

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

Нұрғалымұлы Асылбек

Исследование геологического строения и поиски перспективных
нефтегазовых объектов на месторождении Кара-Арна на основе проведения
сейсморазведочных работ МОГТ-2D, МОГТ-3D

Специальность 5B070600 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой Геофизики
доктор геол.-минер. наук, профессор

 Абетов А.Е.
" 21 "  2019г.

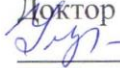



ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: "Исследование геологического строения и поиски перспективных
нефтегазовых объектов на месторождении Кара-Арна на основе проведения
сейсморазведочных работ МОГТ-2D, МОГТ-3D"

по специальности 5B070600 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Выполнил

Нұрғалымұлы Асылбек
Научный руководитель
Доктор Phd
 Умирова Г.К.
" 21 "  2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

5B070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

УТВЕРЖДАЮ

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

 Абетов А.Е.
" 21 " май 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающимся Нұрғалымұлы А.

Тема: " Исследование геологического строения и поиски перспективных нефтегазовых объектов на месторождении Кара-Арна на основе проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D, МОГТ-3D "

Утверждена приказом Ректора Университета №1168-б от "17" октября 2018г.

Срок сдачи законченной работы "22" май 2019 г.

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

Краткое содержание дипломной работы:

а) общие сведения о месторождении (геолого-геофизическая характеристика месторождения, геолого- геофизическая изученность, тектоника, стратиграфия, нефтегазоносность);

б) методика проведения 3D сейсморазведки;

в) обработка и интерпретация данных 3D сейсморазведки;

Перечень графического материала: представлены 20 слайдов презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: Воцалевский Э. С., Булекбаев З. Е., Искужиев Б. А. и др. Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». Алматы, 1999

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов		Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геолого-геофизическая характеристика месторождения. Нетегазоносность		03.03.19	Выполнено
Методика и объемы проектируемых сейсморазведочных исследований		20.03.19	Выполнено
Обработка сейсмических материалов		07.04.19	Выполнено
Интерпретация сейсмических материалов		20.04.19	Выполнено

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Исследование и поиски перспективных нефтегазовых объектов на месторождении Кара-Арна на основе проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D, МОГТ-3D	Г.К. Умирова Доктор Phd	21.05.19	
Комплексная геолого-геофизическая изученность	Г.К. Умирова Доктор Phd	21.05.19	
Контроль за разработкой	Г.К. Умирова Доктор Phd	21.05.19	
	Аблесенова З.Н. нормоконтролер	20.05.2019	

Научный руководитель

Умирова Г.К.
подпись

Задание приняли к исполнению обучающиеся

Нұрғалымұлы А.
подпись

Дата

" 21 " мая 2019 г.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа посвящена рассмотрению возможностей проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D на площади Кара Арна в решении задач определения структурно-тектонического строения отложений нижнетриасового и верхнепермского комплекса, а так же определения залегания надсолевых и подсолевых отложений.

Показаны геологические материалы (тектоника, нефтегазоносность и стратиграфия). Обобщены и проанализированы геолого-геофизические материалы проведенных работ в этом районе.

Интерпретированы геологические и геофизические материалы, собранные во время прохождения преддипломной практики, и на основании этих результатов сделан анализ возможностей сейсморазведочных работ МОГТ 3D.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыс Қара Арна алаңында МОГТ 3D сейсморлау жұмыстарын жүргізу мүмкіндігін қарастыруға арналған, төменгі қатпарлы және жоғарғы қатпарлы кешен шөгінділерінің құрылымдық-тектоникалық құрылымын анықтау, сонымен қатар тұзүсті және тұзасты шөгінділердің жатуын анықтау.

Геологиялық материалдар (тектоника, мұнайгаз және стратиграфия) көрсетілген. Осы ауданда жүргізілген жұмыстардың геологиялық-геофизикалық материалдары жинақталып, талданды.

Диплом алдындағы практикадан өту кезінде жиналған геологиялық және геофизикалық материалдар талданды және осы нәтижелер негізінде МОГТ 3D сейсморлау жұмыстарының мүмкіндіктеріне талдау жасалды.

ANNOTATION

The diploma work is devoted to examining the possibilities of seismic exploration of the method of a common depth point 3D on Kara Arn Square in solving problems of determining the structural and tectonic structure of the sediments of the Lower Triassic and Upper Permian complex, as well as determining the occurrence of oversalt and subsalt deposits.

Geological materials (tectonics, oil and gas potential and stratigraphy) are shown. The geological and geophysical materials of the work carried out in this area are summarized and analyzed.

Geological and geophysical materials collected during the pre-diploma practice were interpreted, and on the basis of these results, an analysis of the capabilities of seismic exploration work was performed using the method of a common depth point 3D.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общие сведения о месторождении	9
2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения	11
2.1 Геолого-геофизическая изученность	11
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика	11
2.3 Тектоника	12
2.4 Нефтеносность	13
3 Методика полевых работ	16
3.1 Площадь работ и статистика 3D	16
3.2 Методика разбивки профилей	16
3.3 Последовательность отработки участка 3D	17
3.4 Планирование и контроль 3D съемки	17
3.5 Фактические карты кратности и атрибуты бинов	18
3.6 Список оборудования и программного обеспечения планирования 3D	18
3.7 Методика и техника работ по изучению ВЧР	18
3.8 Буровзрывные работы	19
3.9 Приемка, контроль качества и полевая обработка сейсмических материалов	20
3.10 Глубинная миграция	22
4 Интерпретация материалов	25
4.1 Исходный материал и создание базы данных для интерпретации	25
4.2 Корреляция отражающих горизонтов и тектонических нарушений	26
4.3 Анализ прогнозной эффективности применения AVO инверсии	29
4.4 Расчет сейсмической инверсии	30
Заключение	32
Приложение А	33
Приложение Б	34
Приложение В	35
Приложение Г	36
Приложение Д	37
Приложение Е	39
Приложение Ж	40
Приложение И	41
Приложение К	42
Приложение Л	43
Список использованной литературы	44

ВВЕДЕНИЕ

Дипломная работа выполнена на тему "Возможности проведения сейсморазведки 3D на площади Кара-Арна»

Сейсморазведочные работы 3D выполнялись для изучения геологического строения четвертичных, палеогеновых, меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений на месторождении Кара Арна.

В последние годы на Западе, в России и Казахстане (компании Chevron, Техасо, BP, BG, Lukoil, Hurricane Hydrocarbons, Askom Interoil, ЭмбаКазахОйл, КаракудукМунай) при уточнении геологического строения разведываемых либо уже разрабатываемых месторождений нефти и газа получила широкое распространение площадная (трехмерная) сейсмическая съемка (3D). Как показывает опыт, применение в различных районах сейсморазведки 3D позволяет получить значительную экономию в количестве скважин, необходимых для решения разведочных или эксплуатационных задач. Если успешность бурения по данным 2D составляет 30%, то по данным 3D она в два раза выше. А уплотнение систем 3D позволяет еще поднять эту успешность на 30% (то есть от 50%-60% до 80%). Это привело к тому, что на Западе банковские кредитования для бурения скважин могут получить только те нефтяные компании, которые обосновывают свои работы по результатам сейсмической съемки 3D.

Преимущество съемки 3D со стороны получаемых геологических результатов заключается:

- 1) в определении истинных углов падения пластов;
- 2) в получение большей информации о стратиграфии (по данным изменения амплитуд сейсмического поля по площади);
- 3) в построении карт коллекторских свойств (пористости, соотношения песчаников и глин и т.п.);
- 4) в улучшении картирования разломов (оконтуривании резервуаров);
- 5) в лучшей пространственной разрешенности;
- 6) в понижении эксплуатационного риска (особенно на малых изолированных объектах, таких как рифы). Некоторые компании сообщают об успехах, оцениваемых выше 75%.

Обычно препятствием к проведению съемки 3D в Казахстане служит предубеждение о дороговизне этой съемки. Однако при этом совсем не учитывается значительно меньшая стоимость этих работ по отношению к стоимости сэкономленных в результате их проведения буровых скважин. Стоимость 3D надо сравнивать со стоимостью сухих скважин, со стоимостью 2D плюс бурение гораздо большего числа скважин, поскольку процент успешности бурения по данным 2D в два раза ниже, чем по данным 3D.

В данной работе описывается геологическое строение района, тектоника и стратиграфия. Приведены данные о физических свойствах горных пород. Показаны данные о работах, проводимых на данной территории в течение

последних 20 лет. Подробнее описаны работы, проводимые сейсморазведочными партиями в прошлые годы. Большое внимание уделено использованию новейшей сейсморазведочной аппаратуры и методике проведения работ. Описана методика работ МОГТ и МПВ. Описанию графа обработки и методике построения глубинного разреза посвящена глава интерпретации геофизических данных. Особое место в дипломе уделено рассмотрению возможностей применения сейсморазведочных работ МОГТ-3D для дальнейшего исследования геологического строения территории, доизучения и уточнения нефтегазоперспективных объектов.

Дипломная работа снабжена цветными иллюстрациями и графическими приложениями, выполненными с учетом норм и правил по составлению дипломных работ.

1 Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение Кара-Арна расположено в Каратон-Тенгизской нефтегазоносной зоне в 150 км к юго-востоку от г.Атырау. По административному делению оно находится на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан (рисунок А.1).

Ближайшим населенным пунктом является поселок Каратон, расположенный в 30 км к северу от месторождения Кара-Арна. Районный центр г.Кульсары расположен в 90 км к северо-востоку от месторождения.

Связь месторождения Кара-Арна с населенными пунктами Косшагыл, Кульсары и г.Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

В орографическом отношении район площади представляет собой пустынную равнину с абсолютными отметками рельефа около 25м ниже уровня Балтийского моря. Западная часть района имеет незначительный уклон на запад в сторону Каспийского моря и в период западных ветров заливается морской водой. Покровный слой этой площади состоит из известняка-ракушечника. Восточная часть её расчленена многочисленными ериками и сорами на относительно возвышенные участки, вытянутые в меридиональном направлении.[1]

Климат района резко континентальный. Зимы суровые, малоснежные с сильными ветрами, температура в январе-феврале достигает минус 30 С_о. Температура летом изменяется от плюс 25 С_о до плюс 45 С_о. Среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 160 мм.

В экономическом плане район благоприятный, с развитой инфраструктурой. На территории района расположены 2 нефтегазодобывающих предприятия "Кульсарымунайгаз" и "Прорвамунайгаз" принадлежащих ЗАО НК "КазМунайГаз" и ТОО "Тенгизшевройл" со своими структурными подразделениями. (рисунок А.2).

По территории района проходят действующие нефтепроводы, газопроводы и водоводы:

- магистральнй газопровод Срединя Азия –Центр;
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары- Атырау- Новороссийск;
- нефтепровод Узень- Кульсары- Атырау- Самара;
- водопровод Астрахань- Мангышлак.

Снабжение питьевой водой района осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускийми областными и районными электрическими сетями.

2 Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Геолого–геофизическая изученность

На основании утвержденных запасов в 1962 г ЦНИЛ была составлена "Предварительная технологическая схема разработки нефтяных горизонтов месторождения Кара-Арна" ЦНИЛ.

В 2002г институтом ОАО НИПИ "Каспиймунайгаз" был составлен "Пересчет запасов нефти месторождения "Кара-Арна" по состоянию изученности на 01.01.2002 г. утвержденный в ГКЗ РК (протокол №168 – 02 – У от 08.08.2002г).

В 2005 г. АО НИПИ "Каспиймунайгаз" был составлен "Уточненный проект разработки нефтяного месторождения Кара-Арна" который был утвержден протоколом ЦКР РК (протокол №33 от 09.06.2005).

Проектом были выделены три эксплуатационных объекта разработки:

I объект разработки – сеноманский горизонт южного поля;

II объект разработки – нижнеальбский горизонт южного поля;

III объект разработки – аптский горизонт южного и северного полей.

В 2007 г. был составлен "Авторский надзор" по состоянию на 01.01.07г, в котором в связи с превышением фактической добычи нефти над проектной более чем на 30%, при меньшей обводненности, были уточнены проектные технологические показатели разработки на период 2007-2008 гг. "Авторский надзор" был утвержден протоколом ЦКР РК (протокол №42 от 13.04.2007 г.).

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Пробуренными скважинами на месторождении Кара-Арна вскрыты и изучены отложения от кунгурского яруса нижней перми до современных включительно.

Отложения кунгурского яруса представлены каменной солью, перекрытой сравнительно маломощной толщей карбонатно-сульфатных гидроксидных осадков (кепрока).

Мезозойский комплекс отложений, относящихся к триасовому, юрскому и меловому периодам, преимущественно сложены терригенными песчано-алевритово-глинистыми породами, за исключением верхнемеловых осадков мелководно-морского генезиса, представленных в основном карбонатными, глинисто-карбонатными образованиями. [3]

Ниже в таблице приведены сведения о стратиграфии надсолевых отложений и их вскрытых скважинами на площади месторождения максимальных толщинах (таблица А.1).

2.3 Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Кара-Арна представляет собой двукрылое антиклинальное поднятие с глубокопогруженным соляным ядром. В плане соляной массив как бы перекручен, имеет удлиненно-овальное очертание, у которого в южной части крутым склоном является западный, а в северной части восточный.

Поперечные сбросы более крутопадающие, чем продольные, амплитуда их в пределах 80-100 м.

Все сбросы являются нормальными, т.е. сбросами растяжения и тяготения, амплитуды которых растут с глубиной, а также от периферии к центру структуры.

Надсолевой комплекс осадочных отложений солянокупольной структуры Кара-Арна, описываемой системой сбросов разбит на 3 основных структурных элемента: восточное - приподнятое, западное - опущенное крылья и грабен между ними.

Восточное крыло сбросом F4 делится на северное и южное поля, а посредством сброса F1 крыло осложняется тремя небольшими приграбеновыми ступенями (приложение 1).

Западное крыло сбросом F3 делится на северное - приподнятое и южное - опущенное поля, а сбросами f11, f12 крыло так же осложняется двумя приграбеновыми ступенями.

Грабен вытянут в меридиональном направлении через весь соляной массив и по данным сейсморазведки является продолжением грабена, проходящего через купола Агнияз, Тажигали. На северном поле западного крыла имеются два нефтяных горизонта, приуроченные к основаниям аптского и сеноманского ярусов.

Южное поле западного крыла является самым крупным структурным элементом, занимает наибольшую площадь и содержит основную часть разведанных запасов нефти. В разрезе его установлены, разведаны и разрабатываются три нефтяных залежи в меловых отложениях, приуроченные к основаниям аптского, нижнеальбского и сеноманского ярусов.

Эксплуатационное бурение производилось в основном на южном поле западного крыла, а северное поле пробурено незначительными количествами скважин. Оно в целом подтвердило геолого-тектоническую модель и строение залежей, полученных по данным поисково-разведочного бурения. В целом отмечается соответствие структурных планов по различным стратиграфическим реперам. С глубиной увеличиваются амплитуда структуры и углы падения пластов. Отмечается также наличие перерывов в осадконакоплении различной интенсивности от юры до палеогена включительно. Описанные особенности свидетельствуют об унаследованном развитии и формировании структуры.

2.4 Нефтеносность

Нефтеносные залежи на площади Кара-Арна выявлены структурно-поисковыми скважинами (1956-1957 гг.), оконтурены, разведаны и подготовлены к промышленной разработке глубоким разведочным бурением (1957-1961 гг.).

В результате проведенных поисково-разведочных работ в разрезе месторождения установлено наличие 6 нефтяных залежей, приуроченных к терригенным осадкам апта, нижнего и верхнего альба, сеномана, представляющим базальные песчаные пласты, залегающие в низах указанных ярусов. Из них основные 3 залежи – аптская, нижнеальбская и сеноманская приурочены к южному полю западного крыла, две очень мелкие - аптская и сеноманская - к северному полю и одна мелкая верхнеальбская залежь с забалансовыми запасами - к восточному крылу структуры.

Аптский нефтеносный горизонт (южное поле западного крыла).

Из структурной карты по кровле горизонта видно, что залежь представляет собой полуантиклиналь, вытянутый в меридиональном направлении, с востока и северо-востока срезана сбросом грабена. В восточной сводовой части залежи малоамплитудным сбросом, затухающим в толще верхнеальбских отложений, образована приграбеновая ступень, названная восточным блоком.

Пласты-коллекторы аптского горизонта представляют собой базальную толщу песчаников и уплотненных песков, приуроченную к подошве апта, характеризуются повсеместным распространением по площади месторождения. В целом литологический состав пород, слагаемых продуктивной горизонт, представлен мелкозернистыми песками, алевролитами, переслаивающимися с прослоями глин, песчаников и алевролитов. Песчано-глинистая пачка состоит из 1-3 реже 4 пластов коллекторских пород, коэффициент расчлененности по горизонту изменяется от 1 до 5. В отдельных участках пласты, и пропластки коллекторов, сливаясь между собой, образуют единый пластовый резервуар толщиной до 19 м. Зоны слияния развиты, в основном, в центральной присводовой и южной частях залежи. Коэффициент слияния составляет 0,46.

Покрышкой горизонта является черные плотные аптские глины мощностью более 30-50 м. Контакт коллектора с покрышкой резкий или, местами, в виде тонкого чередования песка и глин. [5]

По результатам интерпретации материалов ГИС и по данным опробования скважин ВНК принята на отметке минус 1103,1 м.

Площадь основного свода составляет 5284 тыс.м², высота залежи 23 м.

По восточному блоку южного поля положение водонефтяного контакта определялось по данным промысловой геофизики во всех 4-х скважинах. Так, наиболее низкие абсолютные отметки нефтенасыщенного коллектора

составляют в скважинах №7 - 1096,7 м, №67 - 1097,1 м, №68 – 1096,4 м и №69 – 1097,1 м.

С этими значениями хорошо согласуются результаты опробования скважин №67 и №68, где при абсолютных отметках нижних отверстий перфорации соответственно - 1097,2 м, и –1095,6 м получены фонтанные притоки безводной нефти. На основании приведенных данных начальное положение ВНК по восточному блоку приводится на абсолютной отметке минус 1097 м. Площадь нефтеносности восточного блока составляет 361 тыс.м², высота залежи 9 м.

Залежь является пластовой, сводовой, тектонически-экранированной.

Северная аптская нефтяная залежь вскрыта в сводовой части купола северного поля на глубине 1021,8-1026,5 м скважинами №21 и №28, давшими при опробовании фонтаны чистой нефти дебитом 6,2-36,3 м³/сут, и оконтурена с севера и запада тремя водяными скважинами (№27, 32 и 49).

Коллектор залежи представлен мелкозернистым глинисто-алевритовым песком с хорошими коллекторскими свойствами. Покрышка аптской залежи – глины аптского яруса, являющиеся хорошим водоупором.

Водонефтяной контакт подсечен лишь одной скважиной №21 на глубине 1035,2 м (абсолютная отметка – 1058,9 м), в остальных скважинах ВНК не подсечен и находится либо ниже подошвы пласта (скв. №28), либо выше кровли пласта (скважины №27, 32 и 49).

Нижнеальбская залежь (южное поле западного крыла) в структурном плане представляется в виде вытянутой полуантиклинали, срезанной по длинной оси сбросом с восточной стороны.

В восточной части залежи с малоамплитудным сбросом образована приграбеновая ступень, названная восточным блоком.

Литологически горизонт сложен терригенными песчано-алевритовыми породами, переслаивающимися с плотными глинистыми разностями. Коллектора гранулярного типа с относительно высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Песчано-глинистая пачка слагает из 2-3 пластов песчаника с толщинами от 1 до 8 м, разделенных плотными глинистыми породами. На отдельных участках песчаные пласты, сливаясь между собой, образует единый монолитный пластовый резервуар с толщиной до 13 м. [1]

Максимальная высота нижнеальбской залежи основного свода составляет 23 м.

В пределах восточного блока залежь нефти водоплавающая, высота не достигает 5 м.

Положение водонефтяного контакта залежи определялось по данным промысловой геофизики и с учетом результатов опробования отдельных скважин. Положение ВНК отбивается в разрезах нижнеальбского горизонта в скважинах №15 и №29 на абсолютной отметке минус 1007,3 м. Данную принятую глубинную отметку ВНК минус 1007,3 м подтверждают также

результаты опробования скважины №4, при абсолютной отметке минус 1007,1 м получен приток безводной нефти.

Нижнеальбская нефтяная залежь по типу пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Площадь залежи составляет 3350 тыс.м².

Нефтеносность сеноманского продуктивного горизонта связана с базальными песчаными пластами.

Пласты-коллекторы, приуроченные к подошве сеноманского нефтеносного горизонта южного поля, имеют повсеместное распространение. Коэффициент распространения составляет 0,78. Только в северной (район скважин №50, к-68), северо-западной (район скважин №13, 15, 17, к-77) и северо-восточной (район скважин №6, 11, 23, 89, 90, 126 и 127) частях выделяются зоны отсутствия коллекторов.

Коллектором нефти являются мелкозернистые пески, реже алевролиты, разделенные прослоями глин на пачки. Пластовый резервуар в основном состоит из двух, реже из трех пластов-коллекторов.

В центральной, северной и южной частях эти пласты-коллекторы, сливаясь между собой, образуют единый пластовый резервуар. Коэффициент слияния составляет 0,28.

Покрышкой залежи являются сеноманские глины.

Нефтеносность сеноманского горизонта южного поля установлена по результатам опробования 7 скважин (№1, 3, 4, 7, 8, 22, 24). При опробовании тартанием до интервала перфорации из всех перечисленных скважин получены притоки безводной нефти. Дебиты нефти колебались в пределах 0,609 до 5,6 м³/сут.

Контур нефтеносности залежей проведены по данным промысловой геофизики по скважинам №40, к-48, к-72. ВНК принят на отметке минус 545,5 м.

Сеноманская нефтяная залежь по типу пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Высота залежи 25 м. Площадь нефтеносности составляет 6205 тыс.м².

Северная сеноманская залежь нефти разведана четырьмя скважинами №32, 33, 49 и к-57, давшими при опробовании нефть потенциальными дебитами 0,73 м³/сут (скважина №49) и воду с 10% нефти, дебитом 2,4 м³/сут (скважина №33) и оконтурена шестью водяными скважинами.

Залежь согласно структурной карте по кровле горизонта, представляет собой юго-западную часть брахиантиклинального купола, ограниченную с юга и востока сбросами. Нефть занимает сводовую часть залежи и снизу на всей площади подстилается водами альбсеноманского водоносного горизонта.

Сеноманский продуктивный горизонт приурочен к базальной песчаной пачке. Пластовый резервуар состоит из двух пластов-коллекторов.

ВНК принят на отметке минус 528,3 м в скважине к-75. Высота залежи 18 м. Площадь нефтеносности составляет 1024 тыс.м².

3. Методика полевых работ

Согласно Техническому заданию при регистрации данных 2D и 3D были использованы следующие параметры и методика, приведенные в таблице Б.1 и Б.2

Сбор сейсмических данных осуществлялся с параметрами возбуждения и регистрации согласованными с Заказчиком в начале работ.

При проведении производственных работ группы геофонов устанавливались вдоль линии приема и по линии равных высот, соблюдая при этом симметричность группы относительно пикета приема. Все сейсмоприемники закапывались. Установка групп геофонов на местности производилась по заранее размеченному шнуру. Требования к установке групп сейсмоприемников и пикетов возбуждения были следующие:

– Превышения отдельных сейсмоприемников в группе не должно быть больше 1 м.

– Отклонения от пикета приема центра группы приборов не более 3 м.

Работы 2D были проведены на двух профилях протяженностью: Профиль 2D №1 – 12 666 м (номера ПП от 1001 до 1290) и Профиль 2D №2 – 14 450 м (номера ПП от 1001 до 1290). Всего было отработано по проекту 2D 542 ф.т. На рисунках Б.1 и Б.2 показаны схема профилей № 1 и № 2, а так же схема расположения пикетов.[3]

3.1 Площадь работ и статистика 3D

Проект 3D по месторождению "Кара-Арна" был разработан геофизиками по планированию АО "XXX", согласно контрактным требованиям, с использованием пакета программного обеспечения MESA Core-11. Все пункты возбуждения были отработаны с применением взрывного источника.

3.2. Методика разбивки профилей

Нумерация пикетов имела следующий вид: номера ПВ и ПП восьмизначные, где первые 4 знака – номер линии, следующие 4 знака – номер пикета. Номера пунктов приема и взрыва последовательные. Проектная нумерация пикетов возрастает с юга на север и с запад на восток. При планировании 3D съемки, в случае невозможности размещения ПВ на их проектных позициях, ввиду сложности рельефа и топогеодезической ситуации, соблюдение безопасной зоны от инженерных сооружений производился вынос указанных пунктов наблюдений за пределы их проектного положения на основе следующих принципов:

1) смещение ПВ в радиусе 5-10м – вынос ПВ;

2) смещение ПВ вдоль линий приёма, кратное 50 м по возможности минимальное (Рисунок В.1).

3) смещение ПВ вдоль линий приема и вдоль линий возбуждения в пределах полосы, кратное 50 м (Рисунок В.2). На площади "Кара-Арна" было выполнено 1569 пикетов замены ПВ с условием сохранения кратности. Для сохранения кратности активная расстановка геофонов смещалась в обратную сторону от смещённого пикета замены ПВ, на такой же интервал.

3.3 Последовательность обработки участка 3D

На площади площади "Кара-Арна" было отработано 10 полос. Площадь обрабатывалась по полосам севера на юг, с больших номеров полос на меньшие. приведены.

На участке работ площади "Кара-Арна" работы проводились с использованием следующего шаблона: 16 линий ПП по 120 пикетов, залп составлял 24 пикетов ПВ с шагом 150 м. На рисунке В.3 показана схема единичной расстановки (шаблона).[2]

3.4 Планирование и контроль 3D съемки

При проведении 3D съемки осуществлялись следующие операции планирования и контроля:

1) планирование полос участка 3D, с учетом инфраструктуры площади: изменение местоположения ПП и ПВ (офсеты).

2) выдача топографам задания на вынос в натуру пунктов приема и возбуждения в соответствии с заранее спланированным проектом.

3) ежедневная корректировка положения реальных ПП и ПВ в зависимости от поверхностных условий, расчет реальной кратности и атрибутов бина.

4) выдача заданий старшему оператору сейсмостанции на регистрацию ПВ в виде SPS-файлов.

5) занесение теоретических, разбитых, пробуренных, отработанных ПП и ПВ в базу данных FieldGeoDatabase и построение карт прогресса работ (рисунок Г.1), по которым вёлся контроль разбивки и отстрела.

6) подготовка и проверка окончательных SPS-файлов для обработки и передачи Заказчику. Окончательные SPS файлы записаны на DVD.

3.5 Фактические карты кратности и атрибуты бинов

Значения кратности, а также распределения удалений и азимутов контролировались ежедневно. На рисунке Г.2 показана общая карта кратности, а так же распределение азимутов и удалений (рисунки Г.3 и Г.4) для нескольких бинов, в центральной части участка.

3.6 Список оборудования и программного обеспечения планирования 3D

Программное обеспечение:

- 1 MESA Core 11;
- 2 FieldGeoDatabase полевая база;
- 3 AutoCad 2002.

3.7 Методика и техника работ по изучению ВЧР

Работы по изучению ВЧР на месторождении "Кара-Арна" 3D проводились с целью получения информации о скоростной модели верхней части разреза и для расчёта статических поправок. Исследования проводились методом обращенного каротажа. Скважины МСК располагались равномерно по всему участку. Объем работ по изучению ВЧР, а так же расположение скважин МСК на профилях 3D были согласованы с Заказчиком. Запланированный объем МСК составлял 20 скв. глубиной от 20 м. до 30 м. Данных исследования ВЧР было достаточным для корректного расчёта статических поправок и формирования SPS файлов.[6]

3.7.1 Список оборудования отряда по изучению МСК

Полевые работы по изучению ВЧР проводились сейсмостанцией "SGD-SEL", оснащённой специальным программным обеспечением на базе операционной системы "XP". Общие технические характеристики сейсмостанции "SGD-SEL" приведены ниже.

- Количество каналов регистрации – 48.
- Количество дополнительных каналов регистрации - 2.
- Сейсмостанция SGD-SEL имеет следующие режимы регистрации:
 - регистрация от взрывного источника возбуждения сейсмических колебаний;
 - регистрация одиночного воздействия от невзрывного (ударного) источника возбуждения сейсмических колебаний;
 - регистрация с накоплением до 24 воздействий от невзрывного (ударного) источника возбуждения сейсмических колебаний;

- Встроенное программное обеспечение позволяет осуществлять:
- тестирование работоспособности регистрирующих сейсмических каналов;
- диагностику сопротивления сейсмических датчиков;
- контроль уровня шумов сейсмического профиля (микросейсм);
- просмотр зарегистрированной сейсмической информации на экране встроенного графического дисплея;
- перезапись зарегистрированной сейсмической информации из встроенного энергонезависимого ЗУ во внешнее энергонезависимое ЗУ SGD-MFlash или на персональный компьютер типа IBM PC.

Перед началом работ и по их завершению, проводились тестовые работы на идентичность и проверки взаимных влияний каналов геофонов

3.8 Буровзрывные работы

3.8.1 Общие сведения

На месторождении Кара Арна бурение взрывных скважин для сейсморазведочных работ велось буровыми установками УШ-2Т и УВБ-2А2. Перед началом работ на месторождении был проведен технический аудит всего парка буровых установок и взрывпунктов. Партия была укомплектована следующим количеством буровых установок: УРБ-2А2 – 5 станков, УШ-2Т – 6 станков, взрывными пунктами СВП – 13 ед,. Для подвоза технической воды к буровым установкам УРБ -2А использовались 7 водовозов. Бурение скважин МСК осуществлялось буровой установкой УРБ-2А2, а в районах непроходимых для нее, использовалась одна из буровых установок УШ-2Т. Для буровых установок УШ-2Т сложные условия бурения были в районе дамбы, которая пересекает всю площадь работ в направлении с юго-запада на северо-восток. С обеих сторон дамбы находится сырой сор. А с западной стороны дамбы (со стороны моря) много участков подтопленных водой. По сырому сору у дамбы, буровые установки УШ-2Т могли передвигаться только задним ходом. Сани со шнеками для них подвозили тягач или УШ-2Т переоборудованный в тягач. Буровые установки УРБ-2А2 использовались на бурение скважин для МСК в восточной части участка "Кара Арна". Западная часть участка за дамбой и в районе дамбы, были непроходимы для колесного транспорта. При бурении скважин с промывкой водой, заряд опускался в скважину после подъема инструмента, а при бурении шнеками, заряд опускался в скважину через полый шнек. При проведении буровзрывных работ, на обоих участках, применялись следующие правила:

- 1) для зарядов взрывчатки использовался один детонатор.
- 2) после зарядки скважины производилась проверка ЭДС по сопротивлению с помощью линейного моста.
- 3) контроль глубины заложения заряда осуществлялся взрывником по меткам на боевой магистрали.

- 4) ежедневно велся журнал об использовании детонаторов и ВВ.
- 5) все скважины, после зарядки, были тщательно закопаны и утрамбованы.

Всякого рода отклонения от принятых параметров зарядки и местоположения пикета отмечалось на колышке, стоящем на пункте взрыва. В качестве источника возбуждения использовались БТП-500 – весом 500 г и детонаторы типа ЭДС-1. В пределах площади исследований глубина заложения заряда и величина заряда были неизменны – 15,5 м. и 0,5 кг.[2]

3.9 Приемка, контроль качества и полевая обработка сейсмических материалов

3.9.1 Параметры обработки полевых материалов

Обработка полевых сейсмических данных проводилась на базе ПК "Geocluster", оснащенный программным обеспечением обрабатывающей системы "Geocluster". Выбор процедур обработки основывался на перечне, предлагаемом в контракте между компаниями на проведение сейсморазведочных работ 2D и 3D в пределах контрактной территории Заказчика в Атырауской области Республики Казахстан. Проектируемые сейсморазведочные работы МОГТ-2D, МОГТ-3D проводились с целью дальнейшего исследования геологического строения территории, до изучения и уточнения перспективных объектов на нефть и газ. Геологические задачи поставлены на проведение сейсморазведочных работ 2D и 3D для изучения геологического строения четвертичных, палеогеновых, меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений на месторождении Кара-Арна.

3.9.2 Граф полевой обработки

1 ввод сейсмических данных с HDD (формат SEG-D-8058), перевод во внутренний формат обрабатывающей системы CGG – SEGIN.

2 присвоение геометрии с использованием SPS файлов. Построение карты-дизайна отработанных ПВ и ПП. Проверка правильности присвоения номеров ПВ, ПП, выносных точек по рапортам операторов – FPSRD, BSMAP.

3 визуальный контроль данных, проверка геометрии по первым вступлениям

4 редакция бракованных ПВ, ПП.

5 проверка геометрии по первым вступлениям.

6 расчет априорных статических поправок по данным МСК с учетом Тверт ($L_{П} = -50$ м) и ввод в трассы – HISTA.

7 восстановление амплитуд (Коррекция амплитуд за геометрическое расхождение) T**1.1 – REFOR

- 8 априорный мьютинг – MUTES.
- 9 поверхностно-согласованная предсказывающая деконволюция W (100-5000), LW-24, 1% белый шум – DECSC.
- 10 ввод априорной кинематики – FANMO.
- 11 суммирование по 1 центральной линии каждой полосы – STACK.
- 12 анализ скоростей с шагом анализа минимум 2км (согласно проекту) – VESPA.
- 13 расчет остаточной статики W 250-4500мс, LAF-72, MAX-36, GRD- 20, dips-60, +60 (одна итерация) – TDSAT (для 3D), SATAN (для 2D)
- 14 расчет суммы после ввода остаточной статики с выбранными значениями скоростей – STACK.
- 15 корректирующая фильтрация W(0-5000), F 10-16/80-100 – FILTR. Подавление оставшихся шумов – FXNAT.
- 16 вывод разрезов на бумагу, 1мм-1CDP, 1см-100мс.

3.9.3 Процедуры приемки и контроля качества полевого материала

Партия выдерживала все технические стандарты, предъявленные контрактом к полевым сейсмическим данным.

Ежедневно на ОЦ доставлялись следующие полевые материалы:

- полевой HDD с сейсмостанции "Sercel 428XL" с записью полевых данных, формат SEG-D 8058, и ежедневных тестов станции;
- флеш-карта с рапортом оператора, SPS файлами, тестами сейсмостанции;
- выводы сейсмограмм на бумаге.

На ОЦ осуществлялся контроль качества полевых материалов в следующей последовательности:

- ввод данных в обрабатывающую систему Geocluster осуществлялся с помощью обрабатывающей системы Prime и одновременно их проверка на считываемость полевого материала, путем копирования с HDD, которые приносили операторы сейсмостанции [4]. Затем исходные данные переводились в SEG-Y формат, копировались в Geocluster и переводились во внутренний формат CGG для дальнейшей обработки:
 - проверка рапортов оператора, наличие и корректность всех необходимых комментариев, распечатка рапортов на бумаге;
 - контроль геометрии с использованием SPS-файлов;
 - проверка наличия всех файлов и трасс, полноты записи;
 - анализ всех нестандартных ситуаций (выносов ПВ, пропусков файлов и ПВ, редактирование - выявление мертвых, полярных, шумящих трасс, а также бракованных файлов с последующим занесением в соответствующие таблицы КК;

– Снятие копий полевых данных из HDD диска привезенных со сейсмостанций на DVD диски 1- копия - для передачи полевых материалов в обработку, также исходные данные копировались на HDD диск 2-копия для Заказчика. HDD диск и DVD диски проверялись на считывание и по объему записей и по количествам файлов;

– Ежедневно осуществлялся визуальный контроль качества всего первичного сейсмического материала, и после суммирования по ОГТ. Данные о выявленных бракованных файлах своевременно передавались супервайзеру по контролю качества далее выявленные бракованные файлы и трассы заносились в соответствующие таблицы для дальнейшей передачи Заказчику.

– Выборка из общего массива исходных данных одной центральной линии ОГТ по каждой полосе.

– Ежедневно, после получения априорных разрезов, проверялась полученная кратность суммирования. Все места пропусков и смещений ПВ, где кратность отличалась от проектной – анализировались. Ежедневно делался вывод суммарного разреза на плоттер.

Все вопросы, не вписывающиеся в стандартные исполнительские решения, обсуждались с Заказчиком на компромиссной основе для принятия приемлемого варианта.

В целом, качество собранных полевых сейсмических данных можно оценивать как хорошее. Всего, по 3D, было зарегистрировано 14 274 470 трасс, из них 789 дефектных, что составляет 0,0015% (при установленном стандарте АО ХХХ – 0,42 %) от общего количества зарегистрированных трасс. Шумящие трассы вызваны шумом от действующих качалок (их очень много) находящиеся на участке работ, от железной дороги пересекающей участка работ на востоке, от депо, от автотрасс на участке работ. Эти неустраняемые шумящие трассы были отмечены комментариями в рапортах операторов. Они не редактировались и принимались в обработку. При контроле геометрии выявлено 1ПВ -53581657 с неправильной расстановкой групп сейсмоприёмников, его перебурили и перестреляли.

3.10 Глубинная миграция

3.10.1 Основные этапы 3D глубинной миграции до суммирования

3.10.1.1 Ввод сейсмических данных и создание проекта

После стандартной обработки во временной области, были получены сейсмограммы (подборки трасс) ОГТ до суммирования и финальные временные разрезы после второй коррекции кинематических и второй коррекции статических поправок. Исходные данные ОГТ поступили в формате SEG-Y. Длина записи 6 с, шаг дискретизации 2 мс.

3.10.1.2 Пикирование горизонтов во временной области

Учитывая сейсмостратиграфические и литологические особенности исследуемого района, выделены три комплекса: надсолевой, соленосный и подсолевой [3].

В каждом комплексе были пропикированы и увязаны по площади горизонты для слоистой модели. На рисунках Д.3, Д.4 показаны пикирование горизонтов во временной области и их увязка, которая отмечена точками на пересечениях.

3.10.1.3 Анализ интервальных скоростей

После пикирования горизонтов во временной области рассчитывались горизонтальные спектры интервальных скоростей по каждому горизонту послойно. Определив скорость в первом слое, выполняем глубинную миграцию первого слоя, после этого переходим ко второму слою. Нецелесообразно выполнять анализ интервальных скоростей для всех слоев сразу, так как, скорость и глубина верхнего слоя будет влиять на скорость и глубину более глубокого слоя. Графики горизонтальных спектров интервальных скоростей показаны на рисунке Д.5.

3.10.1.4 Построение глубинно-скоростной модели (ГСМ)

Одним из основных элементов глубинной миграции является построение глубинно-скоростной модели. Построение модели выполнялось послойно. На рисунках Д.6-Д.7 показаны построение карты интервальных скоростей и глубин для каждого горизонта до подсолевых горизонтов.

Скорость распространения сейсмических волн в пределах слоев плавно изменяется по латерали и по вертикали и резко изменяется при переходе через границы слоев. При построении ГСМ значения скорости на пересечениях профилей были увязаны.

3.10.1.5 Тестирование параметров глубинной миграции

После уточнения глубинно-скоростной модели (ГСМ) выполнялась глубинная миграция (PSDM).

Миграция выполнялась по алгоритму на основе решения интеграла Кирхгоффа.

Глубинная миграция Кирхгоффа предусматривает два этапа:

- вычисление времен пробега сейсмических волн (Travel Time)
- расчет миграции.

По Inline 158 были протестированы параметры, влияющие на время прохождения счета и качество глубинного разреза.

3.10.1.6 Апертура миграции

Следующим после глубинно-скоростной модели элементом миграции является апертура, которая зависит от величины ожидаемого сноса сейсмического сигнала. Апертура миграции должна монотонно возрастать с глубиной, с увеличением глубины не должны появляться меньшие значения апертуры. Были опробованы значения углов наклона: 30° , 45° и 60° .

Сравнение мигрированных сейсмических разрезов (рисунок Е.1) показывает улучшение изображения отражающих границ с углами наклона 60° .

В результате тестирования была выбрана апертура 4000 м и угол наклона 60° .

Таким образом, на этапе глубинной миграции до суммирования по исходным данным 3Д площади Кара Арна выполнялись следующие процедуры:

- расчет глубинной миграции по алгоритму Кирхгоффа,
- определение формы мьютинга по мигрированным сейсмограммам (рисунок Е.2)
- окончательное суммирование глубинных мигрированных разрезов с вводом остаточной кинематики.

Глубинные разрезы для сравнения представлены на рисунках Е.3 и Е.4.

На заключительной стадии результативный мигрированный глубинный куб по исходным данным пересчитывался во временную область.

Этот пересчет необходим, для применения следующих постмиграционных процедур:

- устранение следов расстановки (3D-FKK),
- остаточное амплитудное выравнивание,
- тау-Р фильтрация,
- полосовая фильтрация.

После применения этих процедур все разрезы из временной области пересчитывались обратно в глубинную область.

На рисунках Е.3 и Е.4 показаны разрезы в глубинной и во временной областях.

4 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ

4.1 Исходный материал и создание базы данных для интерпретации

На этапе интерпретации для создания сейсмогеологической модели 3Д осадочной толщи пород сейморазведочной площади Кара Арна использовались кубы (PSTM и PSDM) временные и глубинные мигрированные до суммирования данных 3Д. Волновая картина на разрезах представлена от линии приведения минус -25 м.

Согласно геологическому заданию, интерпретацией были решены следующие геологические задачи: детальное изучение и уточнение геологического строения осадочной толщи исследуемой площади по целевым отражающим горизонтам Ш, V, T₂, VI, П₁, П₂^c, П₂, П₃; выявление перспективных в нефтегазоносном отношении геологических объектов в пределах осадочной толщи участка исследований.

Структурная интерпретация волнового поля данных 3Д заключалась в идентификации и корреляции целевых отражающих горизонтов (ОГ) в пределах площади съёмки 3Д, в выявлении, корреляции и трассировании разрывных нарушений, построении карт изохрон, структурных карт по каждому целевому горизонту и карт изопахит, отображающих изменение толщины комплексов отложений, заключённых между целевыми горизонтами.

Так как в пределах площади данные глубокого бурения отсутствуют, то для распознавания, стратиграфической привязки и идентификации целевых отражающих горизонтов использовалось сопоставление и увязка отражений временных разрезов съёмки 3Д с временными разрезами по профилям 2Д прошлых лет (рисунок Ж.1), проходящих через площадь исследований.

Для распознавания и корреляции ОГ использовались характерные особенности рисунка волновой картины и динамика фаз отражений в интервалах расположения целевых горизонтов.

Картопостроение проводилось в рамках комплекса программ Geographix Discovery (Landmark) с использованием пакета геологического картирования и графического редактирования GeoAtlas (Mapping) [5].

Для построения глубинно-скоростной модели по площади 3Д Кара Арна и непосредственно миграции по исходным данным до суммирования использовались обрабатывающие пакеты POWER 2D/3D и 3D Kirchhoff Pre-Stack Depth Migration компании Paradigm Geophysical Ltd. Куб временных мигрированных до суммирования данных 3Д или Pre-Stack Time Migration (PSTM) был загружен в базу данных программного комплекса Geographix Discovery (Landmark) и составил основу интерпретационного проекта, в котором были построены карты изохрон по целевым отражающим горизонтам. Следующий проект был создан после загрузки в базу данных программного комплекса куба мигрированных до суммирования глубинных данных 3Д или Pre-Stack Depth Migration (PSDM)

для работы с глубинными разрезами, в результате чего были построены структурные карты по целевым отражающим горизонтам и карты изопахит.

Построение карт изохрон и структурных карт основывалось на корреляции ОГ по разрезам в модуле SeisVision. Корреляция проводилась по каждому пятому разрезу Inline и Crossline кубов данных 3Д. По корреляции, для всех горизонтов построены матрицы (гриды) значений T_0 и H с бином 100×100 . Для редактирования карты передавались в модуль GeoAtlas.

4.2 Корреляция отражающих горизонтов и тектонических нарушений

Корреляция осуществлялась по следующим, привязанным к временным разрезам профилей 2Д прошлых лет (рисунок Ж.1), целевым отражающим горизонтам (ОГ):

ОГ III	подошва неокома K_{1nc} меловых отложений
ОГ V	кровля отложений пермотриаса РТ или подошва юрских отложений J_1
ОГ T_2	кровля отложений среднего триаса T_2
ОГ VI	кровля эвапоритовых отложений нижней перми P_{1kg}
ОГ P_{1a}	кровля подсолевых отложений артинского яруса нижней перми P_{1ar}
ОГ P_2^c	кровля карбонатных отложений касимовского яруса верхнего карбона C_{3k}
ОГ P_2	кровля отложений башкирского яруса среднего карбона C_{2b}
ОГ P_3	подошва отложений эйфельского яруса среднего девона D_{2ef} ;

Корреляция ОГ выполнена по положительным фазам отражений, отображающих поверхности стратиграфических границ комплексов пород, вскрытых глубокими скважинами на смежной площади месторождения нефти и глубокими скважинами соседних площадей.

Корреляция осей синфазности проводилась с учетом динамических особенностей фаз отражений и характерного рисунка интервала волнового поля, с предположением о выдержанности толщин геологических комплексов пород, залегающих в пределах тектонических элементов и в соответствии с их расположением. По каждому целевому ОГ построены карты изохрон.

Отражающий опорный горизонт III уверенно опознается на временных разрезах площади Кара Арна. ОГ III отображается на разрезах двухфазным высокоамплитудным отражением. Его прослеживание на временных разрезах ограничивается на участке расположения надсводовой зоны, находящейся в

центре площади исследований, где наблюдается потеря корреляции отражений (рисунок Ж.2, Ж.3). Времена регистрации на карте изохрон от 0 мс, в середине площади исследования, где линия синфазности выходит на дневную поверхность и до 1350 мс, на юге площади, в самой погруженной её части.

Отражающий горизонт V однозначно опознается по рисунку волновой картины, отображающему угловые несогласия в виде острых углов, с нижележащими прилегающими осями отражений, отображающих размытые слои отложений триаса. В толще пород, над сводом соляного купола Кара Арна, где наблюдается потеря корреляции отражений, юрские отложения со стратиграфическим несогласием ложатся на поверхность соли и на этом участке выходят на дневную поверхность (рисунок Ж.2). Времена регистрации на карте изохрон от 50 мс, в своде купола, расположенного в центре площади, до 1650 мс на юге, в глубокой мульде [5].

Оси синфазности отражений, отображающие слои пород юры, на площади исследования залегают субпараллельно друг другу, круто воздымаясь в зоне свода, примыкая к дизъюнктивным нарушениям или поверхности крутого склона соли, где прекращается их прослеживание, в плане образуют линию границы зоны потери корреляции. Здесь, в зоне потери корреляции, размытые и дислоцированные породы юры, мела и останцы пород триаса, перекрывая поверхность соли на вершине свода купола, выходят над ним на дневную поверхность площади исследований (рисунок Ж.2, Ж.3).

Отражающий горизонт T_2 в пределах площади исследований выделен и коррелирован на временных разрезах между опорными отражающими горизонтами V и VI (рисунок Ж.2). Но прослеживается он не повсеместно, а на относительно пологих склонах соли, в основном, по периметру периферии мульд, где накапливались и сохранились неразмытые и слабодислоцированные отложения среднего триаса. ОГ представляет собой устойчивое по динамике и простиранию отражение, ограниченное в своде купола примыканием к поверхности соли и ограниченное разрывными нарушениями со стороны круто залегающих отложений пород в мульдах. Времена регистрации на карте изохрон от 840 мс, в центре площади, и до 1200 мс на юге, в глубокой мульде.

Отражающий горизонт VI соответствует кровле галогенных (эвапоритовых) отложений. Это наиболее рельефная поверхность осадочных отложений, характеризующая кровлю толщи соли. Времена прослеживания ОГ VI в середине площади – 200 мс, у северной границы площади отметка кровли соли достигает 3000 мс. Наименьшее время регистрации отражения соответствует поверхности столообразной вершины сводовой части соляного купола, наибольшее – основаниям мульд.

Надсолевая толща структуры Кара Арна на картах изохрон покрыта сетью коротких прерывистых разнонаправленных линий разрывных нарушений, окаймляющих свод купола и разделяющих поверхность отложений пород на тектонические элементы. Тектонические элементы представляют собой крылья надсолевой структуры осадочных пород, лежащих на склонах

соляного купола. Отложения пород на крыльях смещены относительно друг друга по плоскостям сместителей разломов на величину до 700 мс. Корреляция линий сместителей тектонических нарушений по волновой картине в интервале толщи пород надсолевых и подсолевых отложений осуществлялась по субвертикальным зонам потери корреляции синфазности отражающих горизонтов, сдвигам их фаз и изменению динамических особенностей волнового поля. Корреляция линий разрывных нарушений и их трассирование от разреза к разрезу проводились и с учётом когерентности волн по кубу когерентности данных 3Д.

На картах изохрон подсолевых отражающих горизонтов разрывные нарушения представлены сетью малоамплитудных коротких прерывистых разнонаправленных линий. Субвертикальные линии этих малоамплитудных нарушений прослеживаются, как правило, через весь интервал подсолевых отражений (рисунок Ж.2, Ж.3).

Отражающий подсолевой опорный горизонт P_1 привязан к волновой картине временных разрезов профилей 2Д прошлых лет и опознается в подсолевом интервале временных разрезов площади Кара Арна по рисунку, отображающему угловое несогласие как ниже лежащих, так и выше лежащих, прилегающих под острыми углами к его поверхности разнонаправленных отражений слоёв пород. ОГ P_1 представлен на разрезах двухфазным высокоамплитудным отражением. Времена регистрации на карте изохрон площади от 2500 мс в восточной части площади исследования и до 3175 мс в западной части площади.

Отражающий опорный горизонт P_2^c по времени привязан к корреляции волновой картины разрезов профилей 2Д прошлых лет и хорошо опознается на временных разрезах 3Д площади Кара Арна. На временных разрезах отражающий горизонт представлен двухфазным высокоамплитудным отражением. Времена регистрации на карте изохрон площади от 2650 мс, в восточной части площади исследования и до 3300 мс, в западной части площади. Изохрона с наименьшим временем регистрации смещена на восток относительно изохроны в своде соли [3].

Отражающий опорный горизонт P_2 по времени привязан к корреляции волновой картины разрезов профилей 2Д прошлых лет и хорошо опознается на временных разрезах площади Кара Арна. ОГ P_2 представлен на разрезах двухфазным высокоамплитудным отражением. Времена регистрации на карте изохрон площади от 2900 мс, в восточной части площади исследования и до 3450 мс, в западной части площади. Изохрона с наименьшим временем регистрации смещена на восток относительно изохроны в своде соли.

Отражающий опорный горизонт P_3 по времени привязан к корреляции волновой картины разрезов профилей 2Д прошлых лет и хорошо опознается на временных разрезах площади Кара Арна. ОГ P_3 отображается на разрезах двухфазным высокоамплитудным отражением. Времена регистрации на карте изохрон площади от 3150 мс в восточной части площади исследования и до

3700 мс в западной части площади. Изохрона с наименьшим временем регистрации смещена на восток относительно изохроны в своде соли.

4.3 Анализ прогнозной эффективности применения AVO инверсии

На рассматриваемой площади Кара Арна целевым интервалом исследований является верхняя часть разреза, где в силу особенностей проведения сейсмической съемки, а также выбранной расстановки приборов, не была набрана необходимая кратность отражений. Так как расстановку изменить невозможно, то вероятным решением проблемы могло бы стать изменение на стадии обработки размера бина с 25x50 м на 50x50 м.

Однако, в условиях больших углов наклона отражающих границ, обусловленных солянокупольной тектоникой, это изменение размеров бина могло бы привести к «зашумлению» спектра волновой картины и негативно повлиять на прослеживаемость отражающих горизонтов. Кроме того, для тестирования подобных методик необходимы значительные затраты времени.

В угловых кубах трассы в верхней части разреза отсутствуют не только из-за мьютинга, но и «режутся» из-за самой схемы разбиения по углам – как показано на рисунке Ж.4, трассы ориентированы вертикально вниз, а линии, разграничивающие различные угловые суммы, направлены под наклоном.

Отсутствие необходимой кратности не позволяет набрать статистику. Необходимо иметь минимум 3 трассы на угловую сумму, однако в условиях сложной геологии этого может быть недостаточно – совершенно необходима четкая и непрерывная прослеживаемость отражающих горизонтов для последующей коррекции остаточных кинематических сдвигов на кубах угловых сумм.

Верхняя часть разреза по латерали характеризуется значительной изменчивостью в широком диапазоне амплитудно-частотного состава. Это может быть вызвано, к примеру, как неоднородностью поверхностных условий, так и неоднородностью геологического разреза. А основные ограничения в использовании AVO-эффекта как раз связаны с проявлением реально наблюдаемых на практике волн-помех и поверхностных условий (рисунок Ж.5)

Для решения обратной задачи, а значит, для уточнения вероятностей необходима априорная информация – кондиционные замеры. Такая, как полноволновой каротаж в скважинах. Однако приходится отметить, что в переданных заказчиком данных отсутствует каротаж DTS – поперечная волна. Отсутствие этой информации может спровоцировать некорректную привязку и некорректное построение низкочастотной фоновой модели, необходимой для восполнения отсутствующих низких частот в сейсмике и, опять же, уточнения вероятности.

Кроме того, существующее изменение импульса с удалением учесть невозможно.

Для малых углов (ближних удалений) отражающая способность обусловлена контрастом акустического импеданса, а для больших углов (дальних удалений) – контрастом коэффициента Пуассона. Таким образом, самый трудно восстанавливаемый параметр – плотность, ее вариации оказывают влияние на коэффициент отражения при углах падения, значительно отличающихся от нормального. Для ее восстановления необходимо иметь не менее пяти угловых сумм для углов более 30%. Для восстановления сдвигового импеданса – не меньше трех. В то время как для акустического импеданса достаточно одной. Как показано на рисунке выше, из-за недостаточной кратности получится две перекрывающиеся угловые суммы. Этот факт не позволяет рассчитать влияние дополнительных параметров это плотности и коэффициента Пуассона.

Таким образом, отсутствие необходимой кратности отражений, отсутствие данных каротажа поперечных волн и невозможность учесть изменение сейсмического импульса с удалением не позволяют проводить преобразования волнового поля с помощью синхронной инверсии. Определение свойств осадочных пород, слагающих целевой интервал в верхней части разреза, на исследуемой площади Кара Арна будет проведено с использованием акустического импеданса, то есть с помощью акустической инверсии сейсмических данных.

4.4 Расчет сейсмической инверсии

База данных

Сейсмическая инверсия – это процесс, в котором на основе полученных сейсмических разрезов и априорной информации о скоростной модели среды рассчитывается акустический импеданс. Теоретические основы инверсии базируются на представлении сейсмической записи в виде свертки импульсной характеристики среды с неким постоянным и коротким сейсмическим сигналом (импульсом) (рисунки И.1). В этом случае инверсию можно рассматривать как обратную задачу, заключающуюся в нахождении коэффициента отражения на основе известной формы импульса и сейсмической записи с последующим расчетом импеданса.

Выбор моделирования определяется, с одной стороны, типичностью анализируемой геологической ситуации и перспективностью с точки зрения возможного наличия залежей углеводородов, с другой стороны, достаточной изученностью, как геометрии отдельных пластов, так и распределение упругих и плотностных свойств [2].

Проблемы, возникающие в процессе реализации этой вычислительной схемы, связаны с тем обстоятельством, что сейсмическая запись ограничена по частоте, как снизу, так и сверху. Вследствие этого, нижние частоты (менее 10Гц) импульсной характеристики среды и высокие

частоты (более 80Гц), не могут быть определены. Также усложняют и усложняют вычислительный процесс особенности геологической среды, в частности большие углы наклонов отражений, и помеха, делающая его неустойчивым. Для решения возникающих проблем используют различные методики, реализованные в различных программных пакетах.

Для расчета инверсии был использован куб временных сейсмических данных 3Д, а так же данные акустического каротажа по скважине. Скважина расположена за пределами сейсмических данных 3Д у линии восточной границы площади исследований, но в пределах надсолевой структуры Кара Арна.

Для целей инверсии использовался пакет InterWell. Вне зависимости от используемого пакета процесс инверсии всегда состоит из 3-х основных шагов:

- 1) выделение сигнала/импульса
- 2) построение исходной модели импеданса
- 3) инверсия сейсмических трасс

Результатом инверсии является акустический импеданс, который представляет собой произведение плотности породы на скорость продольной волны. Алгоритм преобразует сейсмические данные в кривую псевдо-акустического импеданса в каждой трассе. Акустический импеданс используется для получения более детальной структурной и стратиграфической интерпретации в сравнении с сейсмической интерпретацией. Большинству геологических сред характерно наличие устойчивой связи акустического импеданса с петрофизическими свойствами, такими как пористость, литология и флюидонасыщение.

Первым этапом работы была привязка скважин к сейсмическим данным. Из сейсмических данных был извлечен статистический постоянно фазовый сигнал (рисунок И.2). Далее, для скважин 1 и E1 был произведен расчет синтетических сейсмограмм (рисунок И.3, К.1). Окончательные привязки к волновой картине приведены на рисунках (рисунок К.2, К.3).

Для расчета сейсмической инверсии был использован куб временных сейсмических данных 3Д и данные акустического каротажа.

Априорная модель, для расчета инверсии, строится путем интерполяции каротажных данных с учетом поведения сейсмических горизонтов. В построение модели участвовали целевые отражающие горизонты – III, V, T2, VI.

Перед началом расчета инверсии был проведен сравнительный анализ исходной кривой импеданса с рассчитанной по алгоритму инверсии (рисунок К.3, К.4). Как видно, на рисунках сходимость удовлетворительная.

Инверсия рассчитывалась в программе InterWell с использованием алгоритма Band-Limited Inversion и Model Based Inversion.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшнем этапе развития геологоразведочных работ 2D и 3D сейсморазведочные исследования показали хорошее качество результатов. Так, сейсмические исследования 2D позволяют с определенной степенью достоверности восстанавливать структурный план, однако в условиях сложно построенных структур этот метод проявил свою неэффективность и используется лишь на начальной стадии изучения месторождения: для выявления перспективных объектов и характеристики их перспективности.

С активным распространением площадных исследований 3D стал быстро развиваться атрибутный анализ, основанный на поиске взаимосвязей между прямыми и косвенными параметрами в точках скважин или, другими словами, на анализе корреляционных зависимостей между атрибутами сейсмической записи и искомыми геологическими свойствами среды. С развитием атрибутного анализа наиболее широко используются методы изучения не только динамических особенностей полнократного куба сейсмических данных, но и частично-кратных сумм и сейсмограмм непосредственно, а именно того, как амплитуда отраженной волны изменяется с удалением – метод AVO-анализа, который стал следующей ступенью в эволюции сейсмических исследований, а также других компьютерных технологий. Этот подход в основном применяют для поисков и разведки газовых резервуаров в молодых терригенных отложениях, а также для обнаружения новых залежей на уже разрабатываемых месторождениях.

В последние годы активно используются и развиваются методы инверсии сейсмических данных, позволяющие перейти от анализа коэффициентов отражения на акустических границах сред непосредственно к анализу акустических свойств пластов, что позволяет при прогнозе ФЕС резервуаров исходить из взаимосвязи характеристик пластов по результатам интерпретации ГИС и измерений акустических свойств в точках скважин.

В данной дипломной работе были показаны возможности сейсморазведки 3D МОГТ на основе анализа реальных сейсморазведочных данных, полученных по площади Кара Арна.

Получение сейсмических данных, качество которых позволяет выполнить достоверный прогноз ФЕС резервуаров, предполагает использование эффективной системы полевых сейсмических наблюдений. Анализ методики проведения полевых сейсморазведочных работ, выполненный в данной дипломной работе, позволяет сделать вывод о выборе наиболее эффективной схемы проведения полевых работ.

Ключевым этапом, определяющим качество работ, является обработка сейсмических данных, ориентированная не только на структурную, но и на динамическую интерпретацию, как по суммарному кубу сейсмических данных, так и по частично-кратным суммам. При этом необходимо обращать особое внимание на эффективность шумоподавления, корректность ввода статических

и кинематических поправок и на сохранение динамических характеристик сейсмической записи, отражающих геологическое строение. Хорошим способом контроля за сохранением соотношения амплитуд на всех этапах обработки является моделирование сейсмограмм в точках скважин и их сопоставление с реальными данными. В данной дипломной работе выполнен и такой анализ, который дал возможность решить поставленные геологические задачи на хорошем уровне.

Проведение сейсмического моделирования при выборе параметров расстановки позволяет скорректировать схему наблюдений для обеспечения оптимальной кратности наблюдений в целевом интервале исследований и тем самым обеспечить наилучшее соотношение сигнал/помеха во всем диапазоне удалений.

Таким образом, перед автором дипломной работы стояли следующие геологические задачи:

1. Детальное изучение и уточнение геологического строения осадочной толщи исследуемой площади по целевым отражающим горизонтам III, V, T2, VI, П1, П2с, П2, П3;

2. Выявление перспективных в нефтегазоносном отношении геологических объектов в пределах осадочной толщи участка исследований.

По обработанным сейсморазведочным материалам были построены и проанализированы сейсмогеологические и физико-геологические модели надсолевой и подсолевой осадочных толщ в пределах площади исследования.

В настоящее время существует несколько независимых направлений динамической интерпретации сейсмических данных, и в зависимости от изученности месторождения и стоящих геологических задач каждая из них будет показывать свою эффективность. В данной дипломной работе, автор отдал предпочтение сейсмической инверсии, исключив при этом использование AVO-анализа. Использование данной технологии позволило уточнить геологическое строение надсолевых отложений пород в пределах площади Кара Арна. Физико-геологические модели продуктивной толщи пород надсолевых месторождения позволяют прогнозировать новые залежи в слоях надсолевой толщи пород.

Приложение А

Стратиграфия/возраст	Индекс	Максимально вскрытая толщина, м	№ скважин, вскрывших максимальные толщины
Нижняя пермь-кунгурский ярус	P1k	134	1
Пермтриас	PT	104	1
Юра нижняя	J1	130; 176	1 (З.К); 20 (В.К)
Юра средняя	J2	629	6
Юра верхняя	J3	18	6
Валанжинский ярус	K1v	37	123
Готерив+Барремский ярусы	K1g+br	400-408	1, 12, 6
Аптский ярус	K1a	90	65
Альбский ярус	K1al		
нижний альб	K1al1	100	14
средний альб	K1al2	81	16, 41
верхний альб	K1al3	340	57
Сеноманский ярус	K2c	55	18, 123
Турон+конгькский ярусы	K2t+cn	70	115
Сантонский ярус	K2s	50	115, 132
Кампанский ярус	K2cp	113	62, к-3
Маастрихтский ярус	K2m	269	6
Датский ярус	K2d	25	12, 23, 61
Палеогеновая система			
Палеоцен+нижний эоцен	P1+P2/	32	70
Средний+верхний эоцен	P22+3	156	12
Четвертичная система	Q	40-50	

Таблица А.1 - Стратиграфии надсолевых отложений

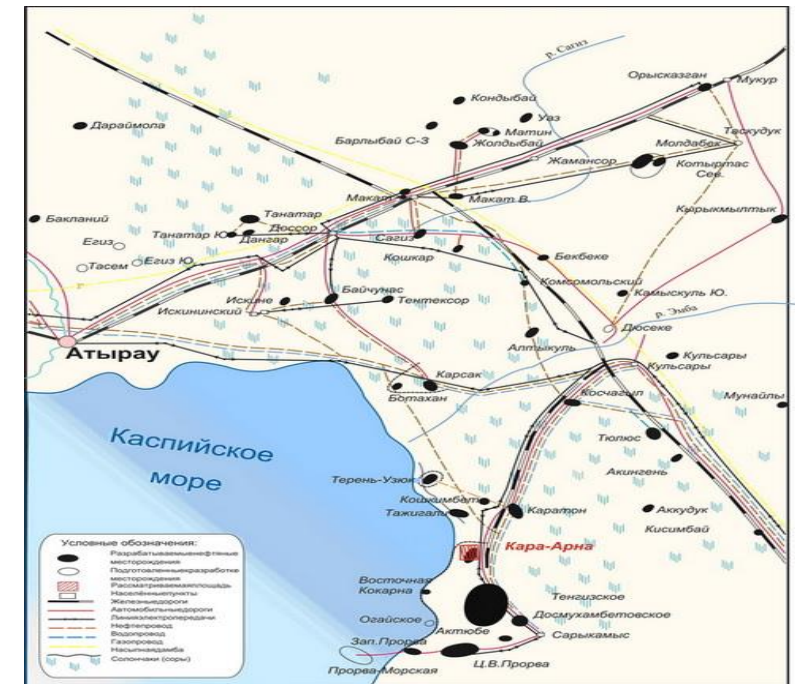


Рисунок А.1 - Обзорная карта района работ

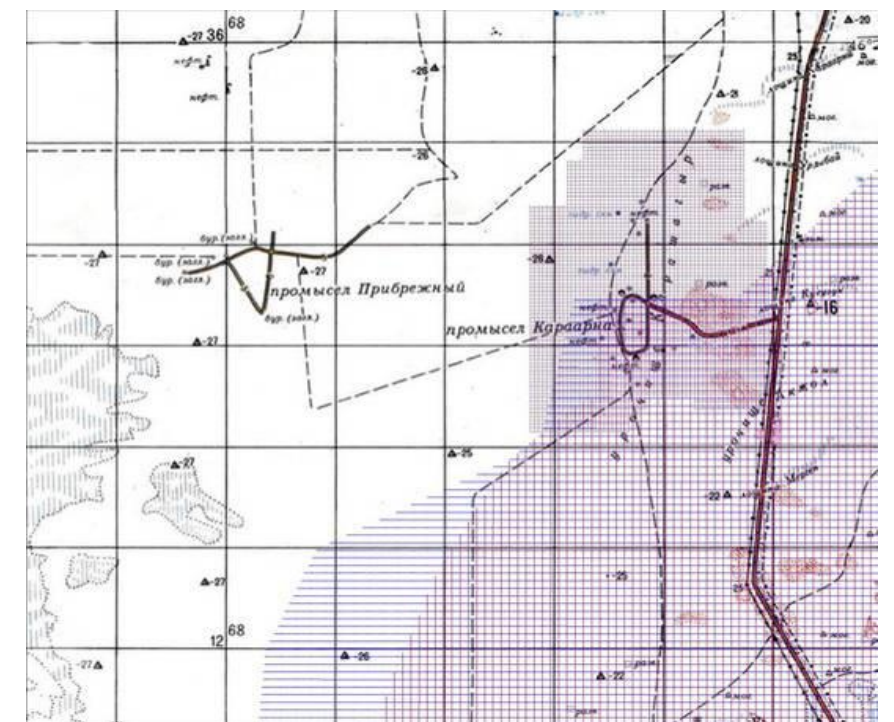


Рисунок А.2 - Участок съемки 3D на топооснове

Приложение Б

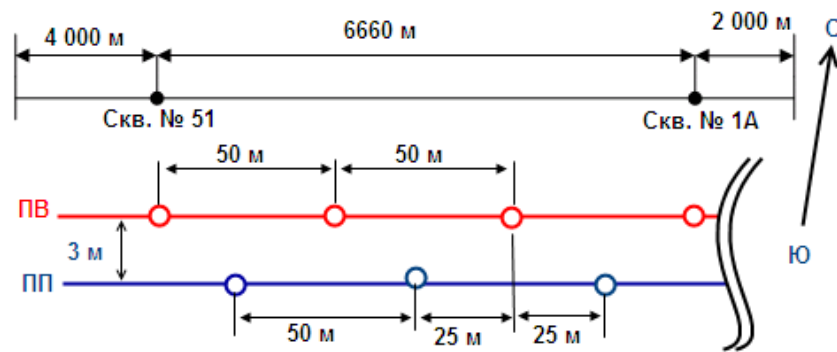


Рисунок Б.1 - Схема профиля 2D № 1 и расстановка пикетов

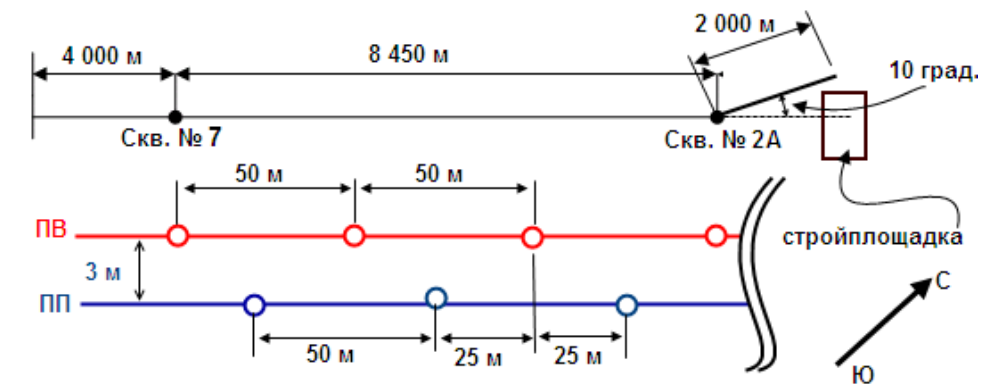


Рисунок Б.2 - Схема профиля 2D № 2 и расстановка пикетов

Основные параметры систем наблюдений сейсморазведки 3D		Параметры
1	Полная кратность.	160
	Кратность по направлению линий приема (ЛП).	20
	Кратность в направлении ортогональном ЛП.	8
2	Размер бина [м x м]	25 x25
3	Количество линий приема (ЛП) в шаблоне	16
4	Количество пунктов приема (ПП) на линии приема (ЛП).	120
5	Количество активных каналов в шаблоне.	1920
6	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП [м].	50
7	Интервал между линиями приема [м].	150
8	Тип системы наблюдений (в направлении ЛП)	Симметричная
	Распределение каналов	60 - 0 - 60
9	Максимальное значение минимальных удалений (М). [м]	177
10	Максимальное удаление "взрыв-прием".	3438,9
12	Характер расположения линий взрыва	Ортогональная
13	Количество линий взрыва на единичной расстановке.	1
14	Количество пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва (ЛВ) и в шаблоне	24
15	Шаг пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва (ЛВ) [м]	50
16	Интервал между линиями взрыва (ЛВ) [м]	150
17	Плотность ПВ на 1 кв. км	133,33
18	Плотность ПП на 1 кв. км	133,33
19	Перемещение шаблона вдоль полосы в кол-ве интервалов между ЛВ	8
20	Перемещение шаблона вдоль полосы в метрах	1200
21	Тип источника	взрывной
22	Регистрирующая аппаратура: 24-х битная телеметрическая сейсмостанция	Sercel-428 LX
23	Длительность регистрации	5 сек
24	Шаг дискретизации	2 мс
25	Общее количество ПВ на площади съемки	10300

Таблица Б.1 - стратиграфии надсолевых отложений

Основные параметры системы наблюдений сейсморазведки 2D		Параметры
	Номинальная кратность	80
	Шаг каналов м	50
	Шаг пунктов возбуждения м	50
	Количество активных каналов	160
	Распределение каналов	80 - 1 - 0 - 1 - 80
	Количество сейсмоприемников в группе	12
	Тип геофонов	SG-10

Таблица Б.2 - Основные параметры системы наблюдений 2Д

Приложение В

Наименование	Проектные данные	Фактические данные
Общее количество пунктов приема ПП		
Общее количество пунктов возбуждения ПВ		
Площадь участка съемки 3D кратность 1-195		
Площадь участка съемки 3D кратн.160-195		
Плотность ПВ/1 км ²		

Таблица В.1 - Объемы работ дизайна 3D съемки

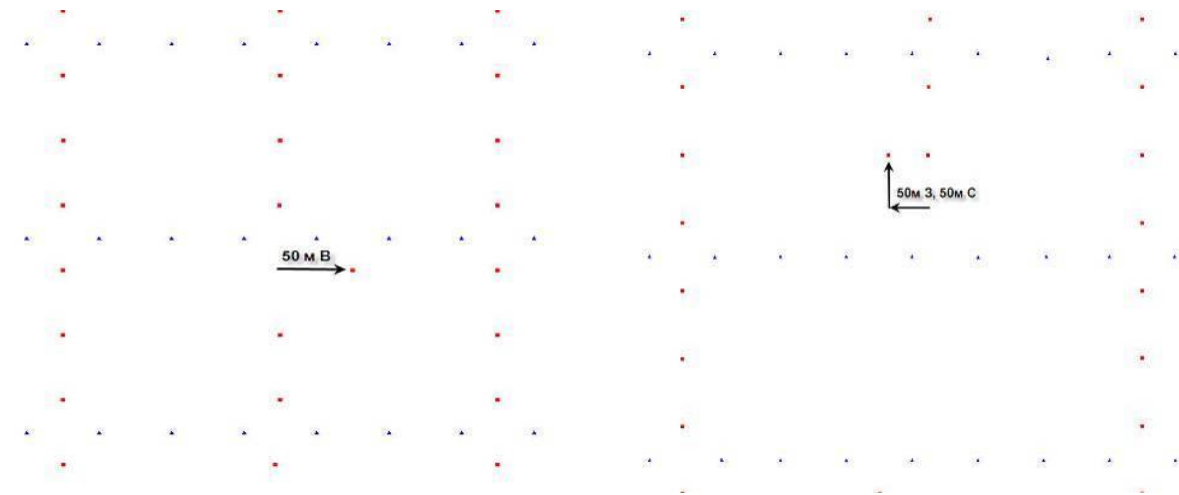


Рисунок В.1 - Примеры пикетов замены ПВ вдоль линии ПП

Рисунок В.2 - Примеры пикетов замены ПВ вдоль линии ПВ и вдоль линии ПП

Полоса	Линия ПП от	Линия ПП до	Линия ПП от	Линия ПП до	Кол-во ПП	Линия ПВ от	Линия ПВ до	Линия ПВ от	Линия ПВ до	Кол-во ПВ
1	1694	1667	5214	5375	1302	5214	5376	1632	1656	459
2	1646	1691	5214	5375	2310	5214	5376	1656	1680	877
3	1670	1715	5214	5375	2592	5214	5376	1680	1704	936
4	1694	1739	5214	5378	2604	5214	5376	1704	1728	1032
5	1718	1763	5214	5378	2628	5214	5379	1728	1752	1344
6	1742	1787	5214	5378	2640	5214	5379	1752	1776	1344
7	1766	1811	5214	5378	2568	5214	5379	1776	1800	1344
8	1790	1835	5214	5378	2208	5214	5361	1800	1824	1092
9	1817	1859	5241	5360	1872	5241	5361	1824	1848	984
10	1838	1871	5241	5360	1344	5253	5361	1848	1872	888
					11394					10300

Таблица В.2 - Сводная таблица пикетов ПП и ПВ по полосам Кара-Арна 3Д

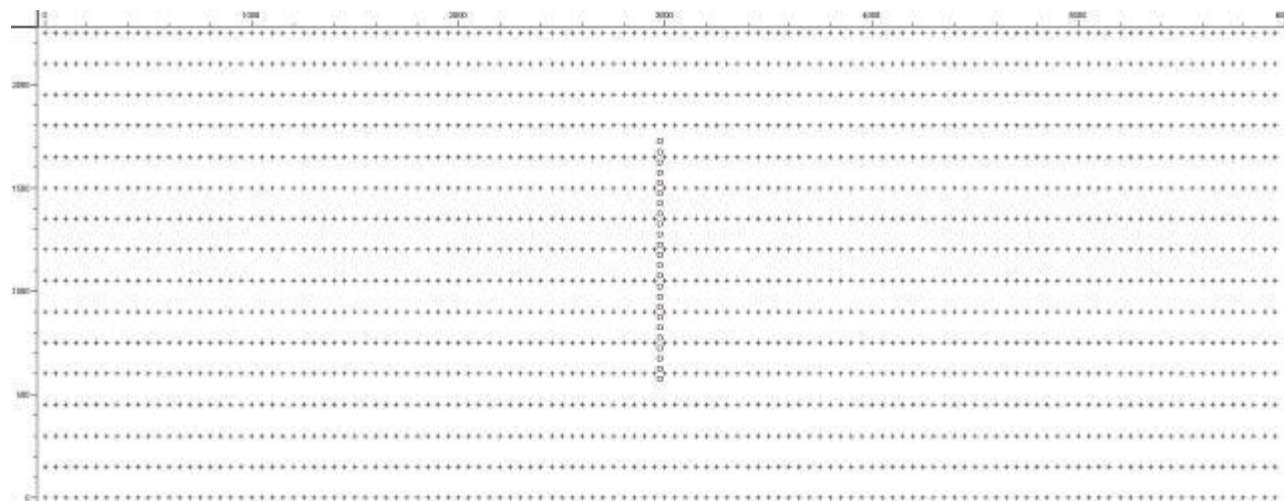


Рисунок В.3 - Схема единичной расстановки 3D сейсмической съемки

Приложение Г

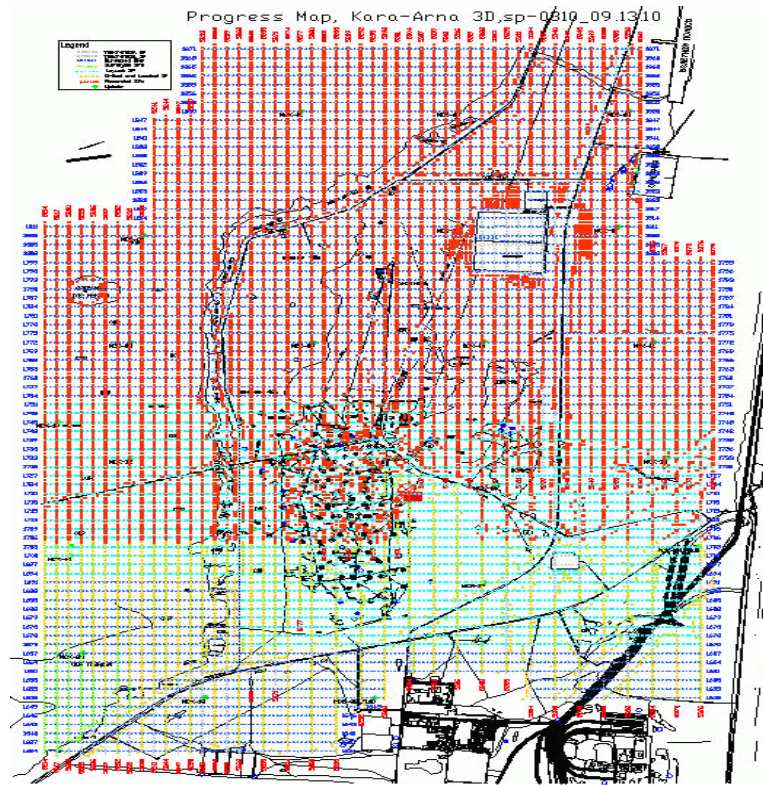


Рисунок Г.1 - Карта прогресса работ

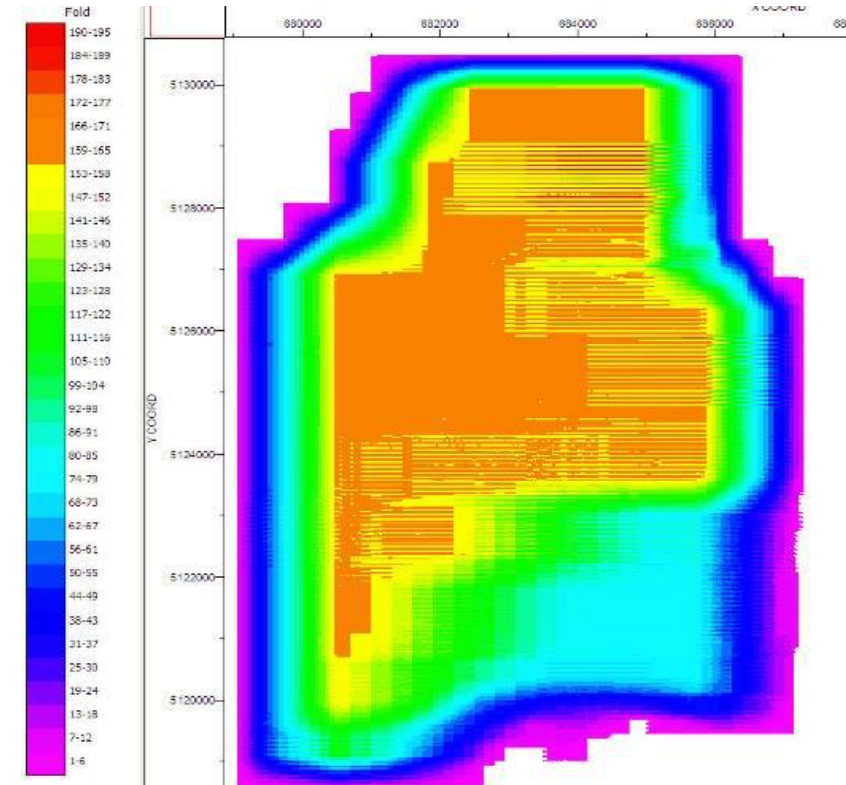


Рисунок Г.2 - Общая карта кратности

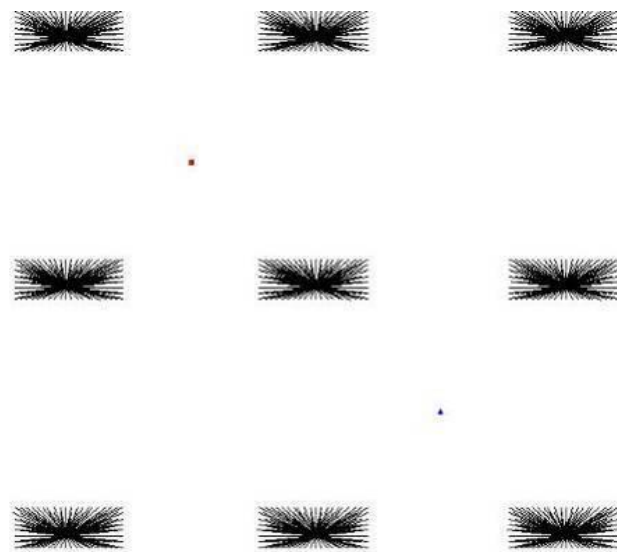


Рисунок Г.3 - Распределение азимутов для нескольких бинов

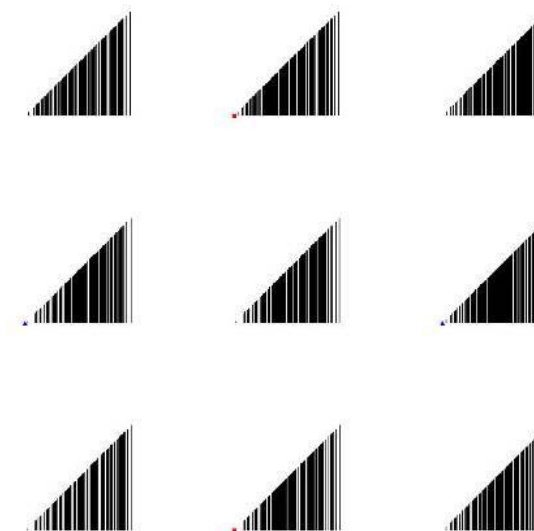


Рисунок Г.4 - Распределение удалений для нескольких бинов

Приложение Д

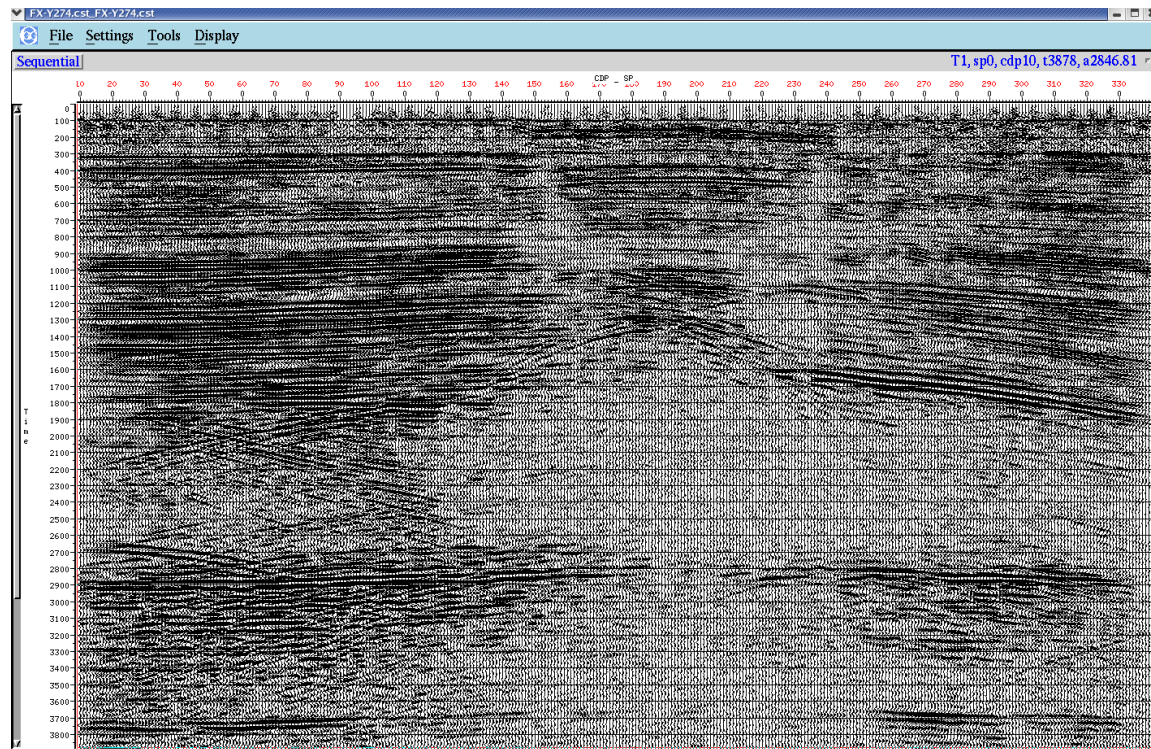


Рисунок Д.1 - Фрагмент временного разреза по INLINE-3D

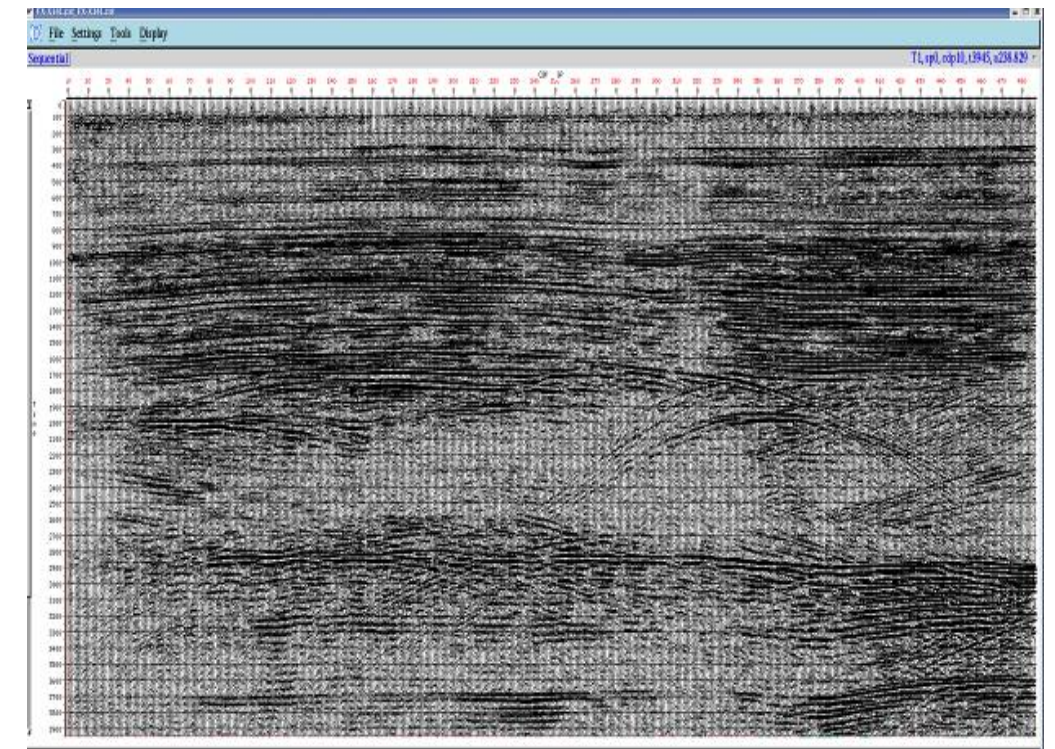


Рисунок Д.2 - Фрагмент временного разреза по CROSSLINE-3D

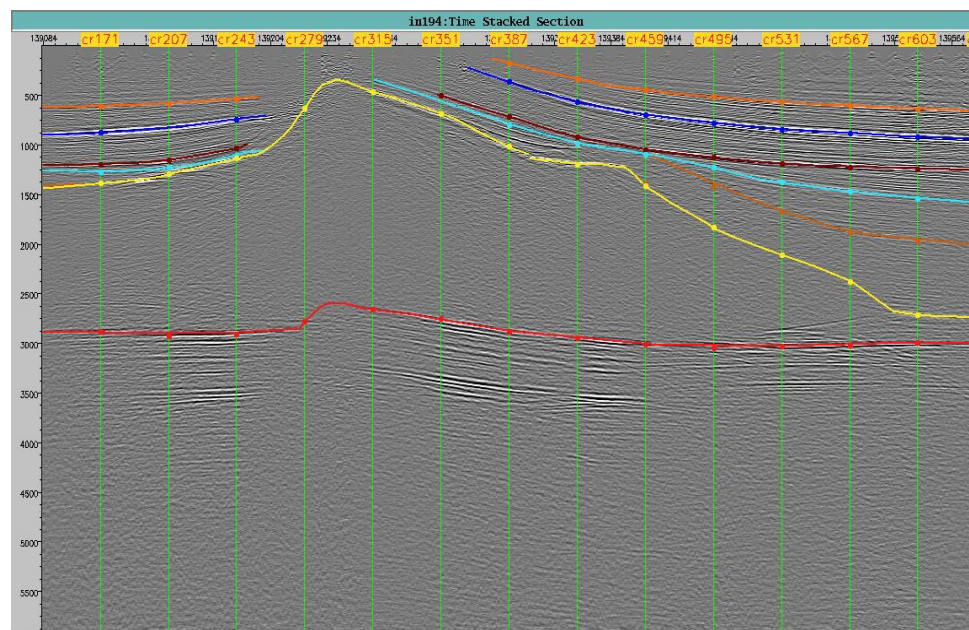


Рисунок Д.3 - Пикирование горизонтов по (Inline)суммарному разрезу и их увязка (Crossline)

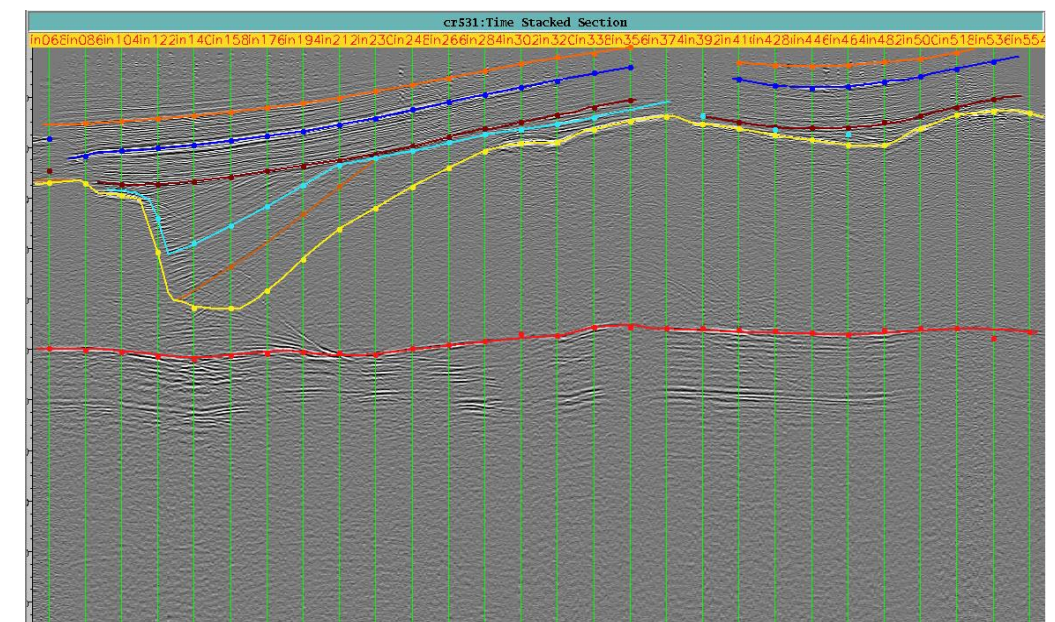


Рисунок Д.4 - Пикирование горизонтов по суммарному разрезу и их увязка

Продолжение приложения Д

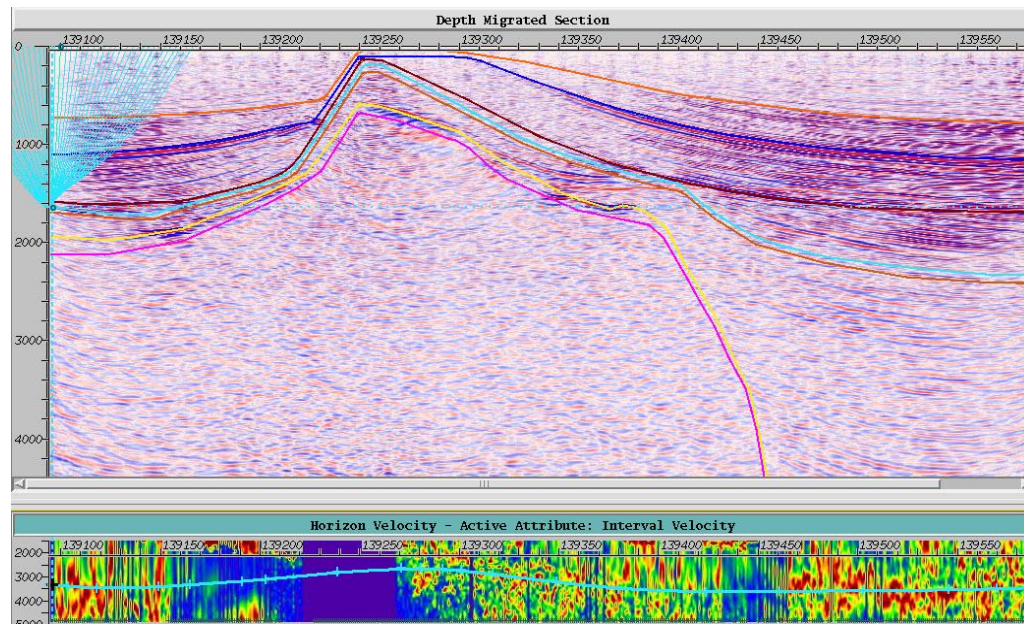


Рисунок Д.5 - Горизонтальные спектры интервальной скорости до 4-го горизонта (Inline)

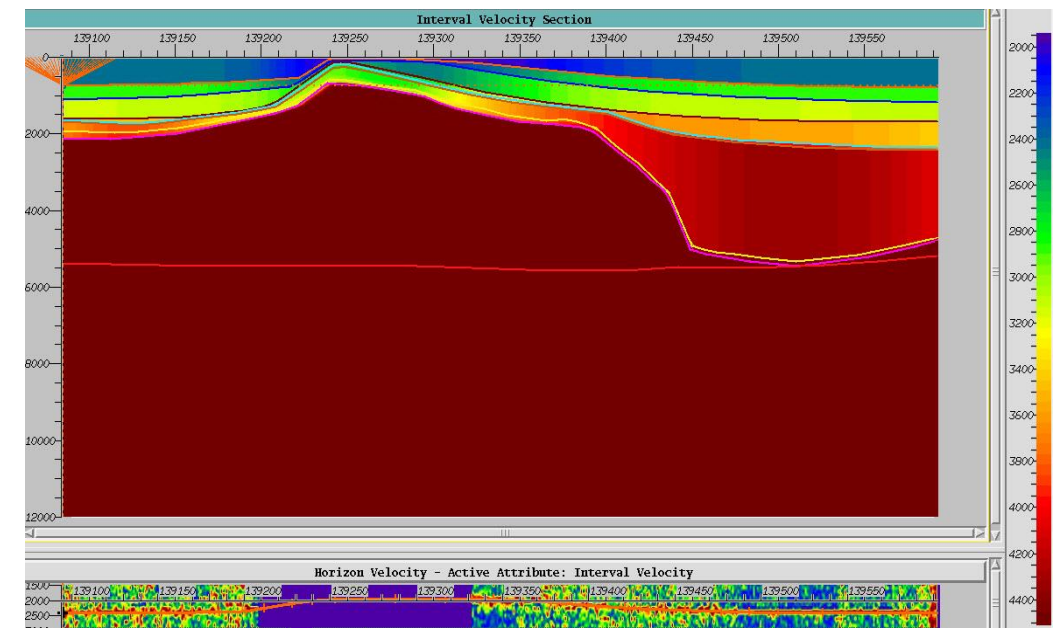


Рисунок Д.6 - Глубинно-скоростная модель (Inline)

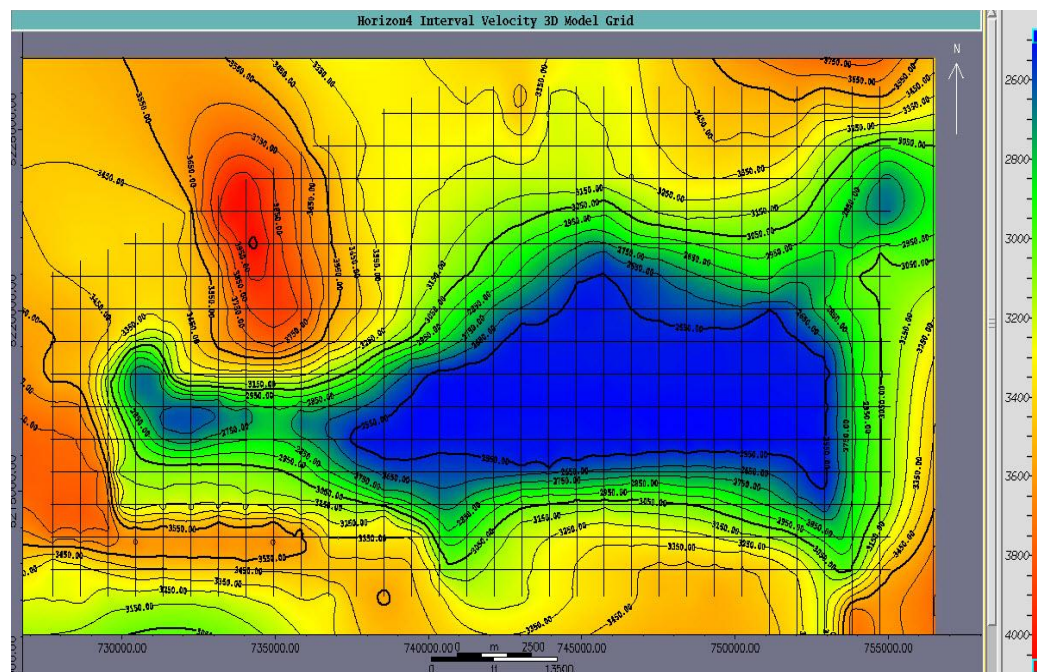


Рисунок Д.7 - Карта интервальной скорости до 4-го горизонта

Приложение Е

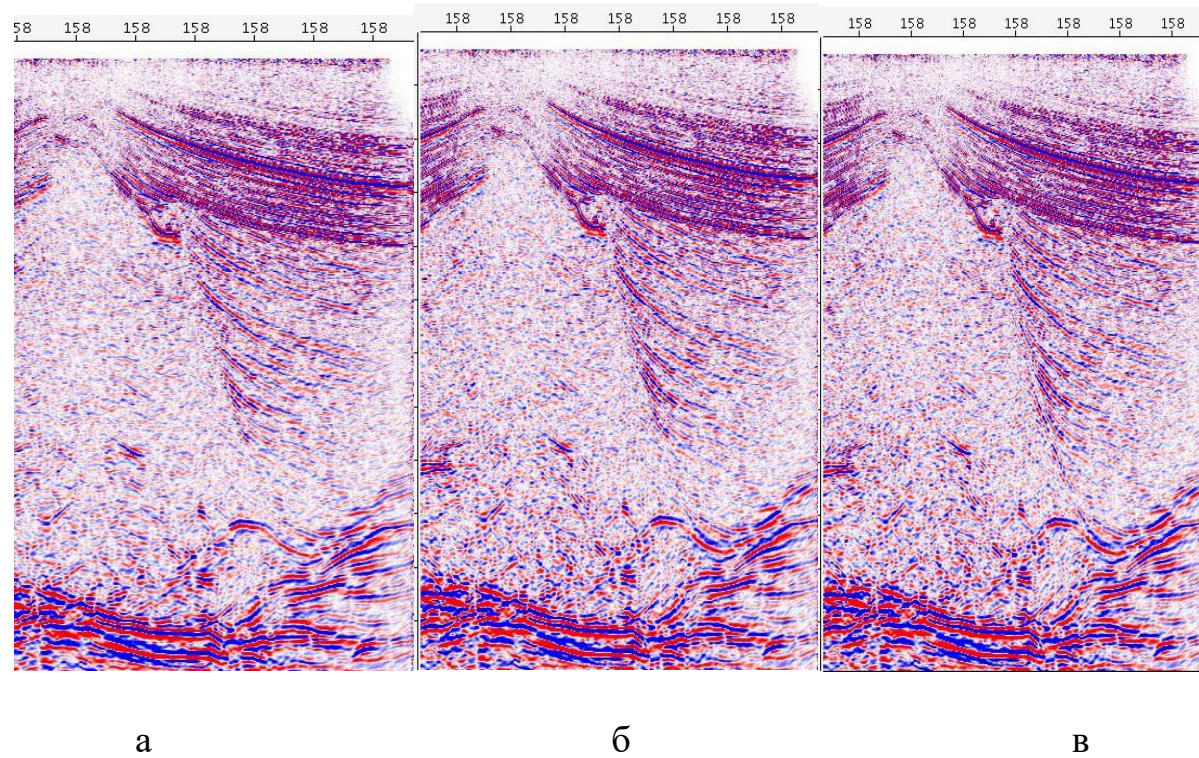


Рисунок Е.1 - Сравнение мигрированных сейсмических разрезов с углами наклона: а) угол 30, б) угол 45, в) угол 60

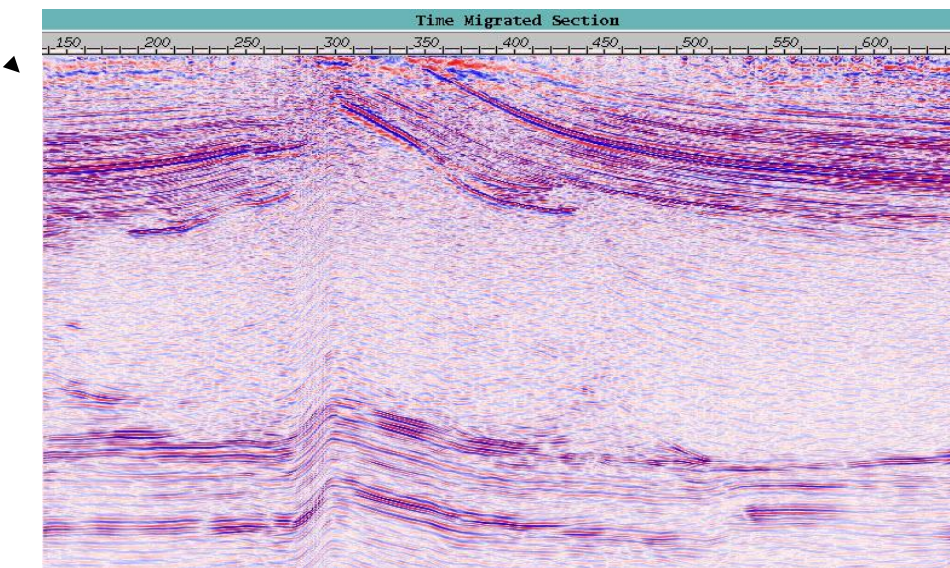


Рисунок Е.3 - Глубинная миграция во временном масштабе (Inline)

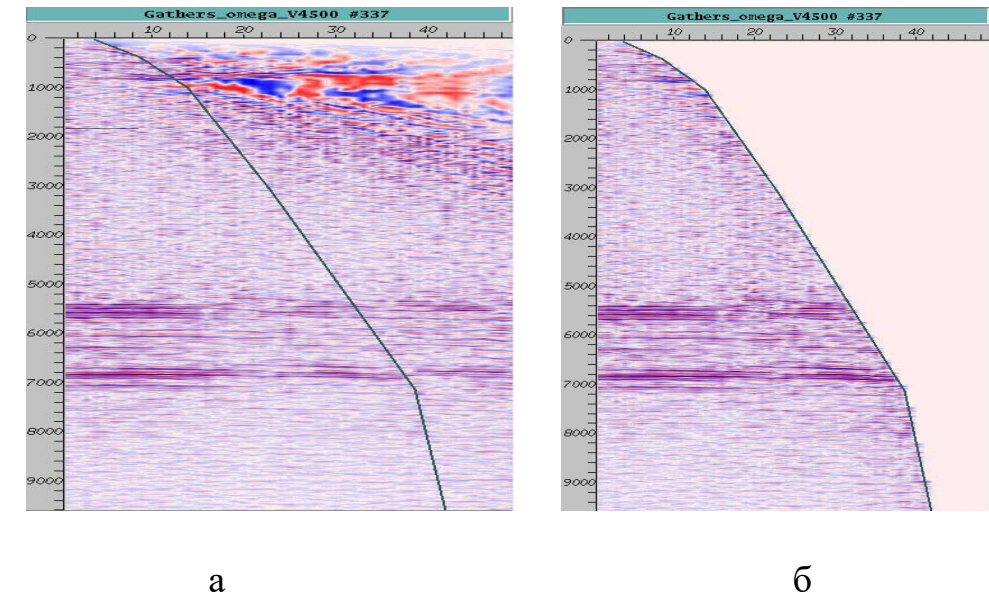


Рисунок Е.2 - Сейсмограммы: а) без мьютинга, б) с мьютингом

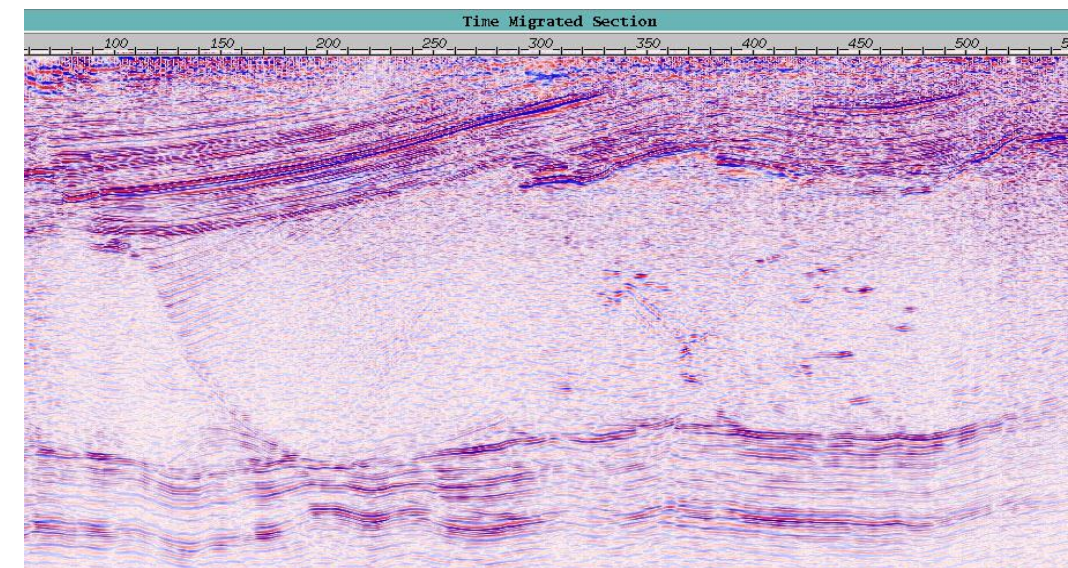


Рисунок Е.4 - Глубинная миграция во временном масштабе (Crossline)

Приложение Ж

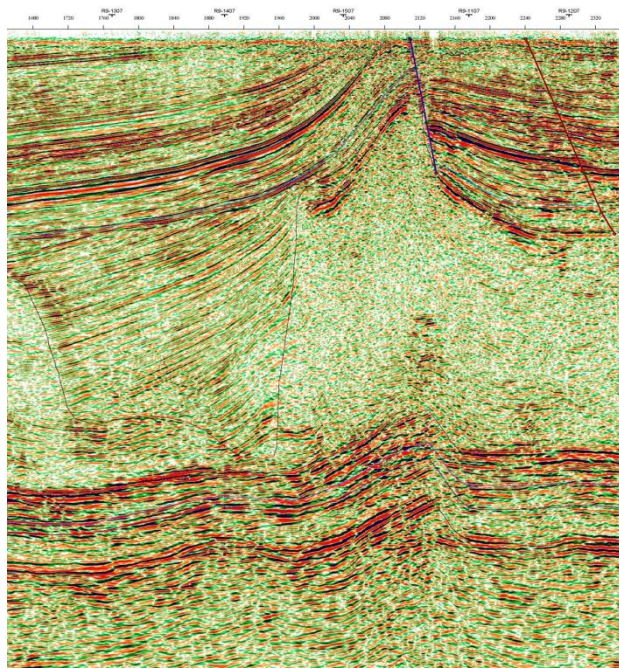


Рисунок Ж.1 - Профиль R907101 2Д прошлых лет, временной разрез, использованный для увязки целевых отражающих горизонтов с данными съёмки 3Д

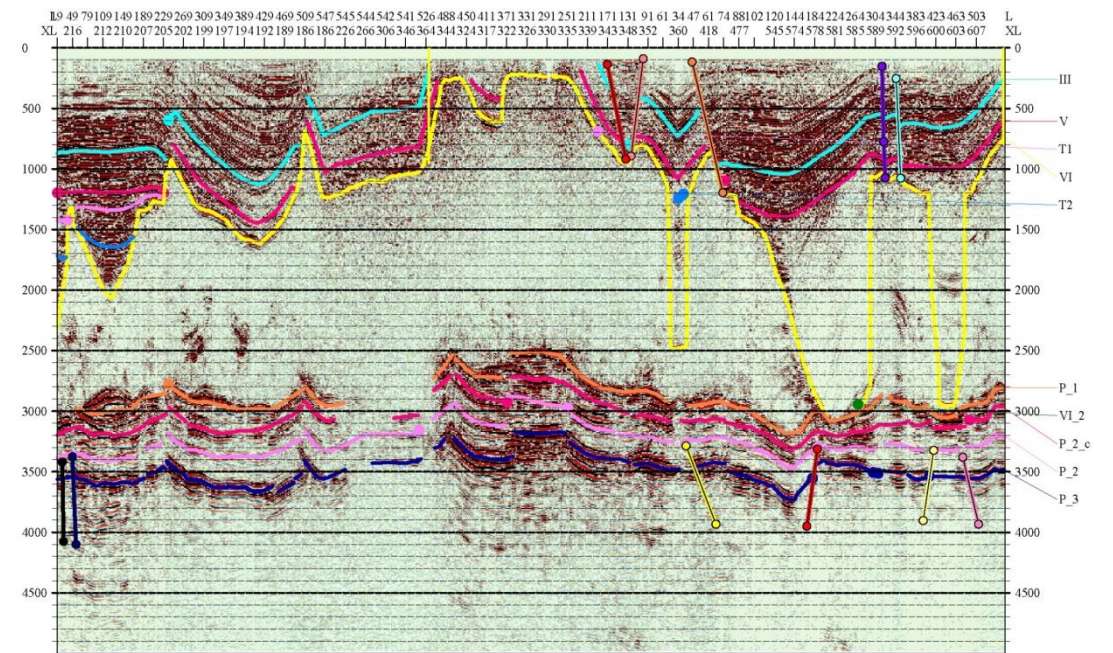


Рисунок Ж.2 - Составной временной разрез по площади Кара Арна

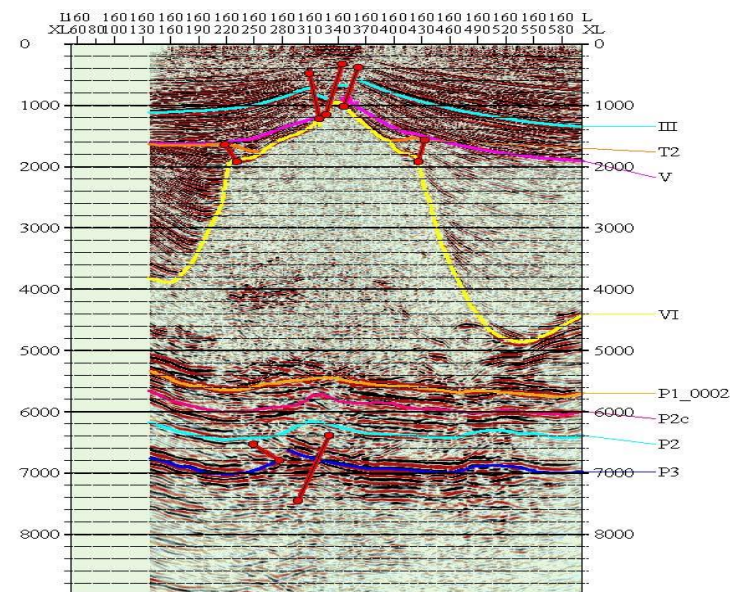


Рисунок Ж.3 - Временной разрез по инлайну 160

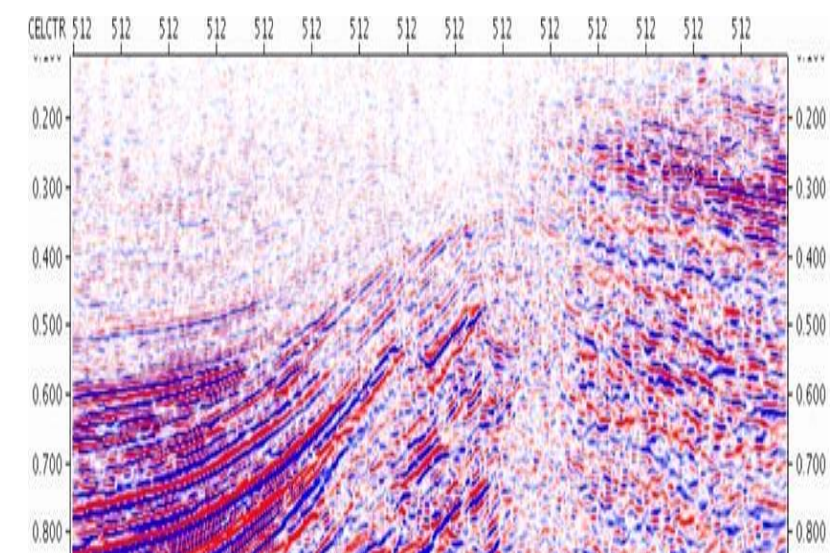


Рисунок Ж.4 - Верхняя часть разреза

Приложение И

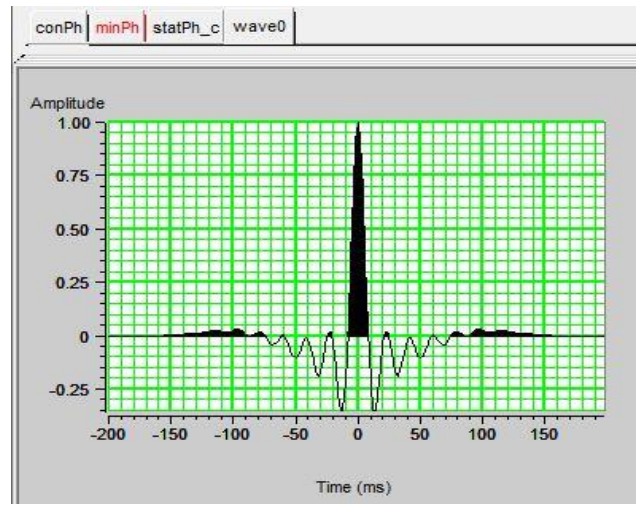


Рисунок И.1 - Фазовый статистический сигнал сейсмических данных 3Д площади исследований

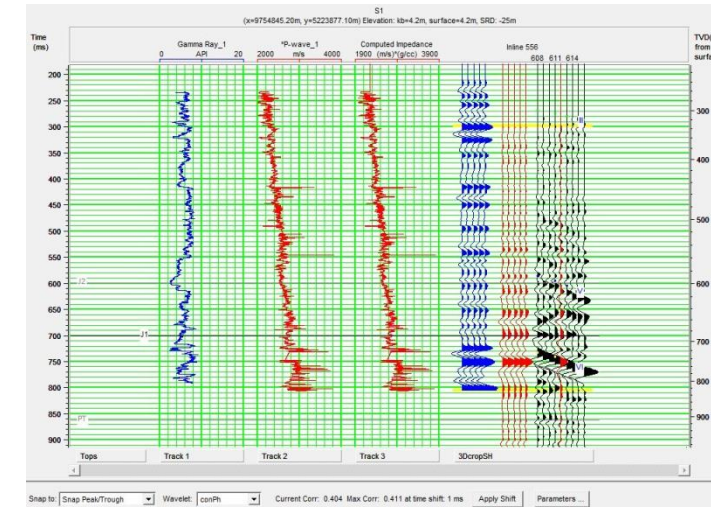


Рисунок И.2 - Привязка скважины 1 к сейсмическим данным

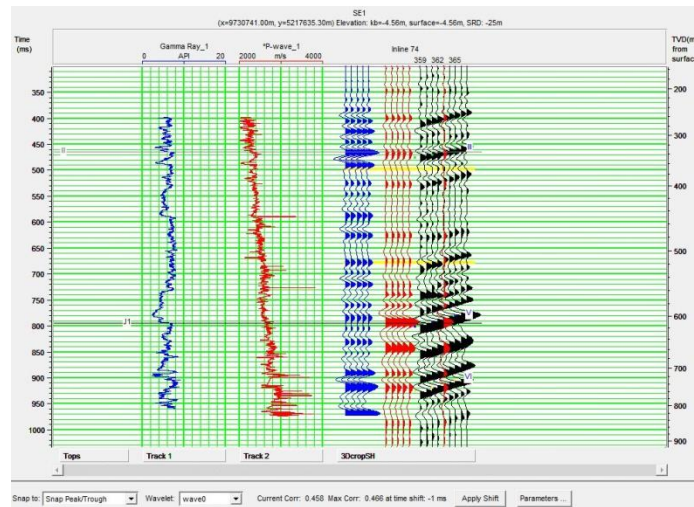


Рисунок И.3 - Привязка скважины 1 к сейсмическим данным 3Д

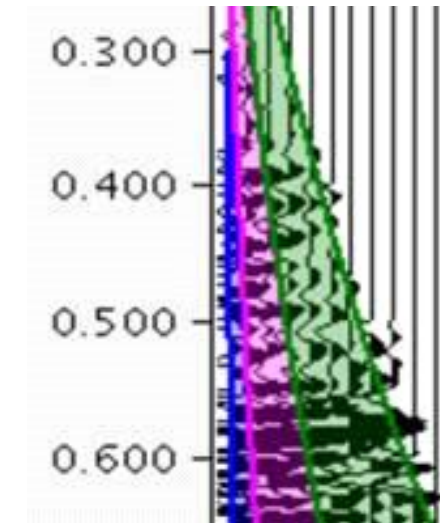


Рисунок.И.4 - Сейсмические трассы в верхней части разреза

Приложение К

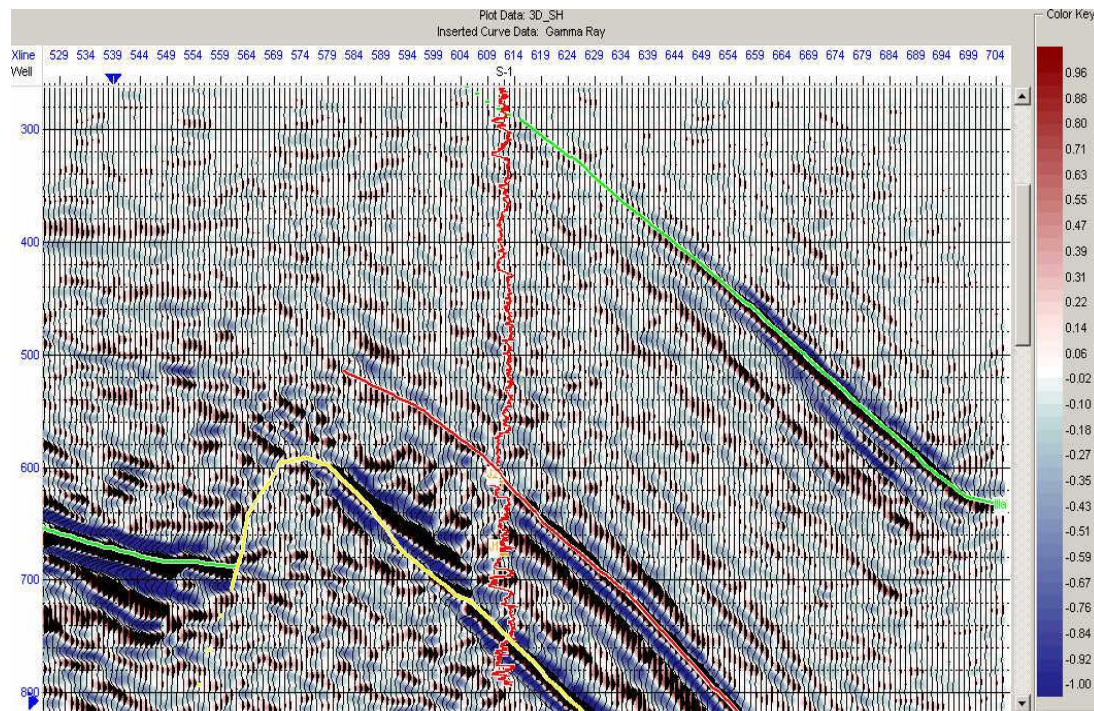


Рисунок К.1 - Временной сейсмический разрез через скважину 1. Inline

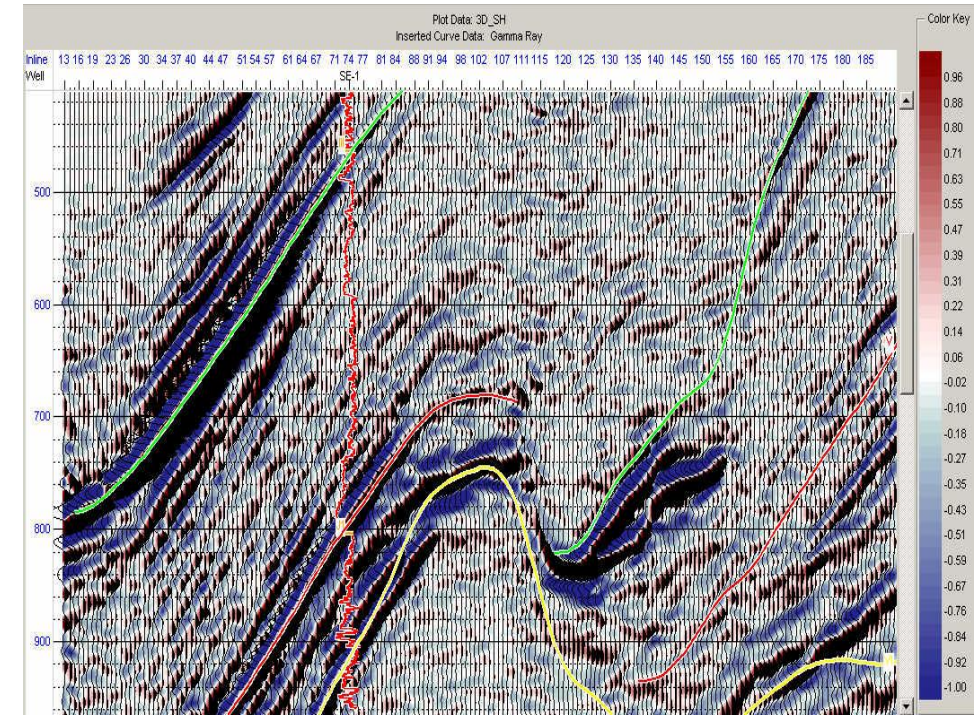


Рисунок К.2 - Временной сейсмический разрез

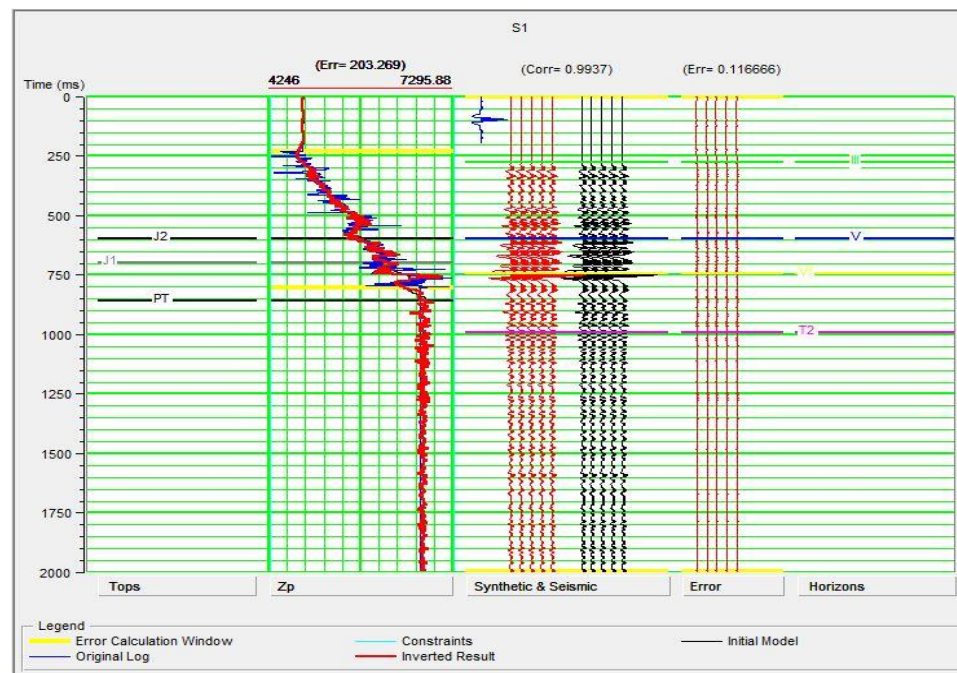


Рисунок К.3 - Скважина S1. Сравнительный анализ исходной кривой импеданса и рассчитанной

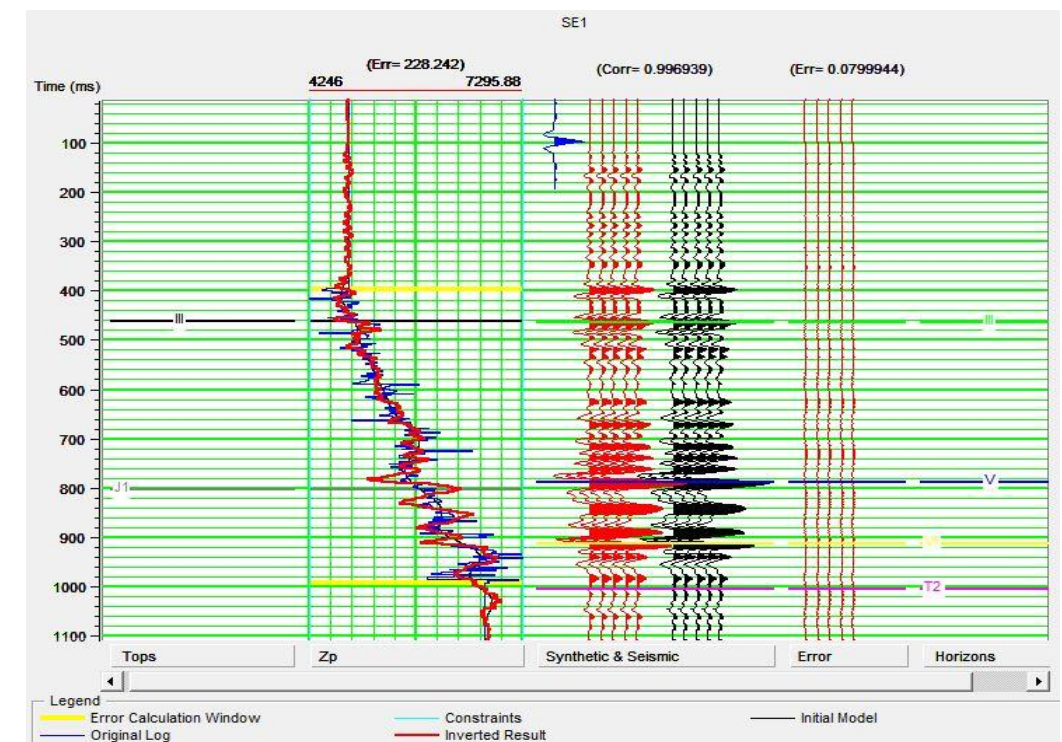


Рисунок К.4 - Скважина SE1. Сравнительный анализ исходной кривой импеданса и рассчитанной

Приложение Л

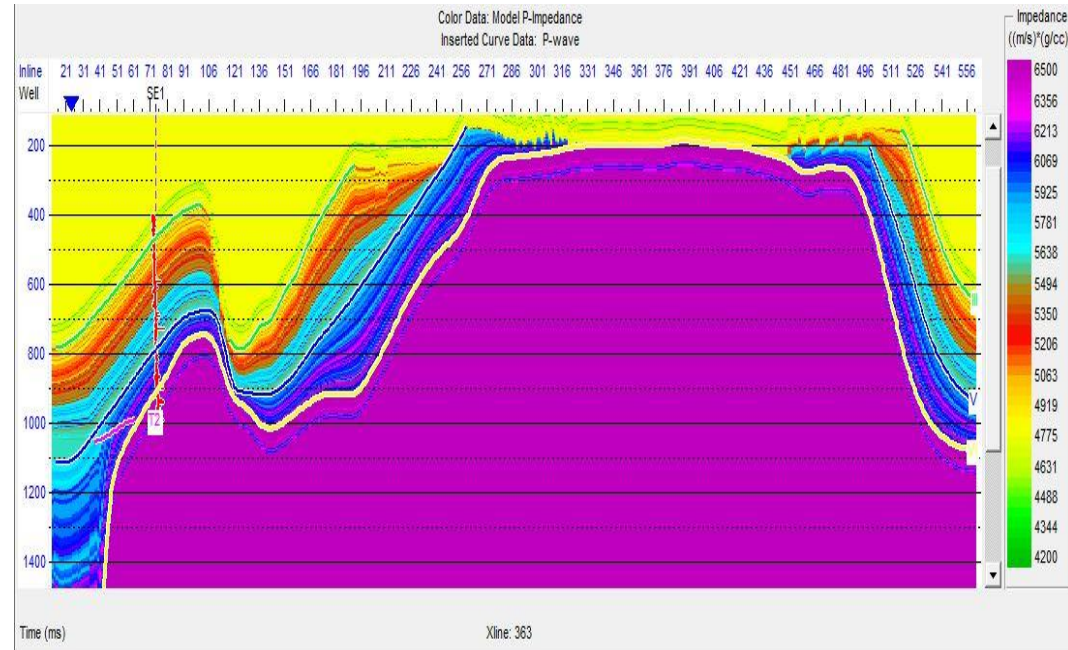


Рисунок Л.1 - Получение первичной модели путем экстраполяции кривых акустического импеданса от скважин вдоль всей надсолевой толщи структуры Кара Арна

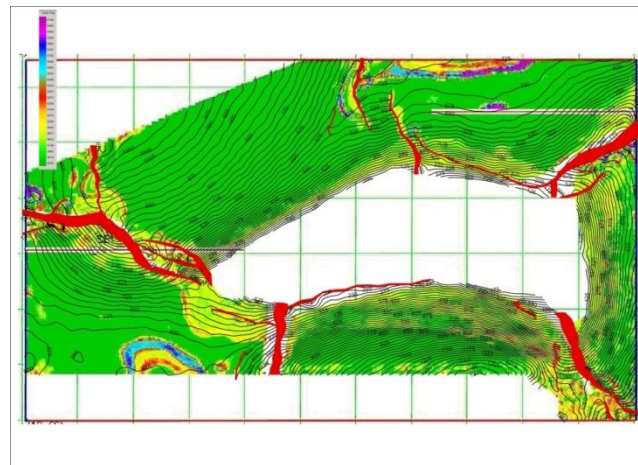


Рисунок Л.3 - Результат расчета сейсмической инверсии Band-Limited Inversion.
Слайс по III ОГ с наложением изохрон

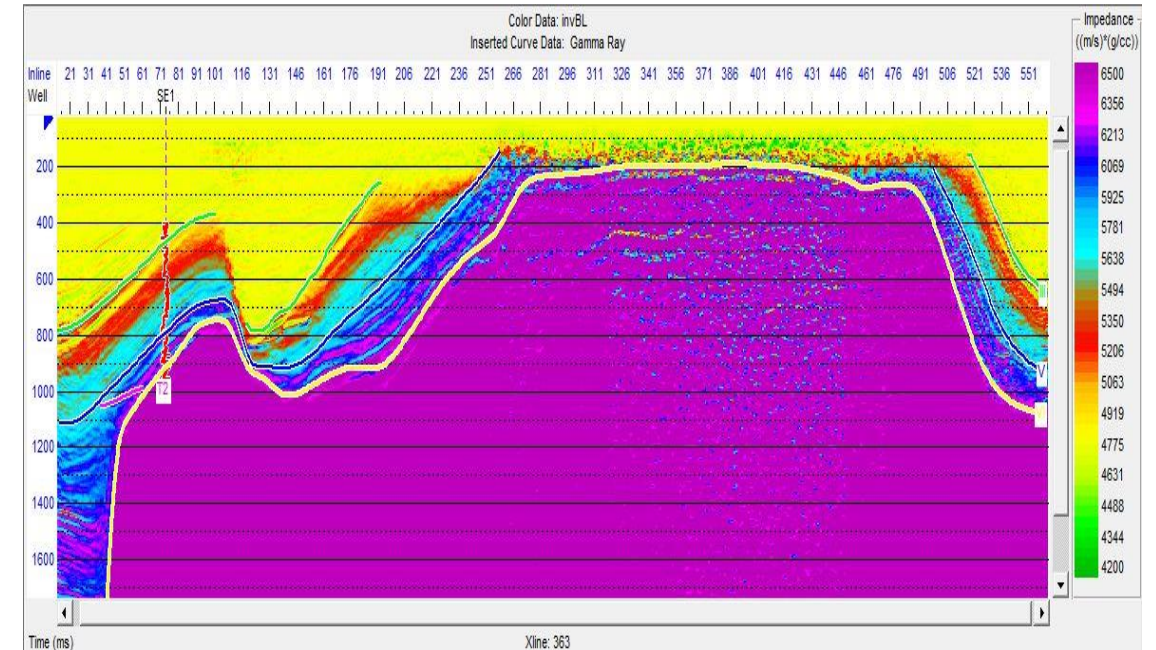


Рисунок Л.2 - Результат расчета сейсмической инверсии Band-Limited Inversion (Скв. 1)

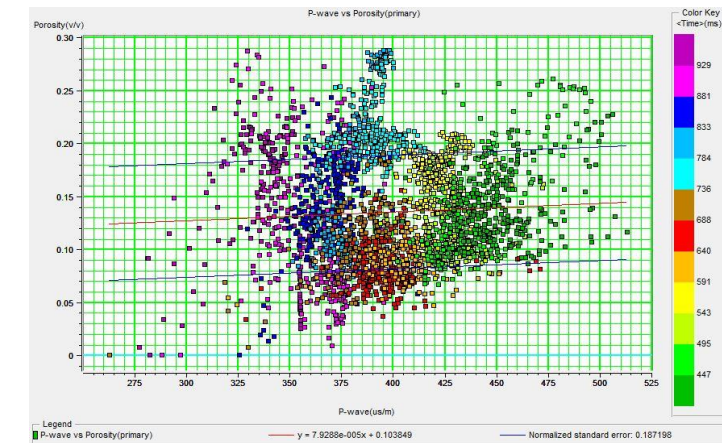


Рисунок Л.4 - Зависимость акустического импеданса от пористости по данным ГИС

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

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

2 Глумов И. Ф., Маловицкий Я. П., Новиков А. А., Сенин Б. В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. Недра-Бизнесцентр, 2004.

3 Пилифосов В. М. Сейсмостратиграфические модели подсолевых отложений Прикаспийской впадины. Алма-Ата, 1986.

4 Уразаев Б.М. Физические свойства горных пород и геофизические поля. Алма-Ата, Наука, 1971

5 Ескожа Б.А. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса юга Прикаспийской впадины. Нефть и газ, № 4, 2008.

6 Крылов Н. Д., Авров В. П., Голубева З. В. Геологическая модель подсолевого комплекса Прикаспийской впадины и нефтегазоносность. Геология нефти и газа, № 6, 1994.