралась из подсчета запасов.

Необходимо отметить, что результаты бурения скважин К-19 и К-19БС, а также обновившиеся структурные построения в значительной степени повлияли на представления о строении месторождения Култук. Таким образом, нуждается в пересмотре и подсчет запасов по данному месторождению.

5. Выводы и рекомендации

При определении расчетных параметров для подсчета запасов месторождений углеводородов, характеризующихся сложным геологическим строением, возникают проблемы, связанные с тем, что эти параметры отмечаются сильной изменчивостью по площади и глубине. Как известно, комплексная интерпретация сейсмических и скважинных данных включает в себя работы по созданию структурно-тектонических моделей (кинематическая интерпретация) и изучение свойств и строения продуктивных пластов по площади и в межскважинном пространстве (динамическая интерпретация).

Физическая основа динамической интерпретации заключается в том, что используются атрибуты сейсмических волн связанные со свойствами пород: амплитуды отражений связаны с контрастами акустических жесткостей на границе слоёв, частоты связаны с мощностями пластов и их литологическим составом, фазы реагируют на характер переслаивания: экстремумы волны связаны с контрастными границами, в то время как смещение отражения по фазе обусловлено интерференцией от толщи переслаивания.

На этапе динамической интерпретации, учитывая дифференциацию упругих свойств осадочных комплексов возможен прогноз коллекторских свойств и флюидонасыщения по данным детальной сейсморазведки на участках удаленных от пробуренных скважин. Применение современных методов динамического анализа волнового поля позволяют получить акустические параметры целевых пластов с достаточно высокой точностью и установить надёжные корреляционные связи между прогнозными акустическими и ёмкостными параметрами коллекторов по всей площади распространения продуктивных горизонтов. Сегодня известны новые достижения в интерпретационных пакетах сейсморазведки, включающие передовые технологии структурно-ориентированной фильтрации куба для улучшения отображений тонких разломов и линейных неоднородностей. Например, такие технологии как предварительное применение управляющего куба наклонов, фильтров улучшения разломов, после применения, которых сейсмические атрибуты разрывов (подобие, кривизна, когерентность), усиливаются и дают более качественную визуализацию разломных линеаментов и тонких неоднородностей. Известна разработка Программного обеспечения (ПО) Шлюмберже – «Муравейное прослеживание (Ani Tracking)» также для подчеркивания разломов, трещин и других линейных неоднородностей внутри сейсмического куба.

Увязка выделенных по данным бурения и геофизических исследований скважин (ГИС) продуктивных интервалов с результатами динамической интерпретации сейсмических данных, прослеживание увязанных данных по площади, детальное описание параметров нефтегазоносных залежей (размеры, предполагаемая площадь, свойства коллектора), на современной стадии изученности, приобретают все большее значение, особенно в сложных горно-геологических условиях формирования месторождений углеводородов.

Для оценки точности прогноза коллекторских свойств и выявления степени рисков, связанные с неопределенностью самих геофизических методов и геологических условий, проводится статистический анализ упругих свойств горных пород, вскрытых в скважинах, результаты которого применяются для вероятностного предсказания и классификации литологии и флюидов на основе синхронной инверсии сейсмических и скважинных данных[5,6].

Переобработка, динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических материалов с использованием последних полученных результатов бурения и разработки осуществлена на месторождении Култук с целью получения данных для переподсчета запасов.

По данным последних структурных построений участок Култук делится на два поля: Западное и Восточное, своды которых на различных уровнях в плане не совпадают. По келловейскому горизонту свод Западного крыла значительно шире свода Восточного. Западное поле представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую в юго-западном направлении и осложненное малоамплитудными тектоническими нарушениями F1, F2, f2, f3, f4, f5, образующими отдельные тектонические ловушки. Восточное поле представляет собой антиклинальную складку, также осложненную тектоническими нарушениями F3, f6, f8. (рис. 5.1)

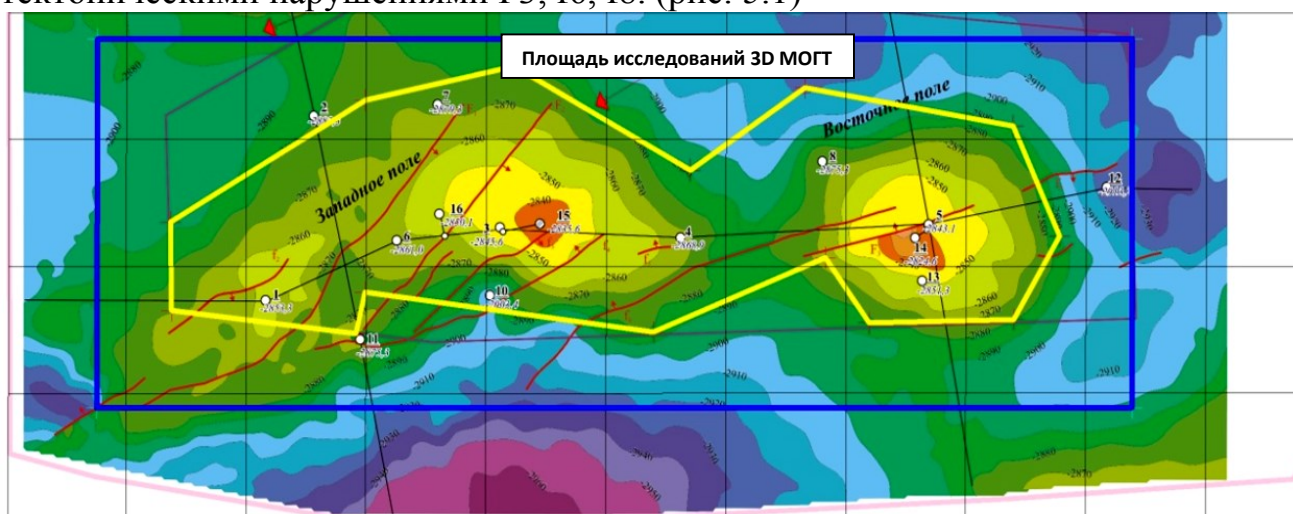


Рисунок 5.1 – Структурная схема месторождения Култук

Месторождение сформировано на локальных поднятиях, которые обязаны своим образованием многочисленным разломам, по всей вероятности, сдвигового происхождения и расположено на стыке крупных структурно-тектонических элементов земной коры – Прикаспийской и Северо-Устьюрстской впадин, а расположенность разломов кулисами СВ-ЮЗ простирания может свидетельствовать о присутствии здесь правостороннего горизонтального сдвига в фундаменте. Первоначальное представление о том, что месторождение является целостным резервуаром, приуроченное к единой антиклинальной структуре, даже с учетом его блочного строения, не было подтверждено результатами бурения. В пределах месторождения Култук по данным бурения, сейсморазведки, комплекса ГИС и опробования установлены нефтенасыщенные коллектора в горизонтах Ю-I (пласты – А и Б) и Ю-VII в

среднеюрских отложения (байосский и келловейский продуктивные горизонты). Залежи ограничены тектоническими нарушениями, по типу резервуара относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

Породы продуктивных горизонтов представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. По типу порового пространства относятся к поровому типу коллектора.

На площади месторождения и его обрамления проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 3Д, в результате получен куб во временной области. Площадь исследований характеризуется сложными поверхностными условиями и разделена на сушу, мелководье с глубиной воды до 2 м и морскую часть (рис.5.2).

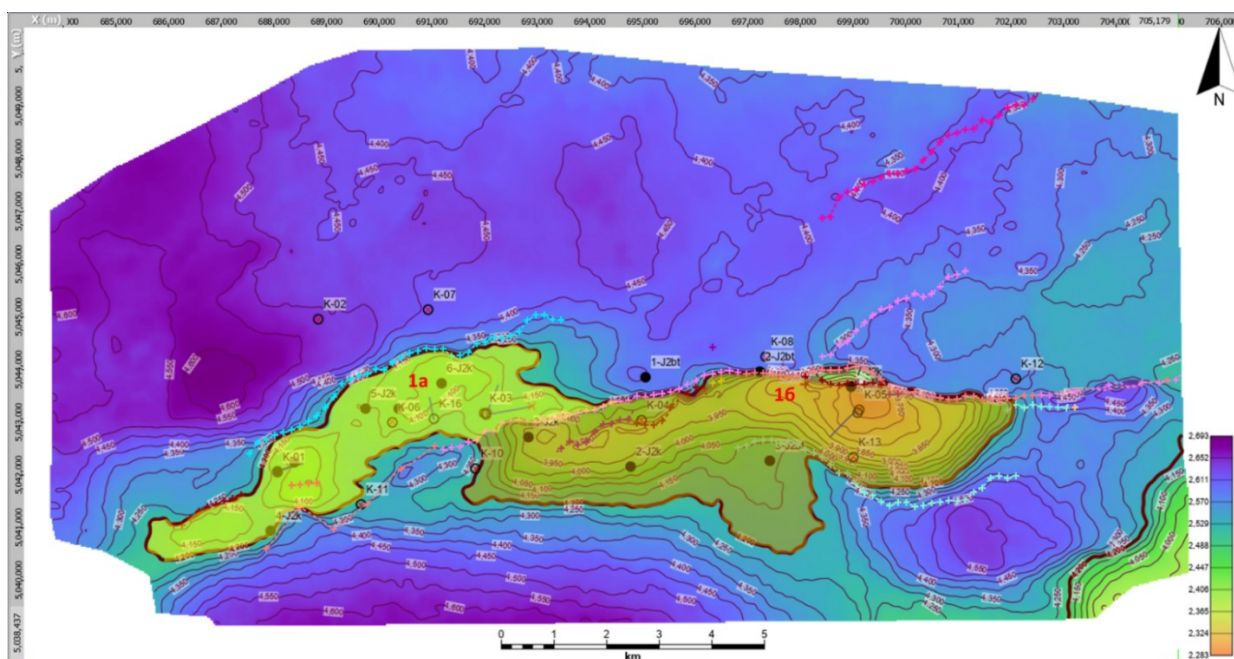


Рисунок 5.2 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту T_INT

Первая обработка сейсморазведочных данных 3Д была выполнена по методике временной миграции до суммирования. Качество данной обработки удовлетворительное для предварительных структурных построений по основным сейсмическим горизонтам. Однако для динамического анализа и предсказания изменения свойств продуктивных интервалов по латерали оно было недостаточно. Основным недостатком этой обработки являлось присутствие фона кратных и частично-кратных волн в целевом юрском интервале разреза. Особенно много кратных волн наблюдалось в средней и нижней части юрского разреза, поэтому даже структурная интерпретация горизонтов в средней юре и кровле триаса была затруднена и неоднозначна. Недостаточно корректно проведенное латеральное выравнивание амплитуд оказало сильное влияние на динамику отражений.

Для устранения вышеуказанных проблем проведены работы по переобработке, динамической обработке и переинтерпретации сейсмических данных в объеме, необходимом для подготовки данных для пересчета запасов с использованием последних полученных материалов бурения и анализа разработки. Обработки данных к динамической интерпретации (RESOP) проведена с целью повышения качества и разрешённости результатов инверсионных технологий и анализа путем специализированной обработки данных до суммирования и оптимизации финальных угловых сумм на входе динамической инверсии.

Базовый состав процедур обработки был направлен на: подавление остаточных помех, спрямление годографов отраженных волн в максимальном диапазоне удалений, обработку формы сигнала с учетом эффектов дисперсии и поглощения, сохраняя при этом естественный градиент амплитуд сигнала с удалением.

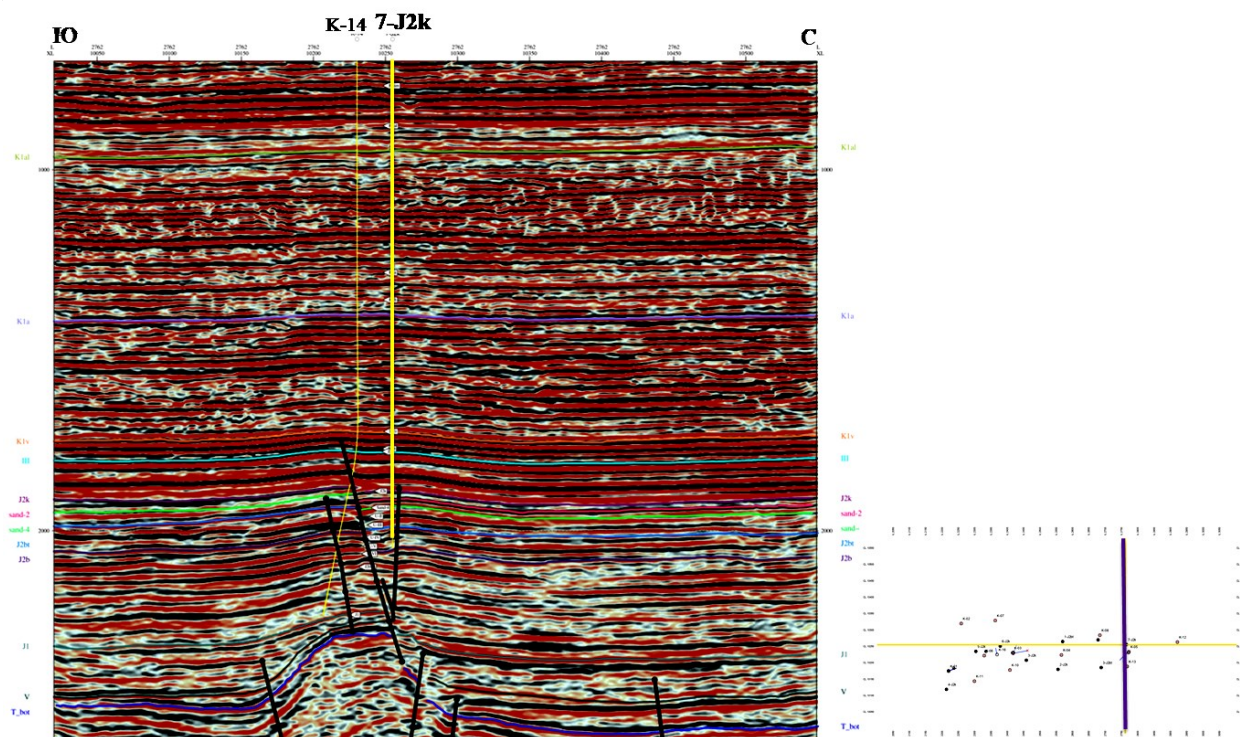
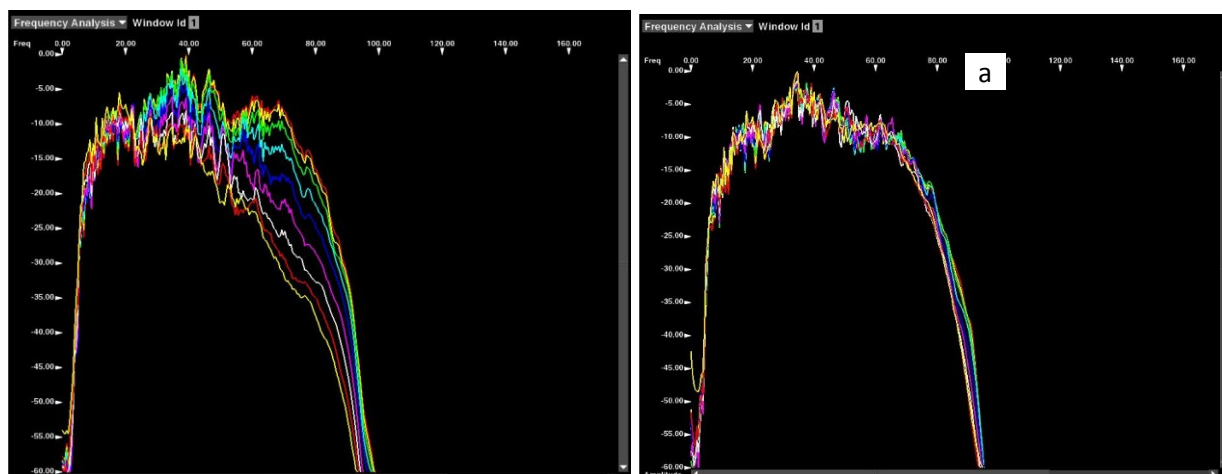


Рисунок 5.3 – Результаты сейсмических исследований

Как известно, форма сейсмического импульса изменяется с увеличением дистанции от пункта взрыва (ПВ-ПП). Это связано как с физическими явлениями, возникающими при прохождении акустического импульса через горные породы (эффекты поглощения амплитуд и дисперсии), так и с наличием остаточных помех на каких-либо диапазонах удалений. Кроме этого, при вводе кинематических поправок возникал эффект «растяжения» импульса на дальних дистанциях (при больших углах падения). Основной задачей данного этапа обработки состояла в компенсации (хотя бы частичной) этих эффектов. Для решения этой задачи была применена процедура ODSC (Offset Dependent Spectral Correction). На первом этапе была произведена оценка формы сейсмического импульса, характерная для каждого угла падения. Далее выбран опорный угол и рассчитаны фильтры, приводящие спектр каждого

угла к опорному, т.е. для каждого угла применялся один фильтр на всю площадь, тем самым, не внося изменений по площади, сохраняя интересные аномалии (Рис. 5.4.).



а - до корректирующего фильтра.; б - после корректирующего фильтра.

Рисунок 5.4 – Анализ частот в зависимости от удаления до и после применения корректирующего фильтра

Обработка данных, выполненная с сохранением истинных амплитуд в широком частотном диапазоне, обеспечила необходимые соотношение сигнал/помеха и разрешённость, позволяющие решать⁶ поставленные геологические задачи. Положительно сказались использование 3^х мерных подборок и соответствующих процедур для учёта объёмной природы шума при построении моделей помех. Шумоподавление тестировалось на разных участках площади, в разных сортировках (кросспредах, ОСТ, общих векторных планах) и выбирались оптимальные параметры шумоподавления для всей площади. Модели шума вычитались с использованием современного алгоритма адаптивного вычитания.

В ходе обработки сохранён широкий частотный диапазон для дальнейшего проведения динамической интерпретации (инверсионные преобразования и т.п.). Три итерации скоростного анализа с учётом инверсий интервальных скоростей, а также высокоточный автоматический анализ скоростей на конечной стадии, позволили получить качественную скоростную модель. Были выполнены две итерации учёта остаточных статических поправок и дополнительная остаточная статика по первым вступлениям, что способствовала улучшению структурного плана. На конечном этапе была выполнена специальная обработка данных под цели динамической интерпретации.

Результатом такого анализа явились следующие кубы:

1. Куб когерентности. Использовался для тектонического анализа.
2. Спектральная декомпозиция. Использовалась как для тектонического анализа, так и для выделения геологических тел (палеорусла и т.д.).
3. Набор мгновенных атрибутов (амплитуда, частота, фаза, sweetness).

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств использовались преимущественно результаты синхронной инверсии.

Специализированная динамическая обработка производилась *методом полной синхронной инверсии* до суммирования с выдачей всех свойств I_p , I_s , ρ , V_p , V_s , V_p/V_s , коэффициенты Пуассона, Ламе. Специализированная обработка включала в себя следующие процедуры:

- дополнительное подавление шумов (при необходимости).
- коррекция частотного спектра сигнала в зависимости от удаления;
- получение угловых сумм;
- контроль качества;
- запись угловых сумм в формате SEG-Y;
- выравнивание формы сигнала с удалением.

Широко использовалась инверсия на основе алгоритма максимального правдоподобия PMLP-инверсия, а также технологии обработки после суммирования, направленная на улучшение качества интерпретации для выделения тонких слоев и разрывных нарушений.

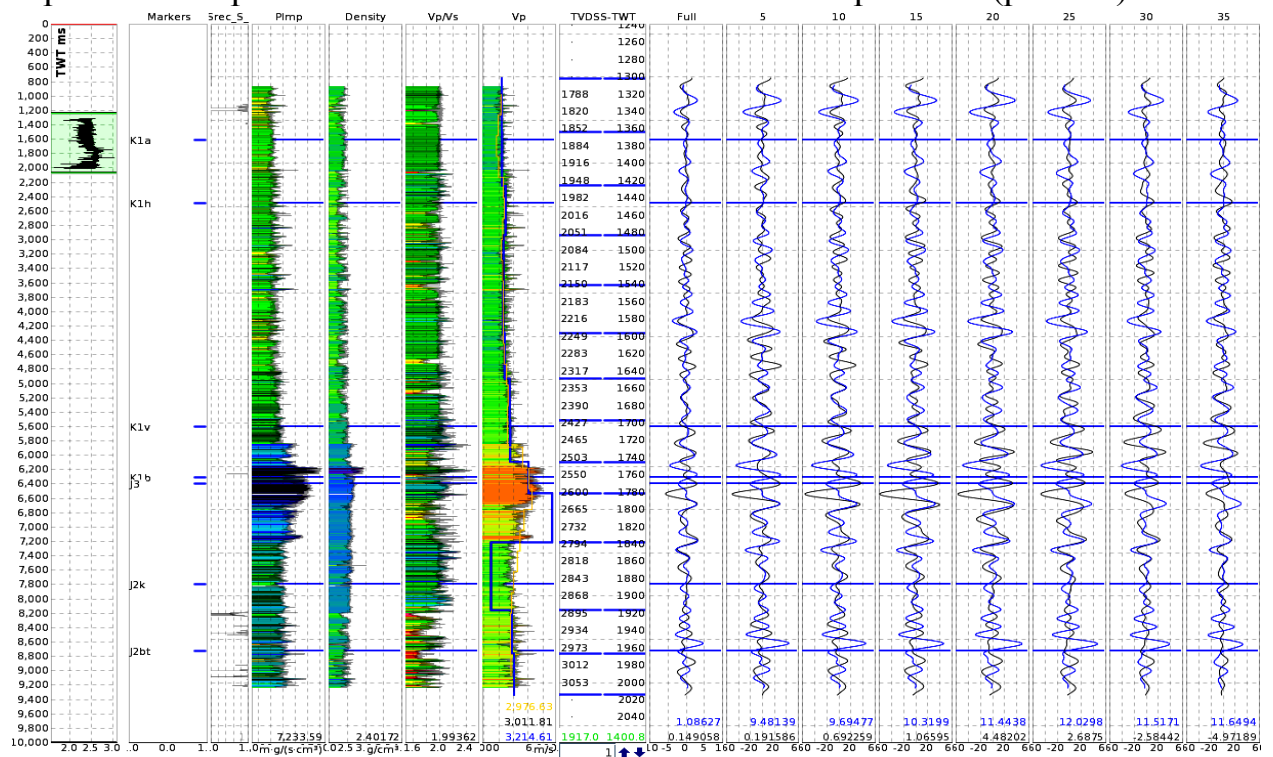
На месторождении Култук продуктивные интервалы целевого юрского горизонта связаны тонкими слоями песчаных коллекторов. Поэтому применялся метод «Сейсмического спектрального синения (SSB, Seismic Spectral Bluing)», направленный на повышение ослабленных и замаскированных высоких частот из всего динамического диапазона сейсмической записи. Постобработка сейсмического куба методом «Структурно-ориентированная фильтрация суммарного куба с помощью комплексирования различных сейсмических атрибутов разрывов» использована для усиления тонких структурных особенностей волнового поля для выявления тонких разломов и трещин с амплитудами смещений ниже разрешенной способности сейсмических данных.

Комплексирование результатов сейсмической инверсии и сведений об упругих характеристиках среды в точках скважин выполнено как качественный, так и количественный прогноз эффективных параметров исследуемых пластов в двумерном, а так же в трехмерном вариантах, с выполнением вероятностной оценки полученного прогноза. Кроме того, для уточнения геологического строения площади работ, выделению перспективных объектов и определения подсчетных параметров были использованы все геолого-геофизические материалы, полученные в результате предыдущих исследований.

В основе количественной интерпретации сейсмических данных (динамической интерпретации) лежит петрофизическое статистическое моделирование с целью определения особенностей и связи комбинаций литологии и флюидонасыщения в зависимости от типа породы, флюидосодержания, качества и глубины резервуара. Анализ глубинных тенденций является стандартной составляющей рабочего процесса петрофизических исследований.

Тренды эластичных свойств пород в зависимости от глубины

определялись с помощью каротажной информации. Для этого, предварительно для трех скважин с наиболее современными каротажными записями были проинтерпретированы петрофизические литологические модели, выполнено замещение флюидов и смоделирована информация о скорости поперечной волны. Тренды упругих свойств вырабатывались путем подробной интерпретации каротажных данных, в ходе которой конечные интервалы (то есть крайние пределы значений) пикировались, масштабировались и наносились на диаграмму взаимной зависимости. Конечные элементы определялись как наиболее чистые примеры присутствующих литологий на основе интерпретации всех соответствующих каротажных кривых. Косвенно это основано на минералогии (рис.5.5).



Синяя трасса-синтетика, черная- сейсмическая трасса угловой суммы

Рисунок 5.5 – Скважина К-16. Результат увязки скважинных данных и угловых сумм

Зависимые от глубины конечные элементы трендов упругих свойств, которые отражают средние и присущие значения разброса, рассчитывались по сводным графикам упругих свойств.

Эти тренды в дальнейшем использовались для вероятностного моделирования различных вариантов комбинаций литологии и флюидов, тестирования чувствительности важных переменных и оценки дискриминации в свойствах пород и сейсмических атрибутах.

Использование конечных элементов и построение модели глубинно-зависимых параметров имеет решающее значение для количественного определения параметров разброса результативных свойств, а также важно понимать диапазон сейсмических откликов (и связанных с ними производных инверсии), которые могут наблюдаться.

Свойства флюидов конечных элементов также анализировалось для

использования в исследованиях флюидозамещения по принципу Гассмана, где упругий отклик моделируется для различных сценариев флюидонасыщения, а не по фактическим данным по флюидам.

Результаты моделирования позволили установить для анализируемого месторождения глины и песчаники имеют схожий диапазон скорости продольной волны и продольного импеданса, из чего можно сделать вывод, что наличие продольного импеданса недостаточно для атрибутного анализа. Даже углеводородонасыщенные интервалы имеет тот же самый диапазон. Но отношение V_p/V_s имеет больше возможности к дискриминации глин и песчаников, а в лучшем случае может быть индикатором флюидов. В итоге, для анализа физических свойств горных пород по участку Култук использовались инверсионные атрибуты V_p/V_s и $La\rho$, а также рассчитанный куб псевдопористости K_{po} , полученный как производная от инверсионных атрибутов.

Основой для геологического обоснования динамической интерпретации сейсмических данных послужили седиментологические модели и фациальные карты, полученные в процессе выполнения детального седиментологического анализа площади исследований. Для картирования границ распространения выделенных фаций в межскважинном пространстве использованы широко применяемые методики классификации разреза по форме трассы, анализа динамических характеристик разреза, кубов частотного разложения, а так же сейсмической инверсии. Сейсмическая инверсия позволила получить наиболее достоверное представление о строении изучаемых пластов.

Полученные результаты динамического анализа сейсмического сигнала позволили провести прогноз коллекторских свойств и флюидонасыщения на определенных удалениях от пробуренных скважин. (рис.5.6).

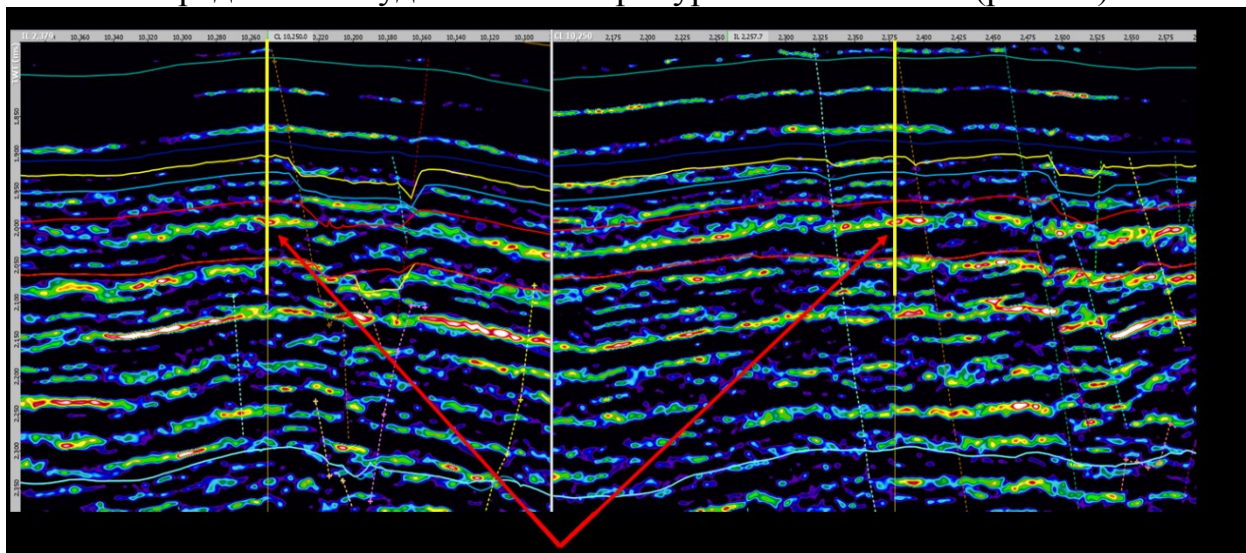


Рисунок 5.6 – Временной разрез через проектную скважину 6-J2к в области инверсионного атрибута V_p/V_s

При этом, оценены точность этого прогноза и риски, связанные с неопределенностью самих геофизических методов (используемые данные дистанционного метода, сейсморазведки), и геологических условий (результатов бурения). Для этого проведен статистический анализ упругих

свойств пород, вскрытых в скважинах, результаты которого использованы для вероятностного предсказания и классификации литологии и флюидов по результатам синхронной инверсии.

Геометрия геологических тел и их возможные коллекторские свойства получены по результатам интерпретации на основе сопоставления среза по атрибуту псевдопористости со срезами по атрибутам RMS и когерентности в пределах отложений байоссового и келловей-батского комплексов средней юры.

Срезы байосского комплекса пород средней юры довольно контрастно отображали некоторые изометричные геологические тела, в западной и восточной частях рассматриваемых срезов, которые, по всей видимости, являются потоковыми комплексами (возможное направление указано стрелками).

Поскольку условия осадконакопления и направления возможного сноса осадков в пределах данного комплекса пород (байоссовый комплекс) отличаются от ранее описанных условий, выраженных в келловейском и частично батском комплексах, то допустимо предположить, что основное тектоническое развитие среднеюрского комплекса, приведшее к частичному размыву келловейских отложений, произошло позже и по возрасту сопоставимо с келловей-батским временем, что в свою очередь доказывает конседиментационный характер (по отношению к комплексу келловей-батских, отложений) тектонических нарушений.

Направление сноса осадков, в пределах рассматриваемой стратиграфической единицы, как и в южном - юго-западном, так и в восточном – юго-восточном направлении (возможные потоковые отложения). «Теплые» цвета на срезе по атрибуту псевдопористости свидетельствуют об относительно повышенных (улучшенных) коллекторских свойствах, что позволяет более аккуратно подойти к выделению относительно потенциальных участков в пределах рассматриваемого горизонта, в совокупности с текущим структурным планом, конечно. На рисунке 5.7 в качестве примера, приводится сопоставление фрагмента среза по атрибуту псевдопористости и скважинных данных. В данном случае представлены фрагменты планшетов ГИС по двум скважинам.

Согласно срезу псевдопористости скважина 1 подпадает в зону улучшенных коллекторских свойств, что в свою очередь, связано потоковым комплексом (временный поток). Данное тело, также допустимо проследить и на планшете скважины 1. Скважина 2, согласно срезу по атрибуту псевдопористости, приходится на область ухудшенных коллекторских свойств, что, по-видимому, говорит о том, что скважина находится за пределами данного потокового комплекса. Планшет скважины 2 подтверждает данный факт, в виду отсутствия врезанного комплекса пород.

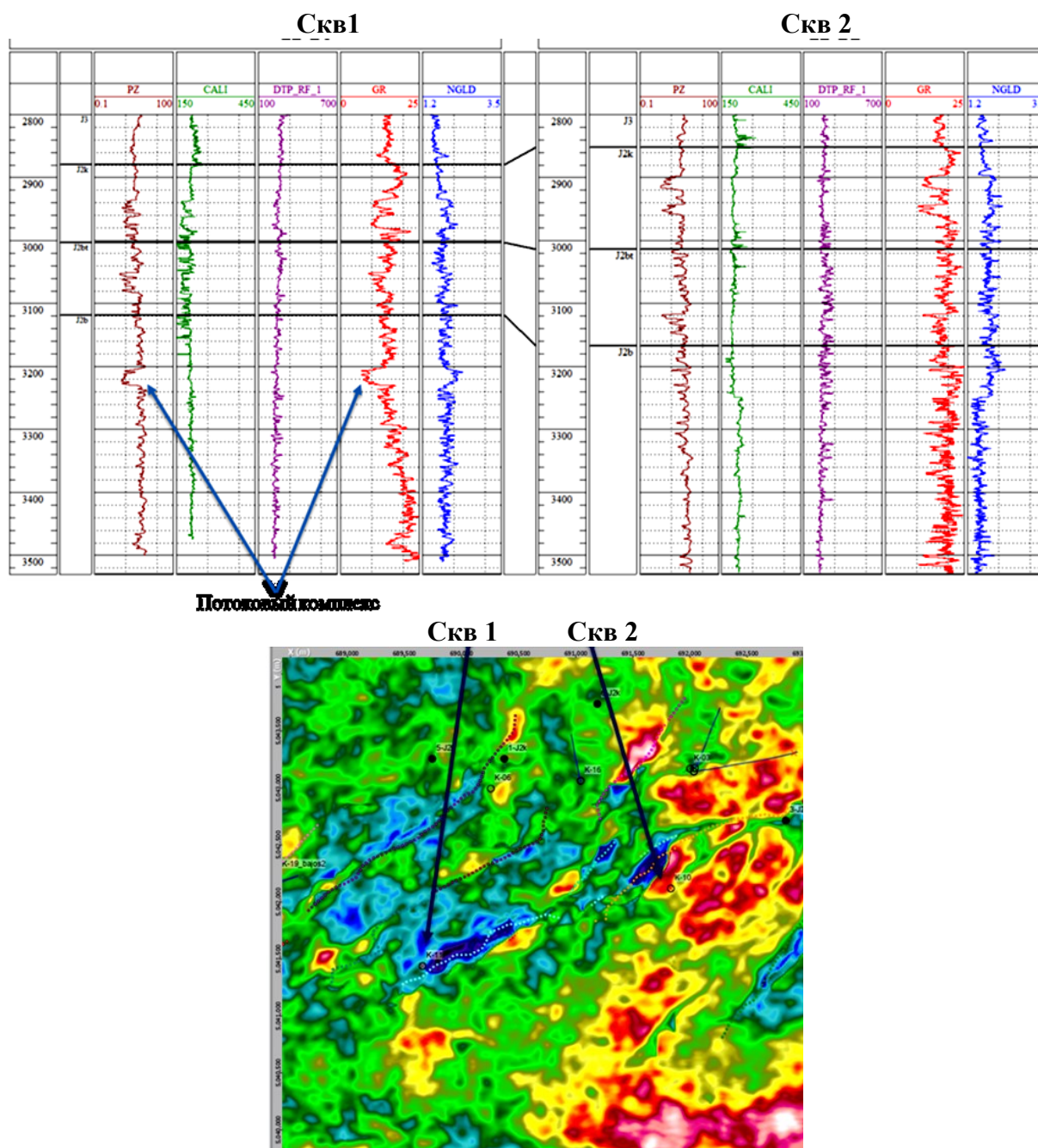


Рисунок 5.7 – Сопоставление фрагмента среза по атрибуту псевдопористости и скважинных данных

В целом по результатам проведенных работ были даны рекомендации на бурение 9 проектных скважин на отложения средней юры (келловой-бат). Даны предварительные выводы о перспективности триасового и палеозойского комплекса, при этом, Автором отмечены ограниченные возможности временной обработки сейсмического материала для глубокозалегающих горизонтов в данных геологических условиях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам исследований автором проведен анализ и дана оценка эффективности применения современной сейсморазведки при решении как поисково-разведочных и определения параметров для подсчета запасов

Целевым назначением исследований было уточнение строения продуктивных горизонтов в отложениях келловей и бат-байоса, а также изучение палеозойского интервала и предварительная оценка его перспективности.

Решение этих задач было основано на проведении комплексного анализа, сочетающего изучение материалов сейсморазведки МОГТ 3Д, скважинных данных на контрактной территории и информации о региональном геологическом строении.

Работы выполнялись поэтапно, что позволило выполнить проектный объем работ в установленные сроки и получить качественные геологические результаты.

В рамках диссертационной работы на региональном вычислительном центре в г. Алматы в 2021 гг. были выполнены следующие виды работ:

- Переобработка сейсмических данных МОГТ 3Д во временной области.
- Интерпретация геофизических данных:
 - Структурная сейсмическая интерпретация.
 - Динамическая интерпретация на основе синхронной сейсмической инверсии.
- Выделение перспективных объектов на основе комплексного изучения геолого-геофизических данных.

Обработка сейсморазведочных материалов во временной и глубинной областях проводилась в компании ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») с целью получения материалов высокой прослеживаемости и разрешенности. Обработка велась с использованием программного обеспечения «SPArk» 1.5. В результате обработки данных МОГТ 3Д получены кубы во временной области площадью полной съемки 100 км².

Сейсмические данные обработаны с применением широкого набора процедур, временной и глубинной миграций до суммирования. В результате структурной интерпретации на сейсмических данных было прокоррелировано 15 отражающих горизонтов. При этом надо отметить, что келловейские продуктивные горизонты Ю-1А и Ю-1Б были проинтерпретированы на основе скважинных отбивок из подсчета запасов.

По результатам выполненных работ на площади исследований на основе анализа структурной интерпретации уточнено геологическое строение участка работ. Кроме того, выполнен динамический анализ сейсморазведки МОГТ 3Д на площади исследований, предусмотренный техническим заданием.

На основе динамической интерпретации получены кубы атрибутов «Vp/Vs», «LaRho», «PIMP» (куб продольного сейсмического импеданса) и

псевдопористости (расчет произведен из куба продольного сейсмического импеданса), способствовавший выделению потенциально перспективных объектов в терригенных толщах. Сделаны выводы о перспективности юрского и доюрского комплекса, при этом.

Таким образом, сейсморазведка – дистанционный метод и в сложных сейсмогеологических условиях динамический анализ имеет значительные ограничения, поэтому результатами этого анализа необходимо пользоваться с осторожностью и применять их только в комплексе с другими данными (общая геология, результаты сеймостратиграфического анализа, структурный фактор и т.д.).

Методы сейсморазведки являются основной информационной базой в подготовке и обосновании перспективных объектов, определении оптимального размещения проектных глубоких скважин и зачастую оценки свойств коллекторов. В связи с этим применение инновационных технологий в обработке и интерпретации сейсмических данных (2Д и 3Д – МОГТ) на современной стадии изученности приобретает большое значение. Эффективность применения новейших методик обработки сейсмических данных, специальных процедур подавления шума, анализа скоростей, последних разработок в области интерполяции пропущенных данных и адаптивного вычитания моделей шумов из данных позволили добиться хороших результатов.

В настоящее время в Казахстане при изучении газонефтяных коллекторов широко используются инновационные технологии в обработке и интерпретации сейсмических данных (2Д и 3Д – МОГТ). Современная сейсморазведка интегрированная со скважинными данными, на основе установления связи петрофизических параметров с сейсмическими атрибутами, позволяет получить необходимую информацию о латеральной и вертикальной изменчивости нефтегазоносных резервуаров, что служит основой для детального трехмерного геологического моделирования и выявления продуктивных горизонтов, обладающих улучшенными коллекторскими свойствами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воцалевский Э. С., Булекбаев З. Е., Искужиев Б. А. и др. Справочник месторождения нефти и газа Казахстана, Алматы, 1999 г.
2. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Парагульгов Х.Х. и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана.» Нефть и газ. Том третий. Алматы, 2002 г.
3. Жолтаев Г., Булекбаев З. Тектоника и нефтегазоносность бортовых зон Прикаспийской синеклизы. Алма-Ата, Изд. Казахстан, 1975г., с.200.
4. Кузнецов В.И. Элементы объемной (3D) сейсморазведки. Учебное пособие. Тюменский государственный НГ Университет. Тюмень. 2004. 271с.
5. Урупов А.К. Основы трехмерной сейсморазведки. М. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 574с.
6. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: «Издательство «Спектр». – 2008. – 384с.
7. Yury P. Ampilov. From Seismic Interpretation to Modeling and Assesment of Oil and Gas Fields. EAGE Publications BV. – 2010. –274 p.
8. Кауфман А.А. Введение в теорию геофизических методов (в 5-ти книгах). М.2003.
9. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов.—М.РГУ нефти и газа, 2001,68 с.
10. Воскресенский Ю.Н. Построение сейсмических изображений. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 2006, 116 с.
11. Шленкин С.И. и др. Миграция исходных сейсмозаписей на основе фокусирующих преобразований как средство повышения информативности сейсморазведки. В кн.: Фундаментальные проблемы нефтегазгеологической науки. – М.: ВНИИОЭНГ. -1990. - С. 145–154.
12. Шленкин С.И. и др. Построение сейсмического изображения на основе фокусирующего преобразования исходных сейсмозаписей. // 36-й Междунар. геофизич. симп. – Киев, 1991. - Т. 3. - С. 53–58.
13. Шленкин С.И., Воцалевский З.С., Каширин Г.В., Масюков А.В. Совместная обработка отраженных и рассеянных сейсмических волн для детального изучения геологических сред. // Тез. докл. Междунар. геофизич. конф. ЕАГО/ EAGE/SEG. - М., 1997.
14. Slionkin, S.I., Kashirin, G.V. and Masjukov, A.V. Visualization of diffraction anomalies. 68-t Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1998.
15. Разин А.В., Меркулов В.П., Чернов С.А. Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа. -Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2004. - 332 с.

16. Колесов В.В. Использование геолого-геофизических данных для создания геологических моделей месторождений - проблемы и пути их решения. Москва. ЗАО «Пангея».2012.

17. Борисенко З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М., Недра, 1980.

18. Daniel J. Tearpock, Richard E. Bischke. Applied subsurface geological mapping with structural methods. 2002.

19. Истекова С.А., Алимов Е. Применение методики инверсионных преобразований в терригенных отложениях Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна. Тезисы V Международной научно-практической конференция «Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии. Казахстанско-Британский технический университет. Алматы, 21-22 февраля 2013г.с.91-96.

20. Истекова С.А., Алимов Е. Анализ сейсмических атрибутов при изучении перспектив терригенных отложений Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна». Тр. Междун. научно-практ. конференция«Экология и нефтегазовый комплекс», посвященная 80-летию академика Национальной академии наук Республики Казахстан, доктора геолого-минералогических наук, профессора М.Д. Диарова11 октября 2013, г. Атырау.с.312-318.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Казахский Национальный Исследовательский Университет имени К. И. Сатпаева
Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова
Кафедра Геофизики и сейсмологии

СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

№ п/п	Наименование	Формат работы	Наименование издательства, журнала (№, год.)	Кол-во печатных листов или стр.	Фамилия соавторов работы
1	2	3	4	5	6
1.	Применение комплекса геофизических методов для диагностики физического состояния насыпной плотины К-25	Статья	Международная научно-практическая конференция «Фундаментальные и прикладные аспекты геологии, экологии и химии с использованием современных образовательных технологий»	6 стр	Ахметов Е.М., Асемов К.М., Муканова Б.Г.
2.	Seismic data dynamic interpretation in the study of the lateral variability of petroleum bearing terrigenous reservoirs	Статья	Сборник международной научной конференции «Современные методы оценки сейсмической опасности и прогноза землетрясений», 16-18.06.2022. - Алматы .	8 стр	Тогизов К.С., Истекова С.А.

Автор

 Нияз А.Т.

Научный руководитель

 Тогизов К.С.

Заведующий кафедрой Геофизики и сейсмологии

 Ратов Б.Т.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Нияз Асел Темірханкызы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Магистерская диссертация

Название работы: Динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических данных месторождения Култук

Научный руководитель: Куаныш Тогизов

Коэффициент Подобия 1: 11.8

Коэффициент Подобия 2: 3.8

Микропробелы: 4

Знаки из других алфавитов: 8

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- ☐ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- ☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- ☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- ☐ Обоснование:

Дата

07.01.2024.

Заведующий кафедрой



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Нияз Асел Темірханқызы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Магистерская диссертация

Название работы: Динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических данных месторождения Култук

Научный руководитель: Куаныш Тогизов

Коэффициент Подобия 1: 11.8

Коэффициент Подобия 2: 3.8

Микропробелы: 4

Знаки из других алфавитов: 8

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☐ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование: *Допуск к защите.*

Дата *17.01.2024.*

проверяющий эксперт

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на магистерскую диссертацию

Нияз Асель Темирханкызы

7М07105 Нефтяная и рудная геофизика

Тема: Динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических данных месторождения Култук.

Диссертационная работа Нияз А.Т. состоит из «Введения», 5 глав и «Заключения», содержит 83 страниц (из них – 52 стр. основного текста, сопровождаемого 51 рисунками и 4 таблицами), список литературы включает в себя 11 наименований.

Автором по результатам исследований проведен анализ и дана оценка эффективности применения современной сейсморазведки при решении как поисково-разведочных и определения параметров для подсчета запасов

Стоит отметить, что целевым назначением исследований было уточнение строения продуктивных горизонтов в отложениях келловей и бат-байоса, а также изучение палеозойского интервала и предварительная оценка его перспективности. С которой автор справился на высоком уровне.

Работы выполнялись поэтапно, что позволило выполнить проектный объем работ в установленные сроки и получить качественные геологические результаты.

По результатам выполненных работ на площади исследований на основе анализа структурной интерпретации автором уточнено геологическое строение участка работ. Кроме того, выполнен динамический анализ сейсморазведки МОГТ 3Д на площади исследований, предусмотренный индивидуальным планом магистранта.

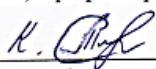
На этапе динамической интерпретации получены кубы атрибутов «PIMP» (куб продольного сейсмического импеданса), «LaRho», «Vp/Vs», и псевдопористости (расчет произведен из куба продольного сейсмического импеданса), способствовавшие выделению потенциально перспективных объектов в терригенных толщах.

Сделаны выводы о перспективности юрского и доюрского комплекса.

Выполненная работа характеризует Нияз А.Т. как сложившегося специалиста, владеющего широким набором компетенций. Работа удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к дипломным проектам и оценивается на 98 % «отлично», а ее заслуживает присвоения степени магистра.

Научный руководитель

PhD, Профессор



Тогизов Куаныш Серикханович

«17» января 2024 г.

РЕЦЕНЗИЯ

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

Нияз Асель Темирханкызы

Специальность 7М07105 " Нефтегазовая и рудная геофизика "

Магистерская диссертация содержит 83 страниц текста, в том числе 4 таблицы, 51 рисунков.

Тема магистерской диссертации «Динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических данных месторождения Култук»

ЗАМЕЧАНИЯ ПО МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

Диссертационная работа на тему «Динамическая обработка и переинтерпретация сейсмических данных месторождения Култук» составлена на основе материалов, собранных во время прохождения производственной практики.

Представляемая работа описывает проведение структурной и динамической интерпретации сейсмических данных и геофизических исследований скважин.

Целевое назначение работы выделения потенциально перспективных объектов в терригенных толщах в ниже-средних юрских отложениях месторождения Култук на базе динамического анализа сейсмического волнового поля.

Диссертационная работа состоит из 6 разделов. В первом разделе даны общие сведения о месторождении. Во втором разделе можно найти геолого-геофизическую изученность. Третий раздел посвящен геологическому строению месторождения. Методика полевых работ представлены в четвертой и в пятой главе интерпретации геофизических материалов. В шестом разделе результаты работ магистерской диссертации.

Приведены характеристики продуктивных горизонтов по скважинам месторождения, синтетические модели для скважин, карты толщин, структурные карты по отражающим и продуктивным горизонтам, анализ упругих свойств и результаты синхронной инверсии до суммирования.

Построены 3Д модели динамической интерпретации VpVs, LaRho, а также рассчитаны кубы когерентности и спектральной декомпозиции.

Из представленной дипломной работы видно, что задачи, поставленные перед автором решены. Представлены результаты в графическом виде.

Оценка магистерской диссертации

По разделам, представленным в магистерской работе и подробному освещению всех аспектов, работа отвечает поставленным требованиям и выполнена на хорошем уровне.

Автор магистерской диссертации может самостоятельно анализировать и обобщать геолого-геофизическую информацию, находить наиболее современные и оптимальные способы решения задач и применения их на практике. Стиль магистерской диссертации и подробное описание решения поставленных задач оценить данную дипломную работу на 95%.

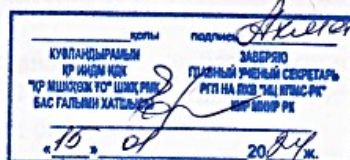
Рецензент

Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник
РГП «Национальный центр по комплексной переработке минерального сырья
Республики Казахстан»


(подпись)

Ахметов Ермек Мауленович

«15» сентября 2024 г.



ISSN 2518-170X (Online)

ISSN 2224-5278 (Print)



«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҰЛТТЫҚ ҒЫЛЫМ АКАДЕМИЯСЫ» РҚБ
«ХАЛЫҚ» ЖҚ

ХАБАРЛАРЫ

ИЗВЕСТИЯ

РОО «НАЦИОНАЛЬНОЙ
АКАДЕМИИ НАУК РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН»
ЧФ «Халық»

NEWS

OF THE ACADEMY OF SCIENCES
OF THE REPUBLIC OF
KAZAKHSTAN
«Halyk» Private Foundation

SERIES
OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

6 (462)

NOVEMBER – DECEMBER 2023

THE JOURNAL WAS FOUNDED IN 1940

PUBLISHED 6 TIMES A YEAR

ALMATY, NAS RK

NAS RK is pleased to announce that News of NAS RK. Series of geology and technical sciences scientific journal has been accepted for indexing in the Emerging Sources Citation Index, a new edition of Web of Science. Content in this index is under consideration by Clarivate Analytics to be accepted in the Science Citation Index Expanded, the Social Sciences Citation Index, and the Arts & Humanities Citation Index. The quality and depth of content Web of Science offers to researchers, authors, publishers, and institutions sets it apart from other research databases. The inclusion of News of NAS RK. Series of geology and technical sciences in the Emerging Sources Citation Index demonstrates our dedication to providing the most relevant and influential content of geology and engineering sciences to our community.

Қазақстан Республикасы Ұлттық ғылым академиясы «ҚР ҰҒА Хабарлары. Геология және техникалық ғылымдар сериясы» ғылыми журналының Web of Science-тің жаңаланған нұсқасы Emerging Sources Citation Index-те индекстелуге қабылданғанын хабарлайды. Бұл индекстелу барысында Clarivate Analytics компаниясы журналды одан әрі the Science Citation Index Expanded, the Social Sciences Citation Index және the Arts & Humanities Citation Index-ке қабылдау мәселесін қарастыруда. Web of Science зерттеушілер, авторлар, баспашылар мен мекемелерге контент тереңдігі мен сапасын ұсынады. ҚР ҰҒА Хабарлары. Геология және техникалық ғылымдар сериясы Emerging Sources Citation Index-ке енуі біздің қоғамдастық үшін ең өзекті және беделді геология және техникалық ғылымдар бойынша контентке адалдығымызды білдіреді.

НАН РК сообщает, что научный журнал «Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук» был принят для индексирования в Emerging Sources Citation Index, обновленной версии Web of Science. Содержание в этом индексировании находится в стадии рассмотрения компанией Clarivate Analytics для дальнейшего принятия журнала в the Science Citation Index Expanded, the Social Sciences Citation Index и the Arts & Humanities Citation Index. Web of Science предлагает качество и глубину контента для исследователей, авторов, издателей и учреждений. Включение Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук в Emerging Sources Citation Index демонстрирует нашу приверженность к наиболее актуальному и влиятельному контенту по геологии и техническим наукам для нашего сообщества.

Главный редактор

ЖУРИНОВ Мурат Журинович, доктор химических наук, профессор, академик НАН РК, президент РОО «Национальной академии наук Республики Казахстан», генеральный директор АО «Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского» (Алматы, Казахстан) **Н = 4**

Ученый секретарь

АБСАДЫКОВ Бахыт Нарикбаевич, доктор технических наук, профессор, ответственный секретарь НАН РК, Институт химических наук им. А.Б. Бектурова (Алматы, Казахстан) **Н = 5**

Редакционная коллегия:

АБСАМЕТОВ Малис Кудысович, (заместитель главного редактора), доктор геологоминералогических наук, профессор, академик НАН РК, директор Института гидрогеологии и геоэкологии им. У.М. Ахмедсафина (Алматы, Казахстан) **Н = 2**

ЖОЛТАЕВ Герой Жолтаевич, (заместитель главного редактора), доктор геологоминералогических наук, профессор, директор Института геологических наук им. К.И. Сатпаева (Алматы, Казахстан) **Н=2**

СНОУ Дэниел, Ph.D, ассоциированный профессор, директор Лаборатории водных наук университета Небраски (штат Небраска, США) **Н = 32**

ЗЕЛЬТМАН Реймар, Ph.D, руководитель исследований в области петрологии и месторождений полезных ископаемых в Отделе наук о Земле Музея естественной истории (Лондон, Англия) **Н = 37**

ПАНФИЛОВ Михаил Борисович, доктор технических наук, профессор Университета Нанси (Нанси, Франция) **Н=15**

ШЕН Пин, Ph.D, заместитель директора Комитета по горной геологии Китайского геологического общества, член Американской ассоциации экономических геологов (Пекин, Китай) **Н = 25**

ФИШЕР Аксель, ассоциированный профессор, Ph.D, технический университет Дрезден (Дрезден, Берлин) **Н = 6**

КОНТОРОВИЧ Алексей Эмильевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАН, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (Новосибирск, Россия) **Н = 19**

АГАБЕКОВ Владимир Енокович, доктор химических наук, академик НАН Беларуси, почетный директор Института химии новых материалов (Минск, Беларусь) **Н = 13**

КАТАЛИН Стефан, Ph.D, ассоциированный профессор, Технический университет (Дрезден, Берлин) **Н = 20**

СЕЙТМУРАТОВА Элеонора Юсуповна, доктор геолого-минералогических наук, профессор, член-корреспондент НАН РК, заведующая лабораторией Института геологических наук им. К.И. Сатпаева (Алматы, Казахстан) **Н=11**

САГИНТАЕВ Жанай, Ph.D, ассоциированный профессор, Назарбаев университет (Нурсултан, Казахстан) **Н = 11**

ФРАТТИНИ Паоло, Ph.D, ассоциированный профессор, Миланский университет Бикокк (Милан, Италия) **Н = 28**

«Известия РОО «НАН РК». Серия геологии и технических наук».

ISSN 2518-170X (Online),

ISSN 2224-5278 (Print)

Собственник: Республиканское общественное объединение «Национальная академия наук Республики Казахстан» (г. Алматы).

Свидетельство о постановке на учет периодического печатного издания в Комитете информации Министерства информации и общественного развития Республики Казахстан № **KZ39VPY00025420**, выданное 29.07.2020 г.

Тематическая направленность: *геология, химические технологии переработки нефти и газа, нефтехимия, технологии извлечения металлов и их соединений.*

Периодичность: 6 раз в год.

Тираж: 300 экземпляров.

Адрес редакции: 050010, г. Алматы, ул. Шевченко, 28, оф. 219, тел.: 272-13-19

<http://www.geolog-technical.kz/index.php/en/>

© РОО «Национальная академия наук Республики Казахстан», 2023

NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan
SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES
ISSN 2224-5278
Volume 6. Number 462 (2023), 145–156
<https://doi.org/10.32014/2023.2518-170X.355>

UDK 553.982.2, 550.8.05

© A.T. Niyaz, K.S. Togizov*, S.A. Istekova, 2023
Satbayev University, 22 Satpaev St., Almaty, Kazakhstan.
E-mail: k.togizov@satbayev.university

SEISMIC DATA DYNAMIC INTERPRETATION IN THE STUDY OF THE LATERAL VARIABILITY OF PETROLEUM BEARING TERRIGENOUS RESERVOIRS

Niyaz Assel Temirkhankyzy — Master's student, Satbayev University
E-mail: aselnzv@gmail.com. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0001-4900-4198>;
Kuanysh Togizov — PhD, Professor, Satbayev University
E-mail: k.togizov@satbayev.university. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-4830-405X>;
Istekova Sara — Doctor of «Geological and Mineralogical Sciences», Professor, Satbayev University
E-mail: istekovy@mail.ru. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-4298-7598>.

Abstract. The article demonstrates the effectiveness of dynamic interpretation of seismic data in the study of terrigenous reservoirs formed under complex mining and geological conditions. Using the example of one of the oil fields, located within the Peri-Caspian oil and gas bearing province, at the junction of two large structural and tectonic elements of the earth's crust - the Peri-Caspian and the North-Ustyurt Depressions, on local structures complicated by numerous faults, the results of detailed seismic studies using modern technologies for processing and interpretation of the field data. Based on reprocessing, dynamic processing and reinterpretation of seismic data previously performed in different years, cubes of attributes PIMP (longitudinal seismic impedance), LaRho, Vp / Vs, and pseudoporosity were obtained and a deep seismic geological model was built, which determined the structural and stratigraphic features of oil and gas complexes in the Jurassic deposits. A comprehensive analysis of seismic and well data with extensive use of the supreme materials on drilling and the analysis results of the reservoir exploration revealed the opportunities to identify new prospective exploration targets in terrigenous strata, to determine the reservoir parameters for recalculating reserves and further adjusting exploration of the reservoir.

Key words: petroleum bearing reservoirs, seismic exploration, geophysical well surveys, dynamic interpretation, attributes, pseudoporosity cube

© А.Т. Нияз, Қ.С. Тоғызов*, С.А. Истекова, 2023

Сәтбаев университеті, Сатпаев көш. 22, Алматы, Қазақстан.

E-mail: k.togizov@satbayev.university

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ БАР ТЕРРИГЕНДІК КОЛЛЕКТОРДЫҢ ЛАТЕРАЛДЫҚ ӨЗГЕРІСТЕРІН СЕЙСМИКАЛЫҚ МӘЛІМЕТТЕРМЕН ЗЕРТТЕУ АРҚЫЛЫ ДИНАМИКАЛЫҚ ТҮСІНДІРУ

Асель Нияз Темірханқызы — магистрант, Сәтбаев университеті

E-mail: aselnzv@gmail.com. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0001-4900-4198>;

Қуаныш Тоғызов — PhD, профессор, Сәтбаев университеті

E-mail: k.togizov@satbayev.university. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-4830-405X>;

Сара Истекова — геология минералогия ғылымдарының докторы, профессор, Сәтбаев университеті

E-mail: istekovy@mail.ru. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-4298-7598>.

Аннотация. Мақалада күрделі геологиялық жағдайларда қалыптасқан терригендік коллекторларын зерттеуде сейсмикалық мәліметтер арқылы динамикалық түсіндірудің тиімділігі көрсетілген. Каспий маңындағы мұнай-газ провинциясының шегінде жер қыртысының екі ірі құрылымдық-тектоникалық элементтері – Каспий маңы және Солтүстік Үстірт ойпаттарының түйіскен жерінде, көптеген жарылыстармен күрделенген жергілікті құрылымдарда орналасқан кен орындарының бірі мысалға ала отырып, деректерді өңдеу және интерпретациялау үшін заманауи технологияларды қолдану арқылы сейсмикалық зерттеулер жүргізілді. Бұрын орындалған сейсмикалық деректерді қайта өңдеу, динамикалық өңдеу және қайта интерпретациялау негізінде PIMP (бойлық сейсмикалық кедергі), LaRho, Vp/Vs және жалған кеуектілік атрибуттарының мәліметтері алынды және тереңдік сейсмикалық геологиялық модель салуға мүмкіндік берді. Юра шөгінділеріндегі мұнай-газ кешендерінің құрылымдық және стратиграфиялық ерекшеліктерін анықтау. Соңғы бұрғылау материалдары қолдана отырып, сейсмикалық және ұңғыма деректерін кешенді талдау және кен орындарын игеруді талдау нәтижелері терригендік қабаттардағы жана перспективті объектілерді анықтауға, коллекторды қайта есептеу және кен орындарын игеруді одан әрі түзету үшін коллектордың параметрлерін анықтауға мүмкіндік берді.

Түйінді сөздер: мұнай және газ коллекторлары, сейсмикалық барлау, ұңғымалардың геофизикалық зерттеулері, динамикалық интерпретация, атрибуттар, жалған кеуектілік кубы

© А.Т. Нияз, К.С. Тогизов*, С.А. Истекова, 2023

Сатпаев Университет, Алматы, Казахстан.

E-mail: *k.togizov@satbayev.university*

ДИНАМИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЛАТЕРАЛЬНОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Асель Нияз Темирхановна — магистрант «Нефтегазовая и рудная геофизика», Satbayev University, Алматы Казахстан

E-mail: *aselnzv@gmail.com*. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0001-4900-4198>;

Куаныш Тогизов — PhD, профессор Satbayev University, Алматы Казахстан

E-mail: *k.togizov@satbayev.university*. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-4830-405X>;

Сара Истекова — доктор геолого-минералогических наук, профессор Satbayev University, Алматы Казахстан

E-mail: *istekovy@mail.ru*. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-4298-7598>.

Аннотация. В статье демонстрируется эффективность динамической интерпретации сейсмических данных при изучении терригенных коллекторов, сформировавшиеся в сложных горно-геологических условиях. На примере одного нефтяного месторождения, расположенного в пределах Прикаспийской нефтегазоносной провинции, на стыке двух крупных структурно-тектонических элементов земной коры – Прикаспийской и Северо-Устюртской впадин, на локальных структурах, осложненных многочисленными разломами проанализированы результаты детальных сейсмических исследований с применением современных технологий обработки и интерпретации полевых данных. На основе переобработки первичных данных, динамической обработке и переинтерпретации выполненных ранее в разные годы сейсмических данных получены кубы атрибутов PIMP (продольный сейсмический импеданс), LaRho, Vp/Vs, и псевдопористости и построена глубинная сейсмогеологическая модель, которая позволила определить структурные и стратиграфические особенности нефтегазоносных комплексов в юрских отложениях. Комплексный анализ сейсмических и скважинных данных с широким использованием последних материалов бурения и результатов анализа разработки месторождения позволили выделить новые перспективные объекты в терригенных толщах, определить параметры коллекторов для переподсчета запасов и дальнейшей корректировки разработки месторождения.

Ключевые слова: нефтегазоносные коллекторы, сейсморазведка, геофизические исследования скважин динамическая интерпретация, атрибуты, куб псевдопористости

Introduction

At determining design parameters for hydrocarbon deposits calculation characterized by a complex geological structure, these parameters may cause issues due to their

strong variability in area and depth. It is known that a comprehensive interpretation of seismic and well data includes development of structural-tectonic models (kinematic interpretation) and studying the properties and structure of productive formations in terms of the area and interwell space (dynamic interpretation) (Votsalevsky, 1999 a, 1993 b). The physical basis of dynamic interpretation is that the seismic waves attributes used are associated with the rocks properties: reflection amplitudes are associated with contrasts of acoustic rigidities at the boundaries of layers, frequencies are associated with the thickness of layers and their lithological composition, phases respond to the nature of interlayering: wave extrema are associated with contrasting boundaries, while the phase shift of the reflection is due to interference from the interlayer thickness (Aliakbar, 2023: 9).

At the stage of dynamic interpretation, considering the differentiation of elastic properties of sedimentary complexes, it is possible to predict reservoir properties and fluid saturation based on the detailed seismic data in the areas remote from drilled wells. The use of up-to-date methods of the dynamic wave field analysis allow obtaining the acoustic parameters of target formations with sufficiently high accuracy and to establish reliable correlations between the predicted acoustic and capacitive parameters of reservoirs over the entire distribution area of the productive horizons (Daukeev, 2002; Tileuberdi, 2021: 7). Nowadays, there are new advances in seismic interpretation packages that include advanced structure-based cube filtering technologies to improve the imaging of thin faults and linear discontinuities. For example, such technologies as the preliminary application of a tilt control cube, fault enhancement filters, which application is followed by an enhancement of seismic attributes of faults (similarity, curvature, coherence) and provide better visualization of fault lineaments and subtle heterogeneities. The development of Schlumberger Software is known as "Ant tracking" for emphasizing faults, cracks and other linear discontinuities within the seismic cube.

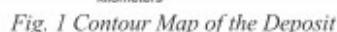
Linking productive intervals identified according to drilling and well log survey (WLS) with the results of dynamic interpretation of seismic data, tracking linked data by area, detailed description of the oil and gas deposits parameters (dimensions, estimated area, reservoir properties), at the present stage of study, are becoming increasingly important, especially in severe mining and geological conditions of the hydrocarbon deposit formations.

The statistical analysis of the elastic properties of the formations exposed in wells is carried out to assess the accuracy of the reservoir quality forecast and to identify the degree of risks associated with the uncertainty of the geophysical methods and geological conditions, and its results are used for probabilistic prediction and classification of lithology and fluids based on synchronous inversion of seismic and well data (Yilmaz, 2001; Nanda, 2016).

Materials and principal methods

Characteristics of the initial data. Reprocessing, dynamic processing and reinterpretation of seismic data with the use of the recent results obtained from drilling and development carried out at the Kultuk deposit in order to obtain data for recalculating reserves.

The deposit has been formed on local uplifts, which owe their formation to numerous faults, most likely of strike-slip origin, and is located at the junction of large structural-tectonic elements of the earth's crust - the Peri-Caspian and the North-Ustyurt Depressions, and the location of the faults along the NE-SW strike may indicate the presence here of a right-hand horizontal shift in the foundation. The initial idea that the deposit is an integral reservoir confined to a single anticlinal structure, even taking into account its block structure, was not confirmed by results of drilling. Within the Kultuk deposit according to drilling data, seismic surveys, WLS complex and sampling, the established were the oil-saturated reservoirs in the horizons U-I (A and B beds) and U- VII in Middle Jurassic deposits (Bajocian and Callovian productive horizons). The deposits are limited by tectonic disturbances; according to the type of reservoir they are classified as strata, domed, tectonically and lithologically shielded.



Research methodology. 3D CDPM field seismic surveys were carried out on the deposit area and its surroundings, resulting in a cube in the time domain. The study area is characterized by complex surface conditions and is divided into land, shallow water with a water depth of up to 2 m and the sea part (Fig. 2).

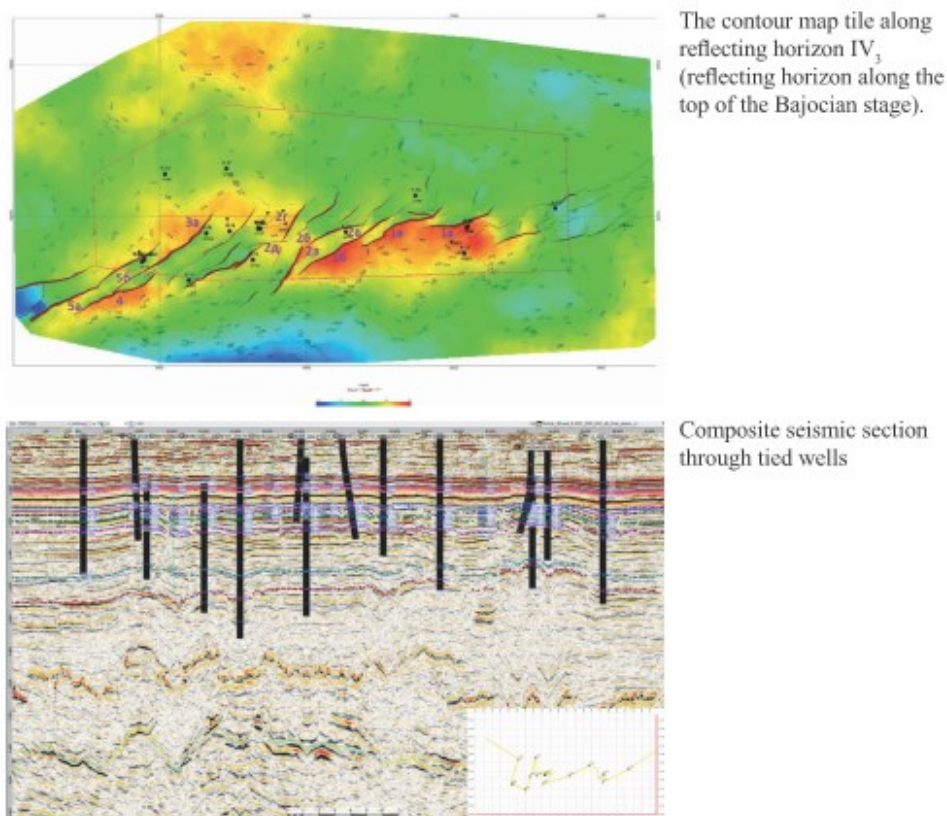


Fig.2. Results of seismic studies of the study area

The first processing of 3D seismic data was carried out using the pre-stack time migration technique. The quality of this processing is satisfactory for preliminary contour mapping of the main seismic horizons. However, it was not sufficient for dynamic analysis and prediction of lateral changes in the properties of productive intervals. The main disadvantage of this processing was the presence of multiples and peg-leg multiples background in the target Jurassic interval of the section. Especially many multiple waves were observed in the middle and lower parts of the Jurassic section, so even the structural interpretation of horizons in the Middle Jurassic and the top of the Triassic was difficult and ambiguous. Inadequate lateral equalization of amplitudes had a strong impact on the dynamics of reflections.

To eliminate the above problems, the work was carried out on reprocessing, dynamic processing and reinterpretation of seismic data to the extent necessary to prepare data for reserve recalculation with the use of the latest drilling materials and development analysis. Data processing for dynamic interpretation (RESOP) was aimed at the improvement of the quality and resolution of the outcomes of inversion technologies and the mission-specific processing prior to summation and optimization of the final angle stacks at the input of dynamic inversion.

The basic composition of the processing procedures was aimed at: suppressing residual interference, straightening the hodographs of reflected waves in the maximum range of offsets, processing the signal shape taking into account the effects of dispersion and absorption, while maintaining the natural gradient of signal amplitudes with offset.

As is known, the shape of a seismic pulse changes with increasing distance from the shot point (SP-RP). This is due both to physical phenomena that arise when an acoustic pulse passes through rocks (amplitude absorption and dispersion effects) and to the presence of residual interference at some distance ranges. In addition, the effect of “stretching” the pulse at long distances (at large angles of incidence) arose, when introducing kinematic corrections. The main task of this processing stage was to compensate (at least partially) these effects. To solve this problem, the ODSC (Offset Dependent Spectral Correction) procedure was used. At the first stage, the shape of the seismic pulse, characteristic of each angle of incidence, was assessed. Next, a reference angle is selected and filters are calculated that bring the spectrum of each angle to the reference angle, i.e. for each angle, one filter was applied to the entire area, thereby making no changes over the area, preserving the anomalies of interest (Fig. 3.).



a – before the correction filter.; b - after the correction filter.

Fig. 3. Analysis of frequencies depending on offset before and after applying the correction filter

Data processing, carried out while preserving true amplitudes in a wide frequency range, provided the necessary signal-to-noise ratio and resolution, allowing to solve the assigned geological problems. The use of 3-dimensional selections and corresponding procedures to take into account the volumetric nature of noise when constructing interference models had a positive effect. Noise reduction was tested in different parts of the area, in different sortings (cross-spreads, CMP, general vector plans) and the optimal noise reduction parameters were selected for the entire area. Noise models were subtracted using a state-of-the-art adaptive subtraction algorithm.

During processing, a wide frequency range was preserved for further dynamic interpretation (inversion transformations, etc.). Three iterations of velocity analysis with the account of the interval velocity inversions, as well as high-precision automatic velocity analysis at the final stage, allowed to obtain a high-quality velocity model. Two iterations of accounting residual static corrections and additional residual statics for the

first arrivals were performed, which contributed to improving the structural geometry. At the final stage, special data processing was performed for the purposes of dynamic interpretation.

The analysis resulted in the following cubes:

- 1) Coherence cube. Used for tectonic analysis.
- 2) Spectral decomposition. It was used both for tectonic analysis and for identifying geological bodies (paleochannels, etc.).
- 3) A set of instantaneous attributes (amplitude, frequency, phase, sweetness).

To assess filtration and capacitance properties, the most used were the results of synchronous inversion.

Specialized dynamic processing was carried out using *the method of full synchronous inversion before* summation with the output of all properties I_p , I_s , ρ , V_p , V_s , V_p / V_s , Poisson's and Lamé's ratios. Specialized processing included the following procedures:

- additional noise suppression (if necessary).
- correction of the frequency spectrum of the signal depending on the distance; obtaining angle stacks;
- quality control;
- recording of angle stacks in SEG - Y format;
- alignment of the signal shape with offset.

Inversion based on the PMLP maximum likelihood algorithm was widely used, as well as post-stack processing technologies aimed at improving the quality of interpretation for identifying thin layers and faults.

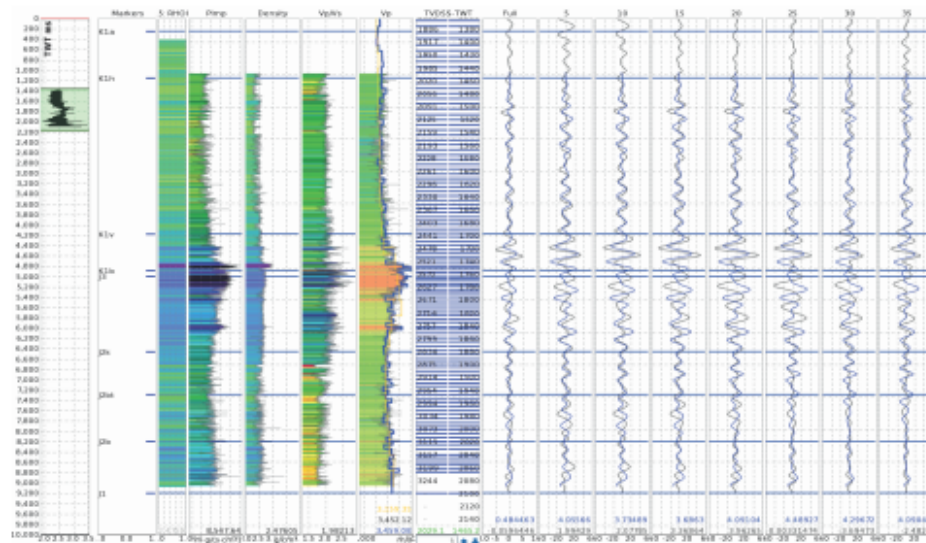
At the Kultuk deposit, the productive intervals of the target Jurassic horizon are connected by thin layers of sand reservoirs. Therefore, the Seismic Spectral Bluening (SSB) method was used, aimed at enhancing attenuated and masked high frequencies from the entire dynamic range of the seismic record. Post-processing of the seismic cube using the "Structure-Based Filtering of the Total Cube by Integrating Various Seismic Fracture Attributes" method is used to enhance subtle structural features of the wave field to identify thin faults and fractures with offset amplitudes below the resolved capability of the seismic data.

Combining the results of seismic inversion and information about the elastic characteristics of the medium at well points, both a qualitative and quantitative forecast of the effective parameters of the studied formations was made in two-dimensional and in three-dimensional versions, with a probabilistic assessment of the obtained forecast. In addition, all geological and geophysical materials obtained from previous studies were used to clarify the geological structure of the work area, to identify prospective exploration targets and to determine calculation parameters.

The quantitative interpretation of seismic data (dynamic interpretation) is based on petrophysical statistical modeling to determine the characteristics and relationships of combinations of lithology and fluid saturation depending on the rock type, fluid content, quality and depth of the reservoir. Subsurface trend analysis is a standard part of the petrophysical research workflow.

Trends in the rock elastic properties as a function of depth were determined using

logging information. To do this, the petrophysical lithological models were previously interpreted, fluid replacement was performed and shear wave velocity information was modeled for three wells with the most modern logging records. The elastic property trends were developed through a detailed interpretation of the log data, when finite intervals (i.e., extreme values) were picked, scaled, and plotted on a cross-relationship diagram. The finite elements were determined to be the purest examples of the lithology present based on the interpretation of all relevant logs. This is indirectly based on mineralogy (Fig. 4).



Blue trace is synthetic, black is seismic trace of angle stack

Fig.4. Result of linking well data and angle stacks

Depth-dependent finite elements of elastic property trends, which reflect mean and inherent scatter values, were calculated from summary elastic property plots. These trends were further used to probabilistically model various lithology-fluid combinations, test the sensitivity of important variables, and evaluate discrimination in rock properties and seismic attributes. The use of finite elements and the structuring of a depth-dependent parameter model is critical to quantifying the spread parameters of the resulting properties, and it is also important to understand the range of seismic responses (and associated inversion derivatives) that can be observed. Finite element fluid properties have also been analyzed for use in fluid replacement studies using the Gassmann principle, where the elastic response is modeled for different fluid saturation scenarios rather than using actual fluid data (Keshavarazian, 1985; Saiidi, 1979; Umemura, 1974).

The modeling results made it possible to establish that for the analyzed deposit, clays and sandstones have a similar range of longitudinal wave speed and longitudinal impedance, from which we can conclude that the presence of longitudinal impedance

is not enough for the attribute analysis. Even hydrocarbon-saturated intervals have the same range. But the V_p/V_s ratio has more ability to discriminate between clays and sandstones, and at best can be an indicator of fluids. As a result, to analyze the physical properties of rocks at the Kultuk site, the inversion attributes V_p/V_s and $LaRho$, as well as the calculated pseudoporosity cube Kpo , obtained as a derivative of the inversion attributes, were used.

The basis for the geological justification of the dynamic interpretation of seismic data was sedimentological models and facies maps obtained during the detailed sedimentological analysis of the study area. To map the boundaries of the distribution of the identified facies in the inter-well space, the applied were the widely used methods of section classification according to the routing shape, analyzing the dynamic characteristics of the section, frequency decomposition cubes, as well as seismic inversion. The seismic inversion allowed to obtain the most reliable idea of the structure of the strata being studied.

The obtained results of the dynamic analysis of seismic signals afforded to forecast reservoir properties and fluid saturation at certain distances from drilled wells. At the same time, the accuracy was assessed for this forecast and the risks associated with the uncertainty of the geophysical methods themselves (remote sensing data used, seismic exploration) and the geological conditions (drilling results). The statistical analysis of the rocks elastic properties exposed in wells was carried out for this purpose, its results were used for probabilistic prediction and classification of lithology and fluids based on the results of synchronous inversion.

Results

The geometry of geological bodies and their possible reservoir properties were obtained as a result of interpretation based on a comparison of the pseudoporosity attribute section with the RMS and coherence sections within the sediments of the Bajocian and Callovian-Bathonian complexes of the Middle Jurassic. Sections of the *Bajocian complex of Middle Jurassic rocks* quite contrastingly displayed some isometric geological bodies, in the western and eastern parts of the sections under consideration, which, apparently, are the flow complexes (the possible direction is indicated by arrows). Since the conditions of sedimentation and the direction of possible sediment transport within this complex of rocks (Bajocian complex) differ from the previously described conditions expressed in the Callovian and partially Bathonian complexes, it is permissible to assume that the main tectonic development of the Middle Jurassic complex, which led to the partial erosion of the Callovian deposits, occurred later and in age comparable to the Callovian-Bathonian time, which in turn proves the syndimentary nature (in relation to the complex of Callovian-Bathonian deposits) of tectonic disturbances. The direction of sediment transport, within the stratigraphic unit under consideration, is both in the southern - southwestern and eastern - southeastern directions (possible flow deposits). "Warm" colors on a section based on the pseudoporosity attribute indicate relatively increased (improved) reservoir properties, which allows a more accurate approach to identifying relatively potential areas within the horizon under consideration, in conjunction with the current structural geometry, of course. Figure 5, as an example,

shows a comparison of a section fragment based on the pseudoporosity attribute and well data. In this case, fragments of GWL tablets for two wells are presented. According to the pseudoporosity section, well 1 falls into the zone of improved reservoir properties, which in turn is associated with the flow complex (temporary flow). This body can also be traced on the plot of well 1. Well 2, as per section of the pseudoporosity attribute, falls in the area of deteriorated reservoir properties, which apparently indicates that the well is located outside of this flow complex. Well 2 tablet confirms this fact, due to the absence of an incised rock complex.

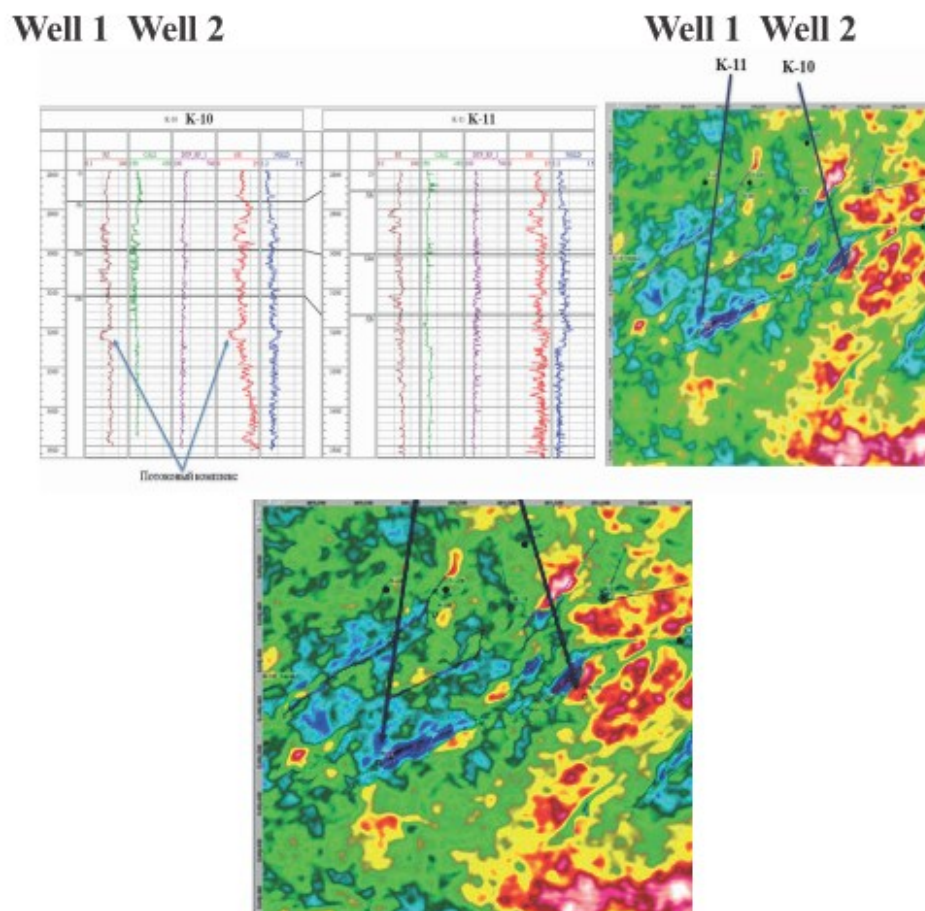


Figure 5. Comparison of a section fragment of the pseudoporosity attribute and well data

Conclusion

The seismic exploration methods are the main information base in the preparation and justification of promising objects, determining the optimal placement of design deep wells and often assessing the properties of reservoirs. In this regard, application of the

innovative technologies in processing and interpretation of seismic data (2D and 3D - CDP) at the present stage of study is becoming of great importance. The efficiency of applying the most modern seismic data processing techniques, special noise reduction procedures, velocity analysis, recent developments in interpolation of missing data and adaptive subtraction of noise models from data allowed us to achieve good results.

Currently, in Kazakhstan, the innovative technologies in the processing and interpretation of seismic data (2D and 3D - CDP) are widely used in studying gas-and-oil bearing reservoirs. Modern seismic exploration integrated with well data, based on establishing the relationship between petrophysical parameters and seismic attributes, allows to obtain the necessary information on the lateral and vertical variability of the oil and gas reservoirs, which serves as the basis for the detailed three-dimensional geological modeling and identification of productive horizons with improved reservoir properties.

REFERENCES

- Aliakbar M., Istekova S., Togizov K. & Temirkhanova R. (2023). Geological structure and oil-and-gas occurrence of Prorva group of the southern deposits of the Caspian depression in terms of geophysical information. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (3), — 11–19. — <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-3/011>.
- Daukeev S.Zh., Votsalevsky E.S., Paragulgov Kh.Kh. and others (2002). "Deep Structure and Mineral Resources of Kazakhstan." Oil and gas. — Volume three. — Almaty, — 2002
- Keshavarazian M. and Schnobrich W.C. (1985b). Inelastic analysis of coupled shear walls. *Earthquake Engineering and Structural Dynamics*
- Nanda N.C. (2016). Seismic data interpretation and evaluation for hydrocarbon exploration and production. A Practitioner's guide. — Springer, — 2016.
- Saiidi M. and Sozen M.A. (1979). Simple and complex models for non-linear seismic response of reinforced concrete structures. *Structural Research Series 465*, Civil Engineering Studies, University of Illinois, Urbana, Ill.
- Tileuberdi N., Zholtayev G.Zh., Abdeli D.Zh. & Ozdov S.M. (2021a). Investigation of drainage mechanism of oil from pores of oil saturated rocks using nitrogen at the laboratory condition. *SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES*, — 5(449), — 146–152. — <https://doi.org/10.32014/2021.2518-170x.108>.
- Umemura H., Aoyama H. and Takizawa H. (1974). Analysis of the behaviour of R/C structures during strong earthquake based on empirical estimation of inelastic restoring force characteristics of members. In *Proceedings of the 5th World Conference on Earthquake Engineering*, Rome, — Italy, — June 1973. — Ministry of Public Works, Rome, Italy. — Vol. 2
- Votsalevsky E.S., Bulekbaev Z.Ye., Iskuzhiev B.A. and others. (1999). *Directory of Oil and Gas Deposits of Kazakhstan*, — Almaty, — 1999.
- Votsalevsky E.S., Kuandykov B.M., Bulekbaev Z.Ye. and others (1993). *Oil and Gas Deposits of Kazakhstan. Directory*. — M.: Nedra, — 1993, — 247 p.
- Yilmaz O. (2001). *Seismic data analysis. Processing, inversion and interpretation of seismic data*. — Volume I. — Society of exploration geophysicists, — 2001.