

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт кибернетики
Направление подготовки Прикладная математика и информатика
Кафедра прикладной математики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**Разработка и исследование алгоритма прогноза свойств геологического
разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических
ВОЛН**

УДК 519.7: 004.382.7:550.834.5

Студент

8БМ41	Сидоренко Софья Николаевна			
Группа	ФИО	Подпись	Дата	

Руководитель

доцент	Иванченков Виктор Павлович	К.Т.Н.		
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

доцент	Конотопский Владимир Юрьевич	К. Э. Н.		
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

По разделу «Социальная ответственность»

доцент	Анищенко Юлия Владимировна	К.Т.Н.		
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	Гергет Ольга Михайловна	К.Т.Н.		
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Томск – 2016 г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
НАПРАВЛЕНИЕ «ПРИКЛАДНАЯ МАТЕМАТИКА И ИНФОРМАТИКА»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
P1	Способность проводить научные исследования и получать новые научные и прикладные результаты с использованием углубленных теоретических и практических знаний в области прикладной математики и информатики.
P2	Умение использовать междисциплинарные знания при определении задач математического моделирования объектов и явлений в различных предметных областях.
P3	Способность применять полученные профессиональные знания для определения, формулирования и решения производственных задач и обоснованно выбирать эффективные методы проектирования для достижения новых результатов.
P4	Способность осуществлять социально-ориентированную деятельность в соответствии с корпоративной политикой, с соблюдением норм профессиональной этики.
P5	Способность осуществлять педагогическую деятельность по профилю специализации и разрабатывать учебно-методические комплексы для электронного и мобильного обучения.
P6	Способность эффективно осуществлять организационно-управленческую, консалтинговую и консорциумную деятельность.
Общекультурные компетенции	
P7	Свободно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в международных проектах.
P8	Эффективно работать индивидуально (или в качестве члена команды) или руководителем производственного или научного коллектива по междисциплинарной тематике, демонстрировать ответственность за результаты работы.
P9	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, расширять и углублять свое научное мировоззрение. Способность к интеллектуальному, культурному, нравственному и профессиональному саморазвитию.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт кибернетики
 Направление подготовки Прикладная математика и информатика
 Кафедра Прикладной математики

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
8БМ41	Сидоренко Софье Николаевне

Тема работы:

Разработка и исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн
--

Утверждена приказом директора Института кибернетики (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы: (дата)	
---	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Сейсмические импульсы и модели волновых полей и их параметры, реальные полевые сейсмические материалы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Аналитический обзор по литературным источникам в рассматриваемой области. Системный подход к описанию модели слоистых поглощающих сред. Разработка фазочастотного алгоритма прослеживания волн с измененным шагом дискретизации. Разработка нового способа определения взаимных фазовых спектров по функциям качества алгоритма фазочастотного прослеживания волн. Разработка алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн. Исследование разработанных алгоритмов на моделях слоистых поглощающих сред и выборочную обработку сейсмических материалов.
Перечень графического материала	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Конотопский Владимир Юрьевич
Социальная ответственность	Анищенко Юлия Владимировна
Английский язык	Сидоренко Татьяна Валерьевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
2.1 Системный подход к описанию модели слоистых поглощающих сред	
2.2 Информационные свойства взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн	
2.3 Разработка спектрального алгоритма прогноза геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных волн	
2.4 Фазочастотное прослеживание сейсмических волн с измененным шагом дискретизации	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Иванченков Виктор Павлович	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8БМ41	Сидоренко Софья Николаевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 138 с., 31 рис., 22 табл., 30 источников, 5 прил.

Ключевые слова: слоистая поглощающая среда, отраженные сейсмические волны, взаимные фазовые спектры, фазочастотное прослеживание, функция качества.

Объектом исследования является алгоритм прогноза геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн.

Целью работы является разработка и исследование алгоритма прогноза геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн. Для достижения поставленной цели дан краткий обзор методов и основных задач прогноза геологического разреза и рассмотрена модель слоистых поглощающих сред. Реализован алгоритм фазочастотного прослеживания с переменным шагом дискретизации. Разработан и реализован новый способ определения взаимного фазового спектра по функциям качества алгоритма фазочастотного прослеживания и доказана возможность его применения при прогнозе геологического разреза. Разработан и реализован алгоритм прогноза геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн. Проведены исследования алгоритма прогноза геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн на принятых моделях слоистых поглощающих сред. Проведена выборочная обработка сейсмических материалов.

Результаты работы в виде пакета программ рекомендуется использовать при обработке сейсмических данных, получаемых при поиске нефтяных и газовых месторождений. Осуществляется внедрение разработанного алгоритма в программно-алгоритмический комплекс «Геосейф», используемый для обработки полевых сейсмических материалов.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
2. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
3. ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.
4. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
5. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
6. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
7. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
8. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
9. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
10. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

Обозначения и сокращения

ПГР – прогноз геологического разреза;

ВФС – взаимный фазовый спектр;

ФЧХ – фазочастотная характеристика;

ФЧП – фазочастотное прослеживание;

ФК – функция качества;

ЦМВП – центральный момент второго порядка;

ВФЗ – взаимная фазовая задержка;

ВГЗ – взаимная групповая задержка.

Оглавление

Введение.....	10
1 Прогноз свойств геологического разреза по данным сейсмических наблюдений.....	13
1.1 Основные задачи прогноза геологического разреза	13
1.2 Краткий обзор методов прогноза геологического разреза.....	15
2 Разработка алгоритма прогноза геологического разреза на основе информационных свойств взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн	20
2.1 Системный подход к описанию модели слоистых поглощающих сред....	20
2.2 Информационные свойства взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн.....	26
2.3 Разработка алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных волн.....	30
2.4 Фазочастотное прослеживание сейсмических волн с измененным шагом дискретизации	35
2.5 Новый способ определения взаимного фазового спектра волн по функциям качества алгоритма фазочастотного прослеживания	40
3 Исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров сейсмических волн	46
3.1 Исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на моделях слоистых геологических сред.....	46
3.1.1 Исследование алгоритма прогноза на моделях геологических сред с горизонтальными границами раздела.....	46
3.1.2 Исследование алгоритма прогноза на моделях геологических сред для случая различных свойств по латерали выделяемого слоя	61
3.2 Исследование помехоустойчивости алгоритма прогноза геологического разреза	65

3.3 Прогноз свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных волн по результатам выборочной обработки данных сейсмических наблюдений	69
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	76
4.1 Организация и планирование работ.....	76
4.1.1 Продолжительность этапов работ.....	77
4.1.2 Расчет накопления готовности проекта.....	80
4.2 Расчет сметы затрат на выполнение проекта.....	81
4.3 Оценка экономической эффективности проекта.....	85
5 Социальная ответственность	87
5.1 Производственная безопасность	87
5.2 Экологическая безопасность	91
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
Заключение	95
Список публикаций.....	97
Список используемых источников.....	98
Приложение А	101
Приложение Б.....	118
Приложение В.....	119
Приложение Г	123
Приложение Д.....	129

Введение

В настоящее время в рамках решения задач прогноза геологического разреза (ПГР) разработан ряд методов для прогноза нефти и газа, которые используют тот или иной комплекс характеристик отраженных волн. На основе этих методов в Западной Сибири получены важные результаты по выявлению продуктивных осадочных толщ, прогнозу их нефтегазоносности, нашедшие подтверждение на практике. Тем не менее, практический опыт показывает, что при решении задач ПГР велик процент ошибочных решений и выделяемых ложных аномалий параметров отражений, которые используют при прогнозе.

Существуют программно-алгоритмические комплексы специальной обработки и интерпретации сейсмических данных, которые наиболее широко используют параметры волн, связанные с амплитудой и энергией отражений. В значительно меньшей степени используют фазовые характеристики отражений. Однако, в фазу сейсмических волн, а точнее в сложный закон изменения их фазовых спектров, заложена информация, позволяющая в условиях существенной априорной неопределенности наиболее надежно обнаруживать волны на фоне интенсивных помех и производить оценку их параметров.

Взаимные фазовые спектры (ВФС) отражений, полученные от границ раздела анализируемых толщ, несут информацию о характере напластования, толщине и акустических свойствах отдельных слоев, неоднородности поглощения и дисперсионности геологических сред и могут служить эффективными признаками выявления залежей углеводородов. Тем не менее, несмотря на высокую информативность фазочастотных характеристик (ФЧХ) отраженных волн, они еще пока не нашли достаточно широкого практического применения в решении задач ПГР. Это связано с тем, что фазовые спектры отраженных волн, их взаимосвязь с конфигурацией границ и параметрами геологического разреза изучены далеко не полностью, также практически не исследованы особенности их изменения в области залежей нефти и газа.

Все вышесказанное подтверждает актуальность развития работ по изучению связи ВФС отраженных сейсмических волн с параметрами изучаемых геологических объектов, создание на их основе фазочастотных алгоритмов для прогноза свойств геологического разреза, в том числе прогноза нефтегазоносности осадочных толщ.

Предметом исследования являются взаимные фазовые спектры отраженных сейсмических волн и их информационные свойства.

Целью выпускной работы является разработка и исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие основные задачи:

1. Провести анализ основных задач и методов прогноза геологического разреза;

2. Рассмотреть системный подход к описанию модели слоистых поглощающих сред;

3. Разработать фазочастотный алгоритм прослеживания волн с измененным шагом дискретизации;

4. Рассмотреть новый способ определения взаимных фазовых спектров по функциям качества алгоритма фазочастотного прослеживания волн;

5. Разработать алгоритм прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн;

6. Провести исследование разработанного алгоритма на моделях слоистых поглощающих сред и выборочную обработку сейсмических материалов.

Научная новизна работы заключается в разработке нового способа прогноза геологического разреза на основе ВФС отраженных сейсмических волн.

Результаты работы в виде пакета программ рекомендуется использовать при обработке сейсмических данных получаемых при поиске нефтяных и газовых месторождений.

Основные результаты выпускной квалификационной работы докладывались на научном семинаре кафедры прикладной математики ТПУ, XII Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Технологии Microsoft в теории и практике программирования» (2015 г, Томск, ТПУ), Международной научно-практической конференции АЗММиИТ «Актуальные задачи математического моделирования и информационных технологий» (2015 г, Сочи), XIX Международном научном симпозиуме им. академика М.А.Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (2015 г, Томск, ТПУ), XX Международном научном симпозиуме им. академика М.А.Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (2016 г, Томск, ТПУ), VIII Международной межвузовской научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле» (2016 г, Москва) и опубликованы в материалах этих конференций.

Обзор литературы проведен самостоятельно. Составление математической модели, выбор метода расчета и обсуждение результатов работы проведены совместно с руководителем (50%). Разработка алгоритма, программная реализация и вычислительные эксперименты выполнены самостоятельно.

1 Прогноз свойств геологического разреза по данным сейсмических наблюдений

1.1 Основные задачи прогноза геологического разреза

Основное содержание обработки и интерпретации сейсмических материалов составляет решение обратных геологических задач с целью определения структуры геологической среды и физических свойств составляющих её слоев по зарегистрированному на поверхности наблюдений полю искусственно-возбуждаемых упругих волн. Точное решение этих задач недостижимо на практике из-за ряда ограничений:

- конечность пространства, в котором регистрируется волновое поле;
- дискретность системы наблюдений, снижающая точность восстановления поля;
- отсутствие достаточно полной математической модели, учитывающей все особенности распространения сейсмических волн;
- многообразие геологических факторов, влияющих на физические свойства пород и находящие отражение в параметрах наблюдаемых сейсмических колебаний;
- наличие возможных помех, извлекаемых из экспериментальных материалов.

Однако в рамках этих ограничений существует множество возможностей для построения эффективных алгоритмов обработки сейсмических данных, направленных на решение конкретных геолого-геофизических задач.

При обработке и интерпретации сейсмических материалов, получаемых при разведке нефти и газа, можно выделить два основных направления [1, 2]:

- задачи структурной сейсморазведки, основная цель которых заключается в построении целевых отражающих (преломляющих) горизонтов и определение скоростных параметров среды;

- задачи прогнозирования геологического разреза.

Среди направлений задачи ПГР можно рассматривать как программно-методический комплекс различных средств специальной обработки и интерпретации данных сейсморазведки и геофизического исследования скважин (ГИС) с основной целью определения вещественного состава осадков, выявления продуктивных толщ и оценки их нефтегазоперспективности.

Главными отличиями ПГР от методов решения структурных задач являются:

- при интерпретации детально изучаются отдельные геологические тела в разрезе осадочной толщи, а не границ;
- массовое вовлечение в процесс интерпретации кинематических и динамических особенностей сейсмических волн, материалов ГИС для совместной увязки, повышения достоверности определения и прогнозирования геологических параметров осадочных толщ.

Среди широкого спектра вопросов, рассматриваемых при ПГР, можно выделить следующие основные направления:

- детальное расчленение слоистых неоднородных осадочных толщ на основе данных сейсморазведки и ГИС;
- прогноз коллекторских свойств песчаных тел, включающий оконтуривание зон выклинивания песчаных коллекторов;
- прогноз состава и осадочных свойств пород, в том числе литологии и их углеводородосодержания;
- прогноз геологического разреза в точках заложения глубоких разведочных и эксплуатационных скважин.

В рамках решения ПГР изучается взаимосвязь между теми или иными геологическими характеристиками пород (литологией, текстурой, пористостью, флюидонасыщением и т.д.) и выделяемыми параметрами наблюдаемых сейсмических полей. Поэтому при ПГР привлекаются фундаментальные для геофизики сейсмические (петрофизические) параметры сред, среди которых наибольшее значение имеют скорости распространения упругих волн,

плотности пород и диссипативные свойства (поглощение и рассеивание волн) осадочных отложений. Сейсмические параметры среды многофункционально, множественно связаны с геологическими характеристиками среды, причем эти связи не являются однозначными. Так, например, скорость распространения продольных отраженных волн не только определяется литологией, текстурой, пористостью, нефтегазонасыщением пород, но и зависит от их условий залегания, давления, температуры химических преобразований и т.п.

Все вышесказанное определяет значительную сложность решаемых задач ПГР и нередко приводит к неоднозначности результатов выдаваемых прогнозов, т.е. недостаточность знаний о сейсмофизических свойствах среды, наличие различных мешающих факторов переводит решение задач ПГР в разряд вероятностных.

Для выявления залежей углеводородов и изучения свойств пород недостаточно анализировать только кинематические параметры волн, как это делается при структурных построениях, необходимо привлекать динамические параметры колебаний. К динамическим характеристикам волн относят энергию отраженных (преломленных) импульсов, амплитуды их экстремумов, форму колебания, мгновенную амплитуду, мгновенную фазу, а также параметры спектрального представления сигналов, т.е. их амплитудные, фазовые и энергетические спектры [1, 3].

1.2 Краткий обзор методов прогноза геологического разреза

В настоящее время широкий спектр задач, решаемый в рамках ПГР, определяет специфику в методах и алгоритмах обработки сейсмических данных. Можно выделить два основных направления в реализации методов ПГР [1, 3]:

- методы, реализуемые во временной (пространственно-временной) области;
- методы, синтез которых осуществляется в спектральной области.

С другой стороны все реализуемые методы ПГР можно условно разделить на два класса:

- методы, направленные на изучение структурных особенностей геологического разреза с целью детального расчленения слоистых толщ;
- методы, направленные на определение физических свойств осадочных толщ, прогнозирования на их основе коллекторских свойств отложений и их нефтегазоносности.

В рамках решения первого класса задач на основе выделения тех или иных параметров сейсмической записи обычно осуществляется построение объектно-ориентированных разрезов, обладающих повышенной разрешающей способностью, при проведении детального анализа исследуемых толщ. Здесь большое значение приобретает построение эффективных алгоритмов прослеживания сейсмических волн. В задачи прослеживания входит обнаружение, их идентификация и оценки параметров. Основными неизвестными искомыми параметрами при интерпретации материалов методов отраженных волн (МОВ) или методов общей глубинной точки (МОГТ) являются моменты прихода волн [1, 3].

Касаясь отмеченного выше второго класса задач ПГР, можно выделить две группы методов:

- методы, направленные на оценку тех или иных параметров среды: литологии, пористости емкостных свойств и т.п. [4];
- методы оценки коллекторских свойств пород и прямого прогнозирования залежей углеводорода [5].

При исследовании первой группы методов обычно решаются вопросы определения по выбранному параметру или комплексу параметров сейсмической трассы петрофизических характеристик среды (скорости, акустической жесткости, поглощения) с дальнейшим установлением возможных взаимодействий с определенными петрофизическими и прогнозируемыми геологическими параметрами среды.

Здесь можно выделить так называемый метод псевдоакустического каротажа (ПАК), в котором по амплитудным параметрам сеймотрассы с начала определяется распределение коэффициентов отражения среды, которые пересчитываются в распределение акустической жесткости по разрезу. Далее осуществляется прогноз выделяемых геологических характеристик среды. К методам подобным ПАК, могут быть также отнесены методы эффективных коэффициентов отражения (ЭКО), амплитудных коэффициентов отражения (АКО) и амплитудных вариаций отражений (АВО) [2].

Наиболее показателен в этом плане граф обработки, реализуемый при структурно-формационной интерпретации (СФИ) сейсмических данных [5]. Одним из центральных алгоритмов в СФИ является спектрально-временной анализ (СВАН), который предназначен для выявления тонкой внутренней структуры и прогнозирования вещественного состава формационных объектов реального масштаба и ранга.

В основу методики СВАН положена процедура, реализующая целенаправленный перебор частотных фильтров, позволяющая, получить на СВАН-колонке последовательность разрастания амплитуд, прослеживание которых дает возможность прогнозировать тип и свойства сейсмоциклов. Таким образом, в методике СФИ для решения задач прогноза наряду с анализом динамических параметров должна решаться задача прослеживания. Другими словами граф динамической обработки в СФИ содержит этап прослеживания и количественного изучения амплитуд волн с построением погоризонтальных, поинтервальных графиков амплитудных и энергетических параметров волн.

В СВАН-колонках в различных частотных диапазонах в интегральной форме находят специфическое отражение геологические характеристики изучаемого разреза: пористость, проницаемость и т.п. Основываясь на этих свойствах в [6] предложена методика прогноза типов геологического разреза, различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам и их картирования межскважинном пространстве. При прямом прогнозировании коллекторских

свойств используются выделенные эффекты проявления залежей углеводородов. В различных предложенных методах прямого прогнозирования залежей нефти и газа выявляются аномалии используемых при прогнозе динамических и кинематических параметров сейсмических волн. В ряде предложенных алгоритмов для выделения аномалий привлекаются процедуры классификации и распознавания образов.

Ко второй группе методов, которые направлены на оценку коллекторских свойств пород и прямого прогнозирования залежей углеводородов, можно отнести методы прогноза нефтегазовых залежей по аномалиям амплитуд отраженных волн. К ним относятся так называемый метод яркого/тусклого пятна (ЯТП), атрибутивный регрессионный анализ (АРА) и атрибутивный нейронный анализ (АНА) [2].

Как справедливо отмечается в работе [1], сложность и неоднозначность выявления ловушек углеводорода по аномалиям используемых динамических характеристик отраженных волн обусловили в настоящее время определенное скептическое отношение к их использованию при решении задач ПГР. В связи с этим возрастает актуальность поиска новых, нетрадиционных способов анализа сейсмической записи с целью расширения вектора информативных параметров. К числу таких параметров прежде всего можно отнести ФЧХ отраженных волн, которые пока что, в силу различных причин, не находили до последнего времени применения для решения задач ПГР.

Между тем, в фазу сейсмических волн, а точнее в сложный закон изменения их фазовых спектров, заложена информация, позволяющая в условиях существенной априорной неопределенности наиболее надежно обнаруживать волны на фоне интенсивных помех и производить оценку их кинематических параметров [4, 7].

Текущие фазовые спектры волн, связанные с ними фазовые и групповые задержки, фазовые и групповые скорости распространения колебаний, взаимные фазовые спектры отражений, полученные от границ раздела анализируемых толщ, несут информацию о характере напластования, толщине

и акустических свойствах отдельных слоев, неоднородности поглощения и дисперсионности геологических сред и могут служить эффективными признаками выявления залежей углеводородов [7–9]. Тем не менее, несмотря на высокую информативность ФЧХ отраженных волн, они еще пока не нашли достаточно широкого практического применения в решении задач ПГР. Вероятно, это связано с тем, что фазовые спектры отраженных волн, их взаимосвязь с конфигурацией границ и параметрами геологического разреза изучены далеко недостаточно, также практически не исследованы особенности их изменения в области залежей нефти и газа. Имеют место и проблемы вычисления ФЧХ сейсмических волн, особенно при оценке их в той области записи, где наблюдается интенсивная интерференция колебаний [3].

Все вышесказанное подтверждает актуальность дальнейшего развития работ по изучению взаимосвязей взаимных фазовых спектров отраженных волн с параметрами изучаемых геологических объектов, создание на основе выделенных из них информативных признаков фазочастотных алгоритмов для детального расчленения слоистых толщ, прослеживания целевых волн, прогноза литологических и коллекторских свойств пород и анализа условий осадконакопления. Рассмотрение этих вопросов, в конечном счете, позволит оценить возможности применения ФЧХ для выделения зон развития продуктивных пластов и прогноза их нефтегазоносности.

Предварительно остановимся на рассмотрении модели слоистых поглощающих сред, которая в дальнейшем используется для проведения исследований ВФС отраженных сейсмических волн.

2 Разработка алгоритма прогноза геологического разреза на основе информационных свойств взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн

2.1 Системный подход к описанию модели слоистых поглощающих сред

При решении задач ПГР, в том числе при прогнозировании мест скопления нефти и газа по данным сейсмических наблюдений, важным вопросом является изучение влияния строения и физических особенностей геологической среды на кинематические и динамические характеристики отраженных волн, выявление устойчивых связей между изменениями выделяемых параметров отражений и свойствами осадочных толщ. При этом степень сложности задаваемой модели среды зависит от основных свойств изучаемых сред, которые представляют интерес и подлежат определению [10].

При решении задач ПГР обычное представление геологической среды в виде слоистой и идеально упругой оказывается недостаточным, необходимо учитывать поглощающие и дисперсионные свойства среды. Один из распространенных в настоящее время, подходов к построению модели слоистых поглощающих сред с горизонтальными границами раздела связан с представлением среды в виде линейной системы, вносящей определенные изменения в проходящие через нее колебания [1, 2, 3, 11].

Широко распространенные способы решения прямых задач в сейсморазведке, которые предполагают расчет сейсмограмм непосредственно во временной области, при изучении сред с поглощением и дисперсией оказываются неприменимыми [9]. Поэтому при исследованиях геологических сред, отклоняющихся от идеально-упругих, волновые поля рассчитывают в спектральной области, переходя во временную область на последнем этапе исследований.

Проиллюстрируем суть применяемого системного подхода на примере простой модели плоскопараллельной слоистой поглощающей толщи состоящей из покрывающей, продуктивной и подстилающей толщ (рисунок 2.1).

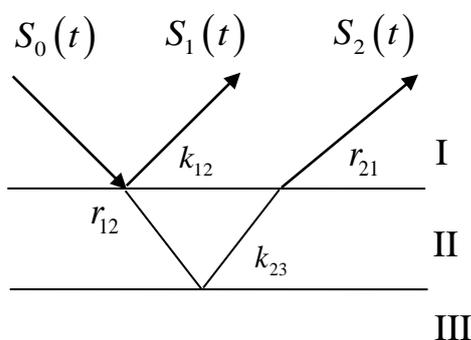


Рисунок 2.1 – Модель плоскопараллельной слоистой поглощающей толщи

Согласно рисунку 2.1 для рассматриваемой модели плоскопараллельной слоистой поглощающей толщи при изучении продуктивной толщи II рассматриваются волны, отраженные от ее кровли и подошвы.

На рисунке 2.1 приняты следующие обозначения:

$S_0(t)$ – исходная сейсмическая волна;

$S_1(t)$ и $S_2(t)$ – волны, отраженные от кровли и подошвы продуктивной толщи II;

k_{12} и k_{23} – коэффициенты отражения от подошв покрывающей толщи I и продуктивной толщи II;

r_{12} и r_{21} – коэффициенты преломления на подошве покрывающей толщи I и кровле продуктивной толщи II.

В лучевом приближении при нормальном падении волны процессы отражения и преломления можно изобразить в виде эквивалентной системы, представленной на рисунке 2.2.

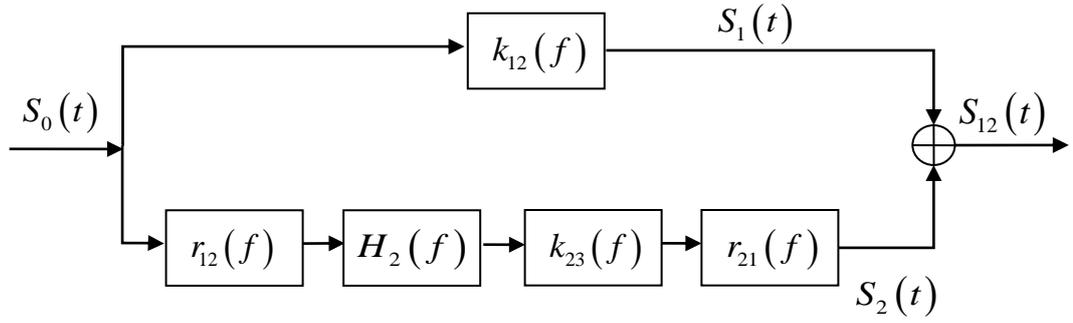


Рисунок 2.2 – Эквивалентная система процессов отражения и преломления волн

Спектры волн $S_1(f)$ и $S_2(f)$, отраженные от кровли и подошвы продуктивной толщи II, в соответствии с рисунком 2.2 могут быть представлены:

$$\begin{aligned} S_1(f) &= S_0(f) \cdot k_{12}(f) = |S_1(f)| e^{j\varphi_1(f)}, \\ S_2(f) &= S_0(f) \cdot r_{12}(f) \cdot H_2(f) \cdot k_{23}(f) \cdot r_{21}(f) = |S_2(f)| e^{j\varphi_2(f)}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

где

$$\varphi_1(f) = \varphi_{k_{12}}(f) + \varphi_0(f) \quad (2.2)$$

определяет фазовый спектр отраженной волны $S_1(t)$, который непосредственно зависит от фазового набега $\varphi_{k_{12}}(f)$, вносимого отраженной волной, и начальной фазы падающей волны $\varphi_0(f)$,

$$\varphi_2(f) = \varphi_{r_{12}}(f) + \varphi_{H_2}(f) + \varphi_{k_{23}}(f) + \varphi_{r_{21}}(f) + \varphi_0(f) \quad (2.3)$$

определяет фазовый спектр отраженной волны $S_2(t)$, который непосредственно зависит от фазовых набегов, связанных с преломлением волны $\varphi_{r_{12}}(f)$, $\varphi_{r_{21}}(f)$ и вносимых отражением волны $\varphi_{k_{23}}(f)$, а также от фазового набега $\varphi_{H_2}(f)$, определяющего распространение волны в поглощающей толще, и начальной фазы падающей волны $\varphi_0(f)$.

Комплексные коэффициенты отражения и преломления в соответствии с [6] могут быть представлены:

$$k_{12}(f) = \frac{2\pi(\rho_2 V_2(f) - \rho_1 V_1(f)) - j(\rho_2 V_2(f)\delta_1(f) - \rho_1 V_1(f)\delta_2(f))}{2\pi(\rho_2 V_2(f) + \rho_1 V_1(f)) - j(\rho_2 V_2(f)\delta_1(f) - \rho_1 V_1(f)\delta_2(f))},$$

$$k_{23}(f) = \frac{2\pi(\rho_3 V_3(f) - \rho_2 V_2(f)) - j(\rho_3 V_3(f)\delta_2(f) - \rho_2 V_2(f)\delta_3(f))}{2\pi(\rho_3 V_3(f) + \rho_2 V_2(f)) - j(\rho_3 V_3(f)\delta_2(f) - \rho_2 V_2(f)\delta_3(f))}, \quad (2.4)$$

$$r_{12}(f) = \frac{2(\rho_1 V_1(f) - j\rho_1 V_1(f)\delta_2(f))}{(\rho_2 V_2(f) + \rho_1 V_1(f)) - j(\rho_2 V_2(f)\delta_1(f) - \rho_1 V_1(f)\delta_2(f))},$$

$$r_{21}(f) = \frac{2(\rho_2 V_2(f) - j\rho_2 V_2(f)\delta_1(f))}{(\rho_1 V_1(f) + \rho_2 V_2(f)) - j(\rho_1 V_1(f)\delta_2(f) - \rho_2 V_2(f)\delta_1(f))}, \quad (2.5)$$

где $V_1(f)$, $V_2(f)$ и $V_3(f)$ – скорость распространения продольных волн в среде,

$\delta_1(f)$, $\delta_2(f)$ и $\delta_3(f)$ – декремент поглощения среды,

ρ_1 , ρ_2 и ρ_3 – плотность среды.

При этом декремент поглощения среды:

$$\delta_i(f) = \frac{\alpha_i(f)V_i(f)}{f}, \quad (2.6)$$

где $\alpha_i(f)$ – коэффициент поглощения среды.

Тогда фазовые набегги, связанные с преломлением и отражением волны, запишутся в виде:

$$\varphi_{k_{12}}(f) = \arctg \frac{4\pi\gamma_{12}(f)(\delta_2(f) - \delta_1(f))}{4\pi^2(1 - \gamma_{12}^2(f)) + (\delta_1^2(f) - \delta_2^2(f))\gamma_{12}^2(f)},$$

$$\varphi_{k_{23}}(f) = \arctg \frac{4\pi\gamma_{23}(f)(\delta_3(f) - \delta_2(f))}{4\pi^2(1 - \gamma_{23}^2(f)) + (\delta_2^2(f) - \delta_3^2(f))\gamma_{23}^2(f)}, \quad (2.7)$$

$$\varphi_{r_{12}}(f) = \arctg \frac{2\pi(\delta_1(f) - \delta_2(f))}{4\pi^2 + \delta_1(f)\delta_2(f) + \gamma_{12}(f)(4\pi^2 + \delta_2^2(f))},$$

$$\varphi_{r_{21}}(f) = \arctg \frac{2\pi(\delta_2(f) - \delta_1(f))}{4\pi^2 + \delta_2(f)\delta_1(f) + \gamma_{21}(f)(4\pi^2 + \delta_1^2(f))}, \quad (2.8)$$

где $\gamma_{12}(f)$, $\gamma_{23}(f)$ и $\gamma_{21}(f)$ – отношение акустических жесткостей контактирующих сред.

При этом отношение акустических жесткостей контактирующих сред:

$$\gamma_{ij}(f) = \frac{\rho_i V_i(f)}{\rho_j V_j(f)}, i \neq j, \quad (2.9)$$

где i и j – среды.

Частотную характеристику для продуктивной толщи II можно записать в виде:

$$H_2(f) = r_{12}(f) \cdot H(f) \cdot k_{23}(f) \cdot r_{21}(f) + k_{12}(f) = |H_2(f)| e^{j\varphi_2(f)}, \quad (2.10)$$

где $H(f)$ – частотная характеристика системы, характеризующая распространение волны в поглощающей толще II в двух направлениях.

Фазовый набег, учитывая допущение о линейной зависимости коэффициента поглощения от частоты, а также принимая для поглощающей толщи минимально-фазовую модель, может быть представлен в виде [9]:

$$\varphi_{H_2}(f) = 4\pi fh \left[\frac{1}{V_2(f_0)} - \frac{\alpha_2(f)}{\pi^2} \ln \frac{f}{f_0} \right], \quad (2.11)$$

где $V_2(f_0)$ – скорость распространения волны в продуктивной толще II на частоте f_0 ,

h – мощность продуктивной толщи II.

По аналогии можно построить модель поглощающей среды состоящей из произвольного числа толщ.

На рисунке 2.3 приведена схема системы, характеризующей частотные свойства многослойной линейно-неупругой поглощающей среды.

Частотная характеристика многослойной поглощающей среды в соответствии с рисунком 2.3 имеет следующий вид:

$$H_{\Sigma}(f) = k_{L-1}(f) + \sum_{i=0}^{L-2} k_i(f) \prod_{n=i+1}^{L-1} H_n(f) \cdot r_{n,n-1}(f) \cdot r_{n-1,n}(f). \quad (2.12)$$

На основе выражения (2.12) можно рассчитать синтетическую сейсмограмму для некоторой точки на поверхности наблюдения:

$$S_{\Sigma}(t) = F^{-1} \{ S_0(f) \cdot H_{\Sigma}(f) \}, \quad (2.13)$$

где F^{-1} – оператор обратного преобразования Фурье.

Совокупность модельных сейсмограмм при заданном числе толщ и распределении в них петрофизических параметров позволяет построить волновое поле и использовать его при проведении дальнейших исследований.

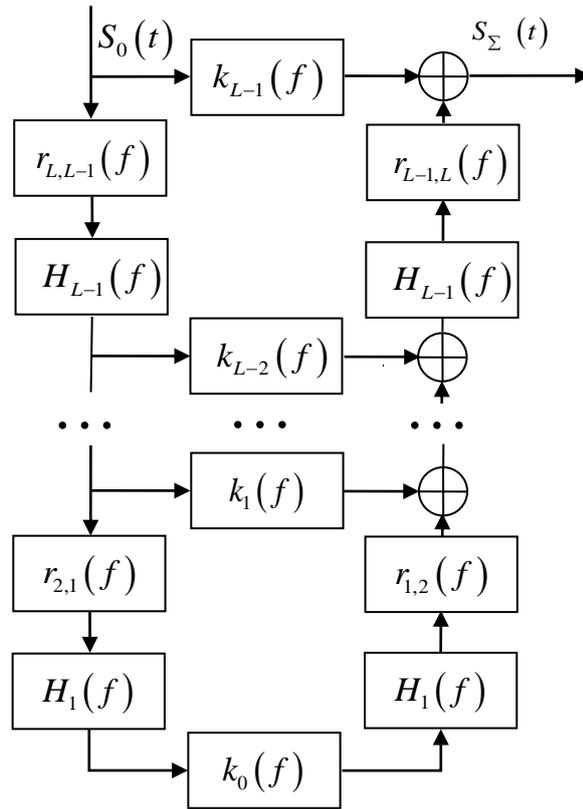


Рисунок 2.3 – Схема системы, определяющей частотные характеристики многослойной поглощающей среды

При численном моделировании на персональных ЭВМ поглощающих сред в отличие от модели среды, показанной на рисунке 2.1, нумерацию толщ удобно осуществлять от нижней к верхней (рисунок 2.4).

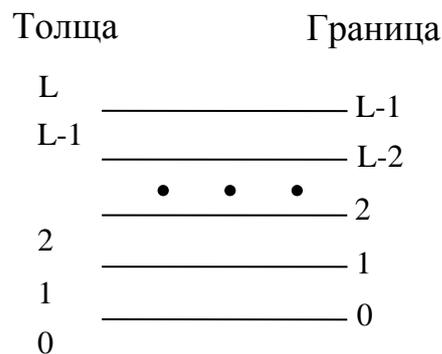


Рисунок 2.4 – Схема нумерации границ и толщ при построении численных моделей поглощающих толщ

Если число толщ значительно, тогда при расчетах непосредственно используется выражение (2.12). При этом могут возникать существенные проблемы, обусловленные большим числом требуемых вычислительных операций. С целью решения данных проблем разработаны быстрые алгоритмы расчета синтетических волновых полей в соответствии с методикой, изложенной в [4].

Данные алгоритмы основаны на рекуррентном вычислении частотной характеристики среды «от толщи к толще», то есть нахождение функции:

$$R_i(f) = k_i(f) + R_{i-1}(f) \cdot \tilde{H}_i(f), \quad (2.14)$$

где

$$R_0(f) = k_0(f), \quad \tilde{H}_i(f) = H_i(f) \cdot r_{n,n-1}(f) \cdot r_{n-1,n}(f), \quad H_\Sigma(f) = R_{L-1}(f).$$

Данные вычисления отличаются от традиционных [12, 13] наличием зависимости скорости от частоты, а также присутствием коэффициента поглощения.

Далее для расчета формируемого волнового поля используется выражение (2.13).

Исходя из принимаемой модели слоистых поглощающих сред, рассмотрим в следующем разделе информационные свойства взаимных фазовых спектров сейсмических волн, отраженных от кровли и подошвы продуктивной толщи.

2.2 Информационные свойства взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн

Важным фактором, используемым для прогноза нефтегазоносности осадочных толщ, является поглощение. Поглощение характеризует необратимые потери энергии волн при их распространении в неупругих средах. В поглощающих средах монохроматические волны разной частоты всегда распространяются с разной скоростью, то есть существует дисперсия скорости.

Покажем на основании рассмотренных выше моделей (рисунки 2.1 и 2.2) возможность оценки поглощающих и дисперсионных свойств слоистых сред по ВФС волн, отраженных от кровли и подошвы продуктивной толщи II.

Взаимная спектральная плотность волн $S_1(t)$ и $S_2(t)$ в детерминированном представлении записывается в виде:

$$Q_{12}(f) = [S_1^*(f) \cdot S_2(f)] = D(f) - jC(f) = |Q_{12}(f)| e^{j\varphi_{12}(f)}, \quad (2.15)$$

где $S_1(f)$ и $S_2(f)$ – комплексные спектры волн $S_1(t)$ и $S_2(t)$,

$|Q_{12}(f)|$ – взаимный энергетический спектр,

$\varphi_{12}(f)$ – взаимный фазовый спектр, равный разности фазовых спектров волн $S_1(t)$ и $S_2(t)$:

$$\varphi_{12}(f) = \varphi_2(f) - \varphi_1(f). \quad (2.16)$$

Тогда в соответствии с (2.2) и (2.3) можно записать:

$$\varphi_{12}(f) = \varphi_{i_2}(f) + \varphi_{H_2}(f) + \varphi_{k_{23}}(f) + \varphi_{r_{21}}(f) - \varphi_{k_{12}}(f). \quad (2.17)$$

Как показано ранее фазовые спектры коэффициентов отражения (2.4) и преломления (2.5) непосредственно зависят от акустических и поглощающих свойств контактирующих сред. Фазовые характеристики поглощающей толщи также зависят от акустической жесткости и поглощения этой толщи. Исходя из этого, изменения поглощающих и акустических свойств поглощающих сред также будут непосредственно влиять на ВФС отраженных волн, что может быть использовано при прогнозе свойств геологического разреза.

Как следует из полученных выражений (2.7) и (2.8) на ВФС волн, отраженных от кровли и подошвы продуктивной толщи II, не оказывают влияния ФЧХ падающей волны. Учитывая, что форма падающей волны и ее амплитудные и фазовые спектры часто оказываются не известными, их нельзя исключить из анализа, когда используются только параметры одной отраженной волны. Все это может приводить к существенным ошибкам при прогнозе свойств геологического разреза.

Поэтому взаимные спектральные характеристики отражений от кровли и подошвы продуктивной толщи II позволяют получить более надежные и устойчивые оценки ее поглощающих и дисперсионных свойств, чем, например, амплитудные и энергетические спектры, которые часто используются для определения петрофизических параметров исследуемых толщ.

На основе оценки ВФС можно ввести следующие информативные параметры, далее используемые при прогнозе свойств геологического разреза [14]:

1. среднее значение ВФС:

$$\bar{\varphi}_{12} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \varphi_{12}(if); \quad (2.18)$$

2. центральный момент 2-го порядка для ВФС:

$$\sigma_{\varphi}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\varphi_{12}(if) - \bar{\varphi}_{12})^2}{n-1}; \quad (2.19)$$

3. среднее значение взаимной фазовой задержки (ВФЗ):

$$\bar{\tau}_{\varphi} = \sum_{i=1}^n \tau_{\varphi}(if), \quad (2.20)$$

где $\tau_{\varphi}(f) = \frac{\varphi_{12}(f)}{2\pi f}$ – взаимная фазовая задержка на i -ой частоте;

4. центральный момент 2-го порядка для ВФЗ:

$$\sigma_{\tau}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\tau_{\varphi}(if) - \bar{\tau}_{\varphi})^2}{n-1}. \quad (2.21)$$

В качестве дополнительного информативного параметра введем взаимную групповую задержку:

$$t_{gp} = -\frac{d\varphi_{12}(f)}{df}. \quad (2.22)$$

Для взаимной спектральной плотности (2.15) комплексные спектры волн $S_1(t)$ и $S_2(t)$ можно представить в виде:

$$S_1(f) = A_1(f) - jB_1(f), \quad S_2(f) = A_2(f) - jB_2(f), \quad (2.23)$$

где

$$\begin{aligned} A_1(f) &= \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} S_1(t) \cos(2\pi ft) dt, & A_2(f) &= \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} S_2(t) \cos(2\pi ft) dt, \\ B_1(f) &= \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} S_1(t) \sin(2\pi ft) dt, & B_2(f) &= \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} S_2(t) \sin(2\pi ft) dt \end{aligned} \quad (2.24)$$

определяют действительную и мнимую части спектров волн $S_1(f)$ и $S_2(f)$, где T – размер окна анализа.

Используя (2.23) взаимная спектральная плотность (2.15) запишется как:

$$\begin{aligned} Q_{12}(f) &= (A_1(f)A_2(f) + B_1(f)B_2(f)) - j(A_1(f)B_2(f) - A_2(f)B_1(f)) = \\ &= D(f) - jC(f). \end{aligned} \quad (2.25)$$

Конечная формула для определения взаимной групповой задержки:

$$t_{gp} = -\frac{C'(f)D(f) - D'(f)C(f)}{D(f)^2 + C(f)^2}, \quad (2.26)$$

где

$$\begin{aligned} C'D - D'C &= B_2'A_1^2A_2 + A_1'B_2^2B_1 - B_1'A_1A_2^2 - A_2'B_1^2B_2 - A_2'A_1^2B_2 + A_1'A_2^2B_1 - B_1'B_2^2A_1 + B_2'B_1^2A_2, \\ D^2 + C^2 &= (A_1^2 + B_1^2)(A_2^2 + B_2^2). \end{aligned} \quad (2.27)$$

Таким образом, дополнительные информативные параметры:

1. среднее значение взаимной групповой задержки (ВГЗ):

$$\bar{t}_{gp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{gp}(if); \quad (2.28)$$

2. центральный момент 2-го порядка для ВГЗ:

$$\sigma_t^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (t_{gp}(if) - \bar{t}_{gp})^2}{n-1}. \quad (2.29)$$

В заключение важно отметить, как показали исследования, проведенные в различных районах страны [10], насыщение песчаного коллектора газом либо нефтью по сравнению с насыщением коллектора водой уменьшает скорость продольной волны на 10 ÷ 30 %, падает плотность пород на 0,05 ÷ 0,3 г/см³ и увеличивается поглощение волн 2-7 раз.

Все это должно находить отражение в информационных свойствах ВФС отраженных волн, что позволяет их использовать качестве диагностических признаков при прогнозе нефтегазоносности осадочных толщ.

Исходя из описанных информационных свойств взаимных фазовых спектров, остановимся на рассмотрении в следующем разделе предложенного алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных волн.

2.3 Разработка алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных волн

В соответствии с рассмотренными информационными свойствами взаимных фазовых спектров волн, отраженных от кровли и подошвы продуктивной толщи, разработан алгоритм прогноза свойств геологического разреза, структурная схема которого приведена на рисунке 2.5.

При обработке в качестве сейсмических данных могут выступать волновые поля, формируемые для моделей слоистых поглощающих сред, или временные разрезы, получаемые при обработке реальных сейсмических материалов.

Для исследуемой продуктивной толщи, для которой осуществляется прогноз свойств геологического разреза, отождествляются волны, отраженные от кровли и подошвы продуктивной толщи, и определяется их временное положение. Для оценки временного положения используются алгоритмы фазочастотного прослеживания (ФЧП) [4]. Краткое описание одного из алгоритмов ФЧП приведено ниже.

Для повышения точности оценки ВФС в алгоритм ФЧП введена процедура на основе свойств дискретного преобразования Фурье, позволяющая изменить стандартный шаг дискретизации волн в процессе обработки.

По результатам ФЧП строятся объектно-ориентированные фазовые разрезы и определяются оси синфазности прослеживаемых волн.



Рисунок 2.5 – Структурная схема алгоритма прогноза свойств геологического разреза

Для определения ВФС могут использоваться два способа их оценки. В первом способе согласно (2.15), назовем его стандартным, для заданных отражающих границ в соответствии с определенными осями синфазности волн на временном разрезе осуществляется установка окон анализа, которые по временной длительности примерно равны протяженности импульсов выделяемых волн. При этом для выделенных волн в каждой точке приема осуществляется преобразование Фурье и находятся их комплексные спектры.

Спектры выделенных волн $S_1(t)$ и $S_2(t)$ (рисунки 2.1 и 2.2), отраженных от кровли и подошвы продуктивной толщи, можно представить в виде:

$$\begin{aligned} S_1(f) &= F\{S_1(t)\} = |S_1(f)|e^{j\varphi_1(f)} = A_1(f) + jB_1(f), \\ S_2(f) &= F\{S_2(t)\} = |S_2(f)|e^{j\varphi_2(f)} = A_2(f) + jB_2(f), \end{aligned} \quad (2.30)$$

где F – оператор прямого преобразования Фурье.

Фазовые спектры волн $S_1(t)$ и $S_2(t)$ запишутся в виде:

$$\varphi_1(f) = \arctg \frac{B_1(f)}{A_1(f)} + 2\pi n, \quad \varphi_2(f) = \arctg \frac{B_2(f)}{A_2(f)} + 2\pi n, \quad (2.31)$$

где n – целое число.

При нахождении дискретного преобразования Фурье формулы (2.24) примут вид:

$$\begin{aligned} A_1(k\Delta f) &= \sum_{i=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} S_1(i\Delta t) \cos(2\pi k\Delta f i\Delta t), & A_2(k\Delta f) &= \sum_{i=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} S_2(i\Delta t) \cos(2\pi k\Delta f i\Delta t), \\ B_1(k\Delta f) &= \sum_{i=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} S_1(i\Delta t) \sin(2\pi k\Delta f i\Delta t), & B_2(k\Delta f) &= \sum_{i=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} S_2(i\Delta t) \sin(2\pi k\Delta f i\Delta t), \end{aligned} \quad (2.32)$$

где k и i – номер отсчетов дискретного шага соответственно по частоте и по времени,

N – число отсчетов по времени в окне анализа,

Δf и Δt – шаг дискретизации по частоте и по времени.

Тогда фазовые спектры (2.31) волн $S_1(t)$ и $S_2(t)$ запишутся в виде:

$$\varphi_1(k\Delta f) = \arctg \frac{B_1(k\Delta f)}{A_1(k\Delta f)} + 2\pi n, \quad \varphi_2(k\Delta f) = \arctg \frac{B_2(k\Delta f)}{A_2(k\Delta f)} + 2\pi n. \quad (2.33)$$

Для устранения неоднозначности ФЧХ, которая может приводить к появлению скачков при определении фазовых спектров волн, осуществляется их доопределение. Расчет дискретного преобразования Фурье на ЭВМ предусматривает определение только главных значений ФЧХ, заключенных в интервале $\left[-\frac{\pi}{2}; \frac{\pi}{2}\right]$.

Для устранения скачков вводится следующий способ определения главного значения арктангенса в области $[-\pi; \pi]$, который реализуется с учетом знаков действительной и мнимой частей преобразования Фурье:

$$\arg = \begin{cases} \arctg \frac{\operatorname{Im}[S(f)]}{\operatorname{Re}[S(f)]}, \operatorname{Re}[S(f)] \geq 0, \operatorname{Im}[S(f)] = 0, \\ \arctg \frac{\operatorname{Im}[S(f)]}{\operatorname{Re}[S(f)]} + \pi, \operatorname{Re}[S(f)] < 0, \operatorname{Im}[S(f)] > 0, \\ \arctg \frac{\operatorname{Im}[S(f)]}{\operatorname{Re}[S(f)]} - \pi, \operatorname{Re}[S(f)] < 0, \operatorname{Im}[S(f)] < 0, \\ \frac{\pi}{2}, \operatorname{Re}[S(f)] = 0, \operatorname{Im}[S(f)] > 0, \\ -\frac{\pi}{2}, \operatorname{Re}[S(f)] = 0, \operatorname{Im}[S(f)] < 0. \end{cases} \quad (2.34)$$

Далее значение арктангенса доопределяется:

$$\begin{aligned} \varphi(f_1) = \varphi^p(f_1), \quad \varphi(f_k) = \varphi(f_{k-1}) + (\varphi^p(f_k) - \varphi^p(f_{k-1})) + C_0, \\ C_0 = \begin{cases} 0, |\varphi^p(f_k) - \varphi^p(f_{k-1})| < \pi, \\ 2\pi, (\varphi^p(f_k) - \varphi^p(f_{k-1})) \leq -\pi, \\ -2\pi, (\varphi^p(f_k) - \varphi^p(f_{k-1})) \geq \pi, \end{cases} \end{aligned} \quad (2.35)$$

где $\varphi^p(f_k)$ – расчетное значение фазового спектра,

$\varphi(f_k)$ – доопределенное значение фазового спектра.

Далее определяются ВФС отраженных волн в каждой точке их приема (2.16), а также вычисляются введенные ранее прогнозные параметры (2.18-2.21), (2.28) и (2.29), по которым делаются выводы о прогнозе геологического разреза.

Для реализации алгоритма выбран математический пакет Mathcad. В пакет Mathcad интегрирован мощный математический аппарат, позволяющий численно и аналитически решать разнообразные задачи без вызова внешних процедур и без кодирования сложного алгоритма. В пакете имеются группы различных встроенных функций. В среде Mathcad процесс создания программы идет параллельно с ее отладкой и оптимизацией.

Математические выражения в среде Mathcad записываются в их общепринятой нотации: числитель находится сверху, а знаменатель – внизу, в интеграле пределы интегрирования также расположены на своих привычных местах. То есть запись команд очень близка к стандартному языку математических расчетов, что упрощает постановку и решение задач.

Благодаря наличию в Mathcad мощного математического инструмента и средства обработки текстов можно документировать свои допущения, методы, а средства форматирования использовать для того, чтобы акцентировать внимание пользователя документа на важных этапах расчета. Таким образом, текст и математика объединяются в одном документе с самого начала.

Во многих случаях найденные месторождения нефти и газа характеризуются тонкослоистой структурой. При этом регистрируемые волновые поля имеют сугубо интерференционный характер, что часто не позволяет на временных разрезах выделить отраженные волны продуктивной толщи. Причем эти волны в ряде случаев не прослеживаются на разрезе для всех пикетов наблюдения. Это накладывает в этих случаях серьезные ограничения на возможность оценки ВФС стандартным способом.

Проведенные исследования предложенных ранее алгоритмов ФЧП и их применение для обработки реальных сейсмических материалов для различных районов Западной Сибири и Красноярского края показали, что они обладают высокой разрешающей способностью и помехоустойчивостью и позволяют прослеживать волны в условиях их интенсивной интерференции [10].

В этой связи рассмотрена возможность оценки ВФС по функциям качества алгоритмов ФЧП и предложен новый способ их определения, включенный в алгоритм прогноза свойств геологического разреза, описанный ниже.

Для пояснения последующего изложения кратко рассмотрим в следующем разделе основные положения алгоритмов ФЧП, обратив особое внимание на введенную в них процедуру, позволяющую изменять временный шаг дискретизации в процессе прослеживания волн.

2.4 Фазочастотное прослеживание сейсмических волн с измененным шагом дискретизации

Для решения задач прогноза геологического разреза на основе ВФС волн, отраженных от кровли и подошвы продуктивной толщи, необходимо осуществлять выделение и прослеживание этих волн. Это можно сделать с помощью алгоритмов ФЧП, которые имеют высокую помехоустойчивость и разрешающую способность.

В общей постановке, в задачу прослеживания входит обнаружение волн, их идентификация и оценка параметров. Основными искомыми параметрами при прослеживании волн, являются моменты их прихода в различные точки приема.

Будем считать, что на некотором интервале записей наблюдаются сейсмические волны, регистрируемые на фоне нерегулярных помех. При перемещении окна анализа по сейсмотрассе в каждый фиксированный момент времени выделяется участок записи, который можно представить в виде:

$$x(t) = S(t - \tau) + \xi(t), \quad (2.36)$$

где $S(t - \tau)$ – сейсмическая волна,

$\xi(t)$ – гауссова помеха,

τ – временное положение сейсмической волны.

В соответствии с выражением (2.36) задачу прослеживания сейсмических волн можно рассматривать как задачу определения временного положения волны по положению его экстремума в некотором перемещающемся окне анализа.

В работе [15] рассмотрен оптимальный метод прослеживания фиксированных волн наблюдаемых на фоне гауссовых помех, которые реализуется в виде процедуры поиска максимума функции правдоподобия:

$$L(t) = \sum_{k=1}^m \rho(k\Delta f) \cos(\Delta\varphi(k\Delta f) - 2\pi k\Delta f t), \quad (2.37)$$

где

$$\Delta\varphi(k\Delta f) = \varphi_x(k\Delta f) - \varphi_s(k\Delta f) \quad (2.38)$$

отклонение фазовых спектров волн от фазового спектра смеси сигнала и шума,

$$\rho(k\Delta f) = \frac{A_0(k\Delta f)}{\sigma(k\Delta f)} \quad (2.39)$$

пиковое отношение волны к шуму.

Практическое применение оптимальных фазочастотных алгоритмов наталкивается на ряд проблем, в частности связанных с оценкой распределения отношения $\rho(k\Delta f)$ в исследуемом диапазоне частот. В связи с этим предложены так называемые фазочастотные алгоритмы с равновесной и неравновесной обработкой. Эти алгоритмы могут быть получены из оптимального метода путем замены в (2.37) весовой функции $\rho(k\Delta f)$ на другие, специально подобранные функции. В общем случае функция качества (ФК) (критерий оценки временного положения волн) для таких алгоритмов может быть представлена в виде [15]:

$$L(t) = \sum_{k=1}^m W(k\Delta f) \cos(\varphi(k\Delta f, t)), \quad (2.40)$$

где $W(k\Delta f)$ – частотная весовая функция вид, которой зависит от реализуемого фазочастотного алгоритма,

$\varphi(k\Delta f, t)$ – мгновенный фазовый спектр участка сейсмотрассы, вычисляемый в скользящем окне анализа.

В реализуемом алгоритме прогноза геологического разреза использован алгоритм ФЧП с неравновесной обработкой, в котором весовая функция (рисунок 2.6) задавалась в виде:

$$W(f) = \frac{4}{3f_c} \begin{cases} 0, & f \leq f_n, \quad f \geq f_g, \\ \frac{2}{f_c}(f - f_n), & f_n < f \leq f_c, \\ -\frac{1}{f_c}(f - f_g), & f_c < f < f_g, \end{cases} \quad (2.41)$$

где f_n и f_g – соответственно нижняя и верхняя частоты весовой функции,
 f_c – частота максимума весовой функции.

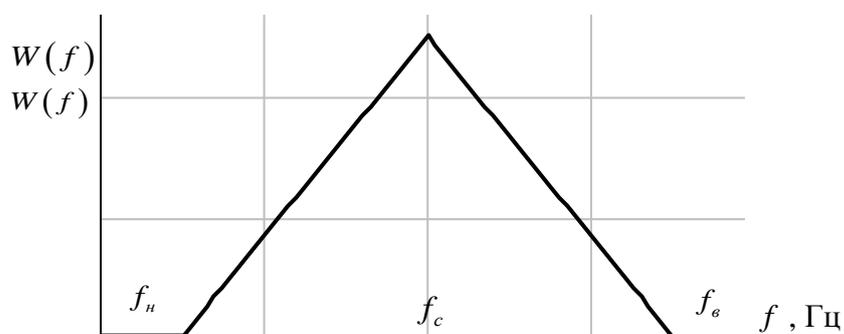


Рисунок 2.6 – Треугольная весовая функция алгоритма ФЧП

На рисунке 2.7 приведена схема, поясняющая процедуру прослеживания волн в используемом алгоритме ФЧП.

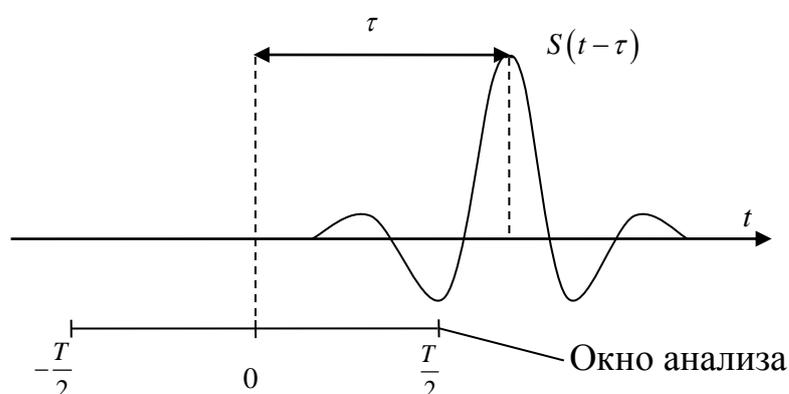


Рисунок 2.7 – Схема поясняющая алгоритм ФЧП

Вдоль выбранной сейсмической трассы перемещается окно анализа, для каждого положения которого определяется мгновенный фазовый спектр выделенного участка трассы и проводится вычисление ФК по выражению (2.40). После прохождения требуемого интервала сейсмотрассы определяется положение экстремума ФК и оценивается время прихода волны в данную точку приема.

При обработке сейсмических записей установлен стандартный шаг дискретизации $\Delta t = 2 \cdot 10^{-3}$ с. Очевидно, что точность оценки временного положения волны по результатам прослеживания будет ограничена значением Δt . С этой же погрешностью будет устанавливаться центр окна анализа при вычислении фазовых спектров выделяемых волн. В соответствии с теоремой

запаздывания, погрешность в установке окна анализа приведет к дополнительному линейному фазовому набегу. Это приводит к непосредственной погрешности определения ВФС. В связи с этим для уменьшения шага дискретизации по времени введена процедура, основанная на свойствах дискретного преобразования Фурье.

Сейсмические волны относятся к импульсным волнам, имеющим конечную протяженность. Импульсные волны могут быть заданы в виде некоторой функции времени $S(t)$ либо в спектральной области в виде его комплексного спектра $S(f)$. При цифровой обработке информации волна $S(t)$ представляется в виде дискретной последовательности $S(i\Delta t)$, а $S(f)$ в виде $S(k\Delta f)$.

Между собой функции $S(f)$ и $S(t)$ связаны преобразованиями Фурье. Таким образом, прямое и обратное дискретное преобразование Фурье для $S(f)$ и $S(t)$ примут вид:

$$\begin{aligned} S(k\Delta f) &= \sum_{i=0}^{N-1} S(i\Delta t) e^{-j2\pi k\Delta f i\Delta t}, \\ S(i\Delta t) &= \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} S(k\Delta f) e^{j2\pi jk\Delta f i\Delta t}. \end{aligned} \quad (2.42)$$

При осуществлении временной дискретизации волн конечной протяженности с шагом Δt их спектр (рисунок 2.8.а) приобретает периодический характер (рисунок 2.8.б).

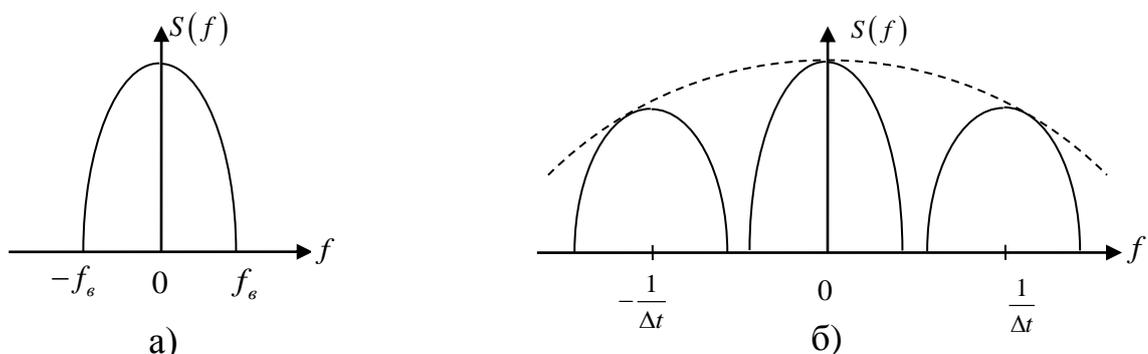


Рисунок 2.8 – Спектры исходной (а) и дискретизированной (б) волн

Переход от периодического спектра к сплошному спектру позволяет уменьшить шаг дискретизации, при этом используется только нулевой порядок спектра, то есть остальные порядки приравниваются нулю.

Шаг дискретизации по времени определяется по теореме Котельникова:

$$\Delta t \leq \frac{1}{2f_g}, \quad (2.43)$$

где f_g – верхняя (максимальная) частота спектра волны.

Используя выражение:

$$\Delta f = \frac{1}{N\Delta t} \quad (2.44)$$

запишем обратное дискретное преобразование Фурье формулы $S(i\Delta t)$ (2.42) в следующем виде:

$$S(i\Delta t) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} S(k\Delta f) e^{\frac{j2\pi ki}{N}}. \quad (2.45)$$

Формулу $S(k\Delta f)$ (2.42) можно записать в следующем виде:

$$S(k\Delta f) = A(k\Delta f) - jB(k\Delta f), \quad (2.46)$$

где

$$A(k\Delta f) = \sum_{i=0}^N S(i\Delta t) \cos(2\pi k\Delta f i\Delta t), \quad B(k\Delta f) = \sum_{i=0}^N S(i\Delta t) \sin(2\pi k\Delta f i\Delta t) \quad (2.47)$$

определяют действительную и мнимую части спектра волны $S(k\Delta f)$.

Далее используя выражение (2.46), представим (2.45) в виде:

$$\begin{aligned} S(i\Delta t) &= \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} (A(k\Delta f) - jB(k\Delta f)) \cdot \left(\cos\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) + j \sin\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) \right) = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} \left(A(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) + B(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) \right) + \\ &+ \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} j \left(A(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) - B(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) \right). \end{aligned} \quad (2.48)$$

Функция $S(i\Delta t)$ действительная, то есть комплексная часть $j \left(A(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) - B(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) \right)$ приравниваться к нулю и получается:

$$S(i\Delta t) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} \left(A(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) + B(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) \right). \quad (2.49)$$

Для уменьшения искажений, связанных с эффектом наложения спектров, используем раздвижение вдоль частотной оси периодических спектров волн. Рисунок 2.9 поясняет возможное добавление нулевых отсчетов после гармоники $k = \frac{N}{2} - 1$.

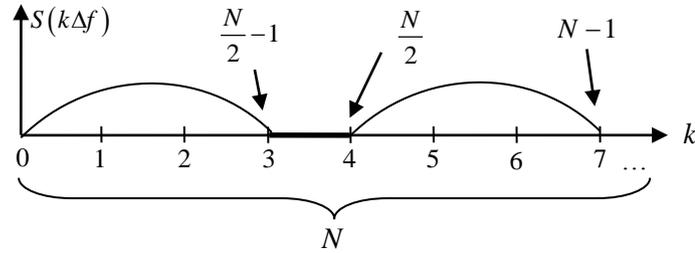


Рисунок 2.9 – Раздвижение частотной области

При уменьшении стандартного шага дискретизации в m раз формула (2.49) запишется в следующем виде:

$$S(i'\Delta t') = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{\frac{N}{2}-1} \left(A(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi ki}{mN}\right) + B(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi ki}{mN}\right) \right) + \frac{1}{N} \sum_{k=\frac{N}{2}}^{N-1} \left(A(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi(k+(m-1)N)i}{mN}\right) + B(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi(k+(m-1)N)i}{mN}\right) \right). \quad (2.50)$$

Введенная процедура позволяет гибко изменять шаг временной дискретизации волн, что дает возможность повысить точность определения ВФС. При рассмотрении нового способа оценивания взаимных фазовых спектров будем использовать эту процедуру. В следующем разделе покажем возможность определения ВФС по функциям качества алгоритмов ФЧП.

2.5 Новый способ определения взаимного фазового спектра волн по функциям качества алгоритма фазочастотного прослеживания

Как отмечено выше, оценивание взаимных фазовых спектров требует восстановления формы анализируемых волн в различных точках приема. При анализе реальных материалов анализируемые волны часто интерферируют между собой, поэтому выделить их и проследить по исходным разрезам

практически не удается. Фазочастотное прослеживание позволяет значимо повысить возможность выделения интерферирующих волн и увеличить их разрешение. В этой связи предложен новый способ определения взаимных фазовых спектров волн по функциям качества алгоритма фазочастотного прослеживания.

Покажем возможность нового способа определения взаимных фазовых спектров.

В соответствии с рассматриваемой ранее моделью слоистой поглощающей толщи (рисунок 2.3), ее можно представить в виде линейной системы с частотной характеристикой $H(f)$, определенной выражением (2.12).

Волна на выходе системы описывается известным соотношением (рисунок 2.10):

$$S(t) = F^{-1}\{S(f)\} = F^{-1}\{S_0(f) \cdot H(f)\} = S_0(t) \otimes h(t), \quad (2.51)$$

где $h(t) = F^{-1}\{H(f)\}$ – весовая функция поглощающей толщи,

\otimes – операция свертки.

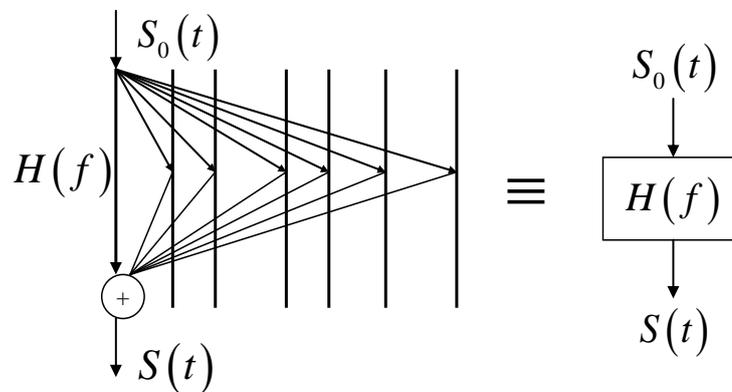


Рисунок 2.10 – Распространение сейсмической волны $S_0(f)$ через линейную систему с частотной характеристикой $H(f)$

В соответствии с данными обозначениями, выражение для отраженной волны можно переписать следующим образом:

$$S(t) = F^{-1}\left\{\left[|S_0(f)| \cdot |H(f)| \cdot e^{j\varphi_S(f)}\right] \cdot e^{j\varphi_H(f)}\right\}. \quad (2.52)$$

В соответствии с [10] функцию качества для падающей и отраженной волн можно записать, как:

$$L_0(t) = F^{-1}\{W(f) \cdot e^{j\varphi_s(f)}\}, \quad L_c(t) = F^{-1}\left\{\left[W(f) \cdot e^{j\varphi_s(f)}\right] \cdot e^{j\varphi_H(f)}\right\}. \quad (2.53)$$

Введем обозначения:

$$H_L(f) = e^{j\varphi_H(f)} = \frac{H(f)}{|H(f)|}, \quad h_L(t) = F^{-1}\{H_L(f)\}. \quad (2.54)$$

Тогда выражение $L_c(t)$ (2.53) для отраженной волны примет вид:

$$L_c(t) = L_0(t) \otimes h_L(t). \quad (2.55)$$

Сравнивая выражения (2.52) и (2.55), можно сформулировать следующий важный вывод (рисунок 2.11): ФК сигнала на выходе линейной системы с частотной функцией $H(f)$ можно рассматривать, как результат прохождения ФК входного сигнала через некоторую систему, с частотной функцией $H_L(f)$, свойства которой определяются только фазочастотными характеристиками поглощающей толщи.

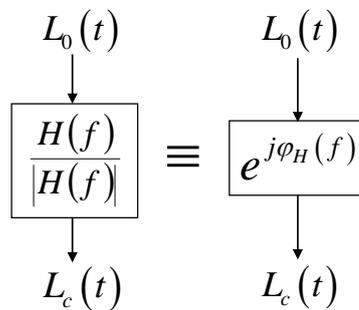


Рисунок 2.11 – Распространение функции качества $L_0(t)$ через линейную систему с частотной функцией

В соответствии с [16, 17] определим взаимную спектральную плотность стандартным методом:

$$G_{S_1 S_2}(f) = S_1^*(f) \cdot S_2(f). \quad (2.56)$$

Используя (2.52) выражение (2.56) переписывается в виде:

$$G_{S_1 S_2}(f) = |G_{S_1 S_2}(f)| \cdot e^{j\varphi_{S_1 S_2}(f)} = |S_0(f)| \cdot |H_1(f)| \cdot |H_2(f)| \cdot e^{j(\varphi_{H_2}(f) - \varphi_{H_1}(f))}, \quad (2.57)$$

где $\varphi_{S_1 S_2}(f) = \varphi_{H_2}(f) - \varphi_{H_1}(f)$.

Теперь рассмотрим возможность определения взаимного фазового спектра по функциям качества ФЧП.

Взаимная спектральная плотность для функций качества $L_1(t)$ и $L_2(t)$ запишется в виде:

$$G_{L_1L_2}(f) = L_1^*(f) \cdot L_2(f), \quad (2.58)$$

где

$$L_1(f) = W(f) \cdot e^{j\varphi_{s_0}(f)} e^{j\varphi_{H_1}(f)}, \quad L_2(f) = W(f) \cdot e^{j\varphi_{s_0}(f)} e^{j\varphi_{H_2}(f)}. \quad (2.59)$$

Учитывая, что весовая функция есть действительная функция, то:

$$G_{L_1L_2}(f) = |G_{L_1L_2}(f)| \cdot e^{j\varphi_{L_1L_2}(f)} = W^2(f) \cdot e^{j(\varphi_{H_2}(f) - \varphi_{H_1}(f))}, \quad (2.60)$$

Таким образом, определение взаимного фазового спектра отраженных волн можно определять через функции качеств этих сигналов.

Рассмотрим способ вычисления взаимного фазового спектра $\varphi_{L_1L_2}(f)$.

Оценка $\hat{G}_{L_1L_2}(f)$ выбрана уже с учетом статистического подхода:

$$\hat{G}_{L_1L_2}(f) = \hat{C}_{L_1L_2}(f) + j\hat{Q}_{L_1L_2}(f) = \frac{2}{T} [L_1^*(f) \cdot L_2(f)], \quad (2.61)$$

где

$$L_1(f) = C_{L_1}(f) + jQ_{L_1}(f), \quad L_2(f) = C_{L_2}(f) + jQ_{L_2}(f), \quad (2.62)$$

$$\begin{aligned} C_{L_1}(f) &= \int_0^T L_1(t) \cos(2\pi ft) dt, & C_{L_2}(f) &= \int_0^T L_2(t) \cos(2\pi ft) dt, \\ Q_{L_1}(f) &= \int_0^T L_1(t) \sin(2\pi ft) dt, & Q_{L_2}(f) &= \int_0^T L_2(t) \sin(2\pi ft) dt. \end{aligned} \quad (2.63)$$

определяют действительную и мнимую части $L_1(f)$ и $L_2(f)$.

Тогда:

$$\begin{aligned} \hat{C}_{L_1L_2}(f) &= \frac{2}{T} [C_{L_1}(f) \cdot C_{L_2}(f) + Q_{L_1}(f) \cdot Q_{L_2}(f)], \\ \hat{Q}_{L_1L_2}(f) &= \frac{2}{T} [C_{L_1}(f) \cdot Q_{L_2}(f) - Q_{L_1}(f) \cdot C_{L_2}(f)]. \end{aligned} \quad (2.64)$$

Тогда взаимный фазовой спектр по функциям качества примет вид:

$$\hat{\varphi}_{L_1L_2}(f) = \arctg \frac{\hat{Q}_{L_1L_2}(f)}{\hat{C}_{L_1L_2}(f)}. \quad (2.65)$$

Как и в стандартном методе вычисления ВФС описанном ранее в разделе 2.3 осуществляется устранение неоднозначности ФЧХ с помощью его доопределения.

Таким образом, можно оценить взаимный фазовый спектр, не прибегая к восстановлению волн, что дает преимущество при оценивании спектров в зонах повышенной интерференции.

Проведем исследование предложенного способа на одной из выбранных моделей слоистых поглощающих сред. Модель формировалась в соответствии с теоретическими положениями, рассмотренными ранее. Более подробно вопросы формирования моделей слоистых сред будут рассмотрены в следующем разделе.

Выбранная модель состоит из трех толщ, где толща II – песчаный коллектор, в данном случае заданный газонасыщенным песчаником, а толща I и III (покрывающая и подстилающая толщи) – слой аргиллитов. Для каждого слоя задавались следующие параметры: скорость v , плотность ρ , поглощение β и мощность толщи h (таблица 2.1). Для формирования волнового поля использовалась программа, разработанная на кафедре прикладной математики.

Таблица 2.1 – Параметры модели газонасыщенный песчаник

Слой	v , м/с	ρ , г/см ³	β , с/м	h , м
I	2600	2.2	0.000015	200
Газонасыщенный песчаник	2400	2.05	0.0002	170
III	2700	2.3	0.000015	200

На рисунке 3.12 приведено волновое поле, построенное для газонасыщенного песчаника.

На рисунке 3.13 приведены ВФС волн, отраженные от кровли и подошвы II-го слоя, для газонасыщенного песчаника стандартным (рисунок 3.13.а) и предложенным (рисунок 3.13.б) методом.

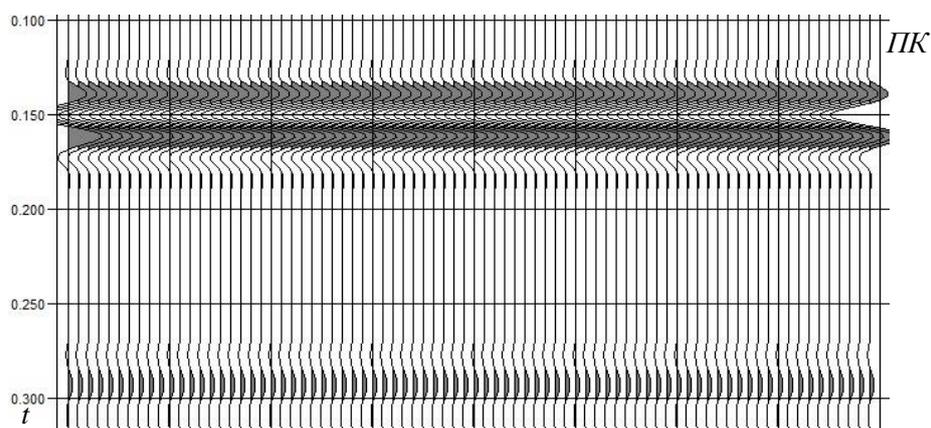


Рисунок 3.12 – Волновое поле для газонасыщенного песчаника при $h_2 = 170$ м

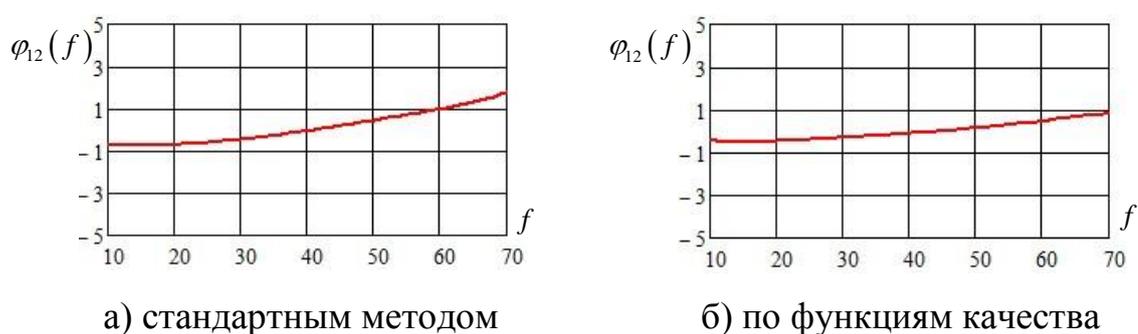


Рисунок 3.13 – ВФС волн, отраженные от кровли и подошвы II-го слоя, для газонасыщенного песчаника при $h_2 = 170$ м

Нормированная среднеквадратичная ошибка (3.3) взаимного фазового спектра вычисленного стандартным и предложенным методом для газонасыщенного песчаника составляет не более 2%.

Таким образом, предложенный способ оценивания взаимных фазовых спектров отличается незначительно от стандартного метода вычисления взаимных фазовых спектров. Что позволяет в дальнейшем использовать его в алгоритме прогноза свойств геологического разреза при сильной интерференции анализируемых сигналов.

3 Исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров сейсмических волн

В процессе исследования алгоритма прогноза свойств геологического разреза ставились следующие задачи:

1. Провести исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на моделях геологических сред с горизонтальными границами раздела и для случая различных свойств по латерали выделяемого слоя.
2. Провести исследование помехоустойчивости алгоритма прогноза свойств геологического разреза.
3. Провести исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза по результатам выборочной обработки полевых сейсмических материалов.

3.1 Исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на моделях слоистых геологических сред

3.1.1 Исследование алгоритма прогноза на моделях геологических сред с горизонтальными границами раздела

Проведем исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на моделях поглощающих сред. В качестве моделей заданы четыре поглощающих среды, состоящих из трех слоев, где слой II (продуктивная толща) – песчаный коллектор, а слои I и III (покрывающая и подстилающая толщи) – слои аргиллитов (рисунок 3.1). В первой модели песчаный слой предполагается насыщенным газом, во второй – нефтью, в третьей – водой. В четвертой модели имитировалось наличие непроницаемого карбонизированного песчаника.

Модель I	Модель II
Аргиллиты	Аргиллиты
Газонасыщенный песчаник	Нефтенасыщенный песчаник
Аргиллиты	Аргиллиты
Модель III	Модель IV
Аргиллиты	Аргиллиты
Водонасыщенный песчаник	Карбонизированный песчаник
Аргиллиты	Аргиллиты

Рисунок 3.1 – Модели поглощающих сред

Формирование волновых полей осуществлялось в соответствии с ранее рассмотренной моделью поглощающих сред в разделе 2.1. Для этих целей использована специальная программа, которая моделирует волновые поля для многослойных поглощающих сред с горизонтальными границами их раздела с задающимися параметрами слоев и задаваемой падающей волной.

В моделях число отражающих границ задано равным двум.

Падающая волна задавалась в виде импульса с колокольной огибающей:

$$S(t) = A_0 e^{-\beta^2 (t-t_0)^2} \cos(2\pi f_0 (t - t_0) + \varphi_0), \quad (3.1)$$

со следующими параметрами: амплитуда $A_0 = 1$, основная частота $f_0 = 40$ Гц, коэффициент затухания $\beta = 60 \text{ с}^{-1}$, начальная фаза $\varphi_0 = 0$ рад.

При моделировании для каждого слоя моделей сред задавались соответствующие скорости v распространения волны в слое, плотности породы ρ , параметры поглощения β и мощность слоя h .

В качестве примера в таблице 3.1 приведены значения петрофизических параметров слоев для указанных моделей анализируемых сред. Петрофизические параметры слоев выбирались исходя из обобщенных данных характерных для верхнеюрской продуктивной толщи Крапивинского нефтяного месторождения Томского Приобья (таблица Б.1, Приложение Б) [18].

Таблица 3.1 – Параметры исследуемых моделей

Слой	ν , м/с	ρ , г/см ³	β , с/м	h , м	
I	2600	2.2	0.000015	200	
Газонасыщенный песчаник	2400	2.05	0.0002	170	50
Нефтенасыщенный песчаник	3100	2.35	0.00006	170	50
Водонасыщенный песчаник	3600	2.5	0.00003	170	50
Карбонизированный песчаник	4600	2.6	0.00001	170	50
III	2700	2.3	0.000015	200	

Предварительно для установления влияния петрофизических параметров поглощающего слоя на взаимный фазовый спектр отраженных волн его мощность задаем достаточно большой $h_2 = 170$ м. Это позволило исключить влияние интерференции волн на вычисление оценки их ВФС.

На рисунке 3.2 приведены волновые поля, построенные для указанных моделей сред.

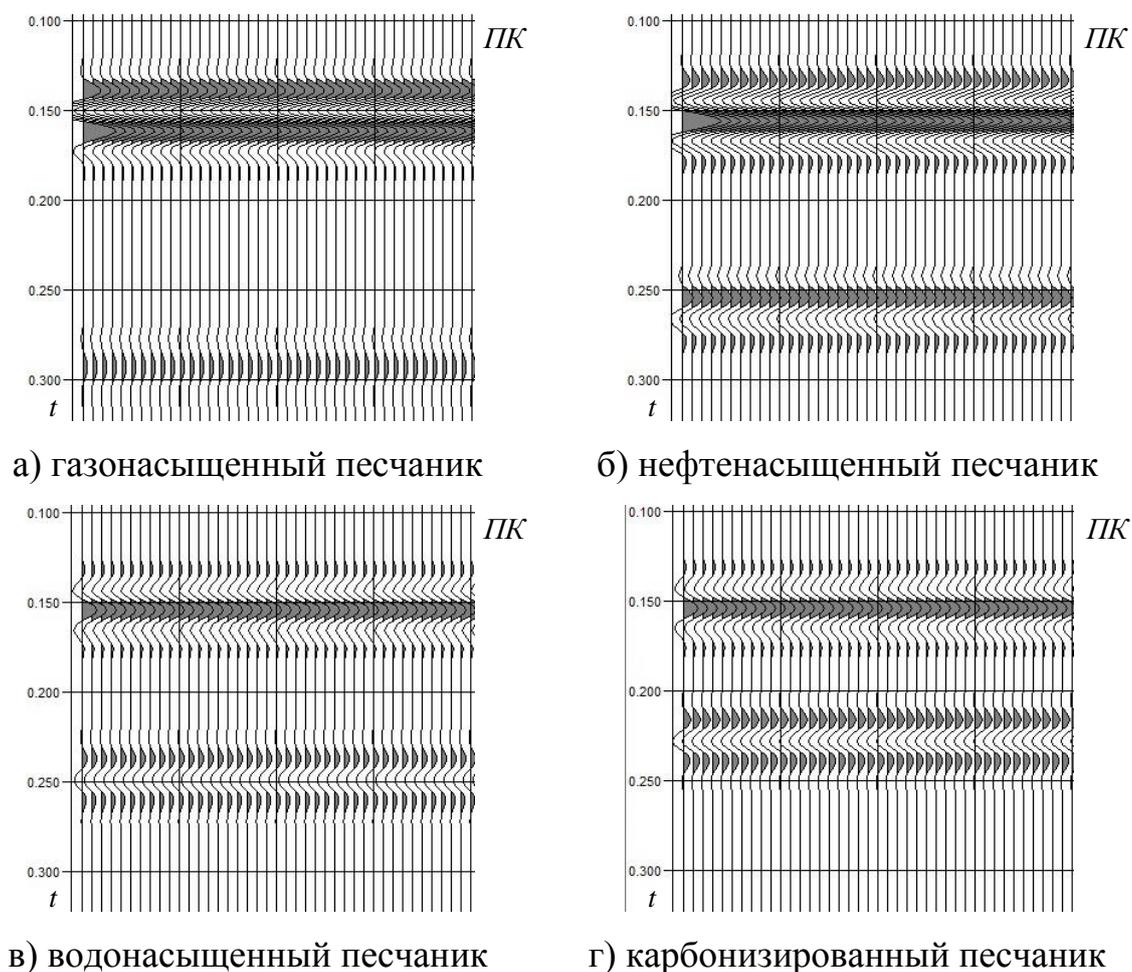
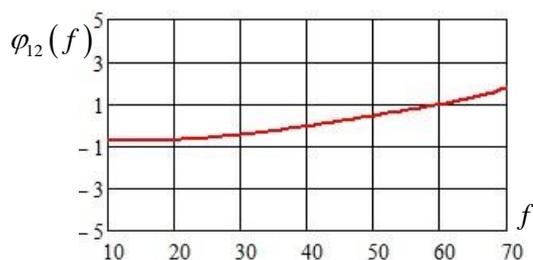


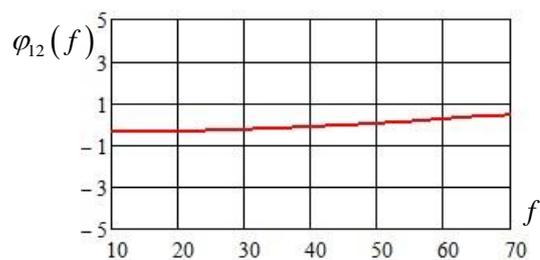
Рисунок 3.2 – Волновые поля для моделей сред при $h_2 = 170$ м

С помощью алгоритма ФЧП проведено прослеживание волн, отраженных от кровли и подошвы II-го слоя. На основе прослеживания построены оси синфазности выделяемых волн и определены их взаимные фазовые спектры. Определение ВФС волн осуществлялось на основе способа их оценки описанного в разделе 2.3.

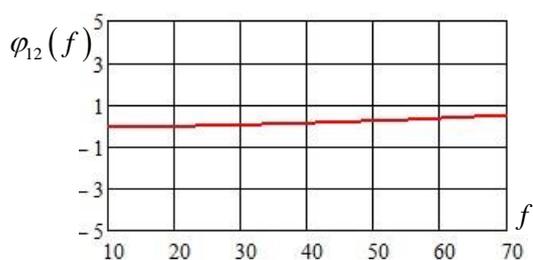
На рисунке 3.3 приведены ВФС волн, отраженные от кровли и подошвы II-го слоя, для заданных моделей сред.



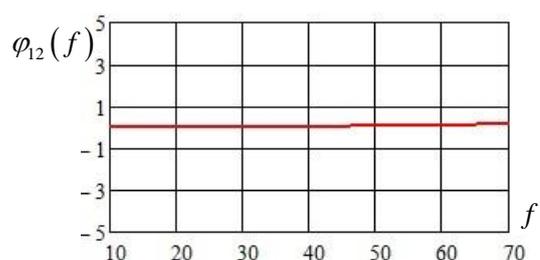
а) газонасыщенный песчаник



б) нефтенасыщенный песчаник



в) водонасыщенный песчаник



г) карбонизированный песчаник

Рисунок 3.3 – ВФС волн, отраженные от кровли и подошвы II-го слоя, для моделей сред при $h_2 = 170$ м

Анализ графиков показывает, что насыщение породы-коллектора газом или нефтью (рисунок 3.3.а и 3.3.б) непосредственно приводит к значимому изменению взаимных фазовых спектров. В случае насыщения песчаного коллектора водой (рисунок 3.3.в) ВФС слабо зависит от частоты и их значения сосредоточены в области от 0 до 1 рад. При отсутствии коллектора (рисунок 3.3.г) взаимный фазовый спектр отраженной волны практически не зависит от частоты и их значения близки к 0 рад.

Из приведенных зависимостей также видно, что графики ВФС волн в случае насыщения песчаного коллектора газом или нефтью во всем диапазоне анализируемых частот обладают большей кривизной и имеют больший интервал изменения значений, чем в случае отсутствия коллектора или его насыщения водой.

На основе определенных значений ВФС волн рассчитаны введенные ранее следующие прогнозные параметры: среднее значение ВФС $\bar{\varphi}_{12}$, центральный момент второго порядка для ВФС σ_{φ}^2 , среднее значение ВФЗ \bar{t}_{φ} , центральный момент второго порядка для ВФЗ σ_{τ}^2 , среднее значение ВГЗ \bar{t}_{gp} , центральный момент второго порядка для ВГЗ σ_i^2 . Значения прогнозных параметров для исследуемых моделей сред сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Прогнозные параметры для моделей сред при $h_2 = 170$ м

	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	\bar{t}_{φ}	σ_{τ}^2	\bar{t}_{gp}	σ_i^2
Модель I	0,11395	0,58172	$1,262 \cdot 10^{-3}$	$1,663 \cdot 10^{-5}$	$6,664 \cdot 10^{-3}$	$1,706 \cdot 10^{-5}$
Модель II	-0,07972	0,06972	$1,078 \cdot 10^{-3}$	$3,472 \cdot 10^{-6}$	$2,14 \cdot 10^{-3}$	$1,092 \cdot 10^{-6}$
Модель III	-0,11551	0,00412	$4,453 \cdot 10^{-4}$	$4,361 \cdot 10^{-7}$	$7,357 \cdot 10^{-4}$	$2,754 \cdot 10^{-7}$
Модель IV	0,03201	0,00239	$4,048 \cdot 10^{-4}$	$3,763 \cdot 10^{-8}$	$4,453 \cdot 10^{-4}$	$5,318 \cdot 10^{-8}$

Как видно из таблицы 3.2, центральные моменты второго порядка (ЦМВП) для взаимного фазового спектра σ_{φ}^2 , взаимной фазовой задержки σ_{τ}^2 и взаимной групповой задержки σ_i^2 уменьшаются от случая насыщения породы-коллектора газом до случая, когда второй слой имитировался в виде карбонизированного песчаника. Причем эти параметры при насыщении песчаника газом или нефтью соответственно отличаются на два порядка от их значений для случая насыщения песчаного коллектора водой или его отсутствия. Это указывает на информативность данных параметров и возможность их использования при решении задач ПГР, в том числе прогноза нефтегазоносности осадочных толщ.

Для оценки отмеченных выше параметров, с целью выделения среди них наиболее информативных проведены дополнительные исследования для указанных моделей сред при различных петрофизических характеристиках II-го слоя в соответствии с их значениями, приведенными в таблице Б.1 (Приложении Б).

В первом случае для II-го слоя при постоянных значениях скорости v распространения волны в слое и плотности породы ρ изменялись параметры поглощения β от наименьшего к наибольшему. Результаты проведенного исследования для различных моделей сред сведены в таблицу 3.3.

Как видно из таблицы 3.3, при увеличении параметров поглощения β во II-ом слое средние значения взаимного фазового спектра $\bar{\varphi}_{12}$, взаимной фазовой задержки $\bar{\tau}_\varphi$ и взаимной групповой задержки \bar{t}_{gp} ведут себя нестабильно. Что говорит о не информативности данных параметров при решении задач прогноза свойств геологического разреза. Центральные моменты второго порядка для ВФС σ_φ^2 , ВФЗ σ_τ^2 и ФГЗ σ_t^2 при увеличении параметров поглощения β увеличиваются. Также видно, что ЦМВП при насыщении песчаника газом или нефтью соответственно отличаются на один и два порядка от их значений для случая насыщения песчаного коллектора водой или его отсутствия. Это говорит об информативности этих параметров и возможности их использования в задачах прогноза геологического разреза и выявления нефтегазоперспективных толщ.

На рисунке 3.4 представлены графики изменения центральных моментов второго порядка для ВФС σ_φ^2 , ВФЗ σ_τ^2 и ФГЗ σ_t^2 в зависимости от изменения параметров поглощения β II-го слоя для исследуемых моделей сред.

Таким образом, из таблицы 3.3 и рисунка 3.4 видно, что наиболее информативными параметрами являются центральные моменты второго порядка для взаимного фазового спектра σ_φ^2 , взаимной фазовой задержки σ_τ^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 .

Таблица 3.3 – Поведение прогнозных параметров при изменении параметров поглощения β II-го слоя при $h_2 = 170$ м

а) для газонасыщенного песчаника

$\gamma = 4920$ β	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
0.0001	-0,01887	0,1727	$1,116 \cdot 10^{-3}$	$6,222 \cdot 10^{-6}$	$3,319 \cdot 10^{-3}$	$4,332 \cdot 10^{-6}$
0.0002	0,11395	0,58172	$1,262 \cdot 10^{-3}$	$1,663 \cdot 10^{-5}$	$6,664 \cdot 10^{-3}$	$1,706 \cdot 10^{-5}$
0.0003	0,05627	0,85534	$1,94 \cdot 10^{-3}$	$2,838 \cdot 10^{-5}$	$8,339 \cdot 10^{-3}$	$3,715 \cdot 10^{-4}$
0.0004	-0,5193	0,87677	$4,738 \cdot 10^{-3}$	$4,51 \cdot 10^{-5}$	$9,098 \cdot 10^{-3}$	$4,861 \cdot 10^{-4}$
0.0005	1,80923	10,1947	$2,128 \cdot 10^{-2}$	$1,376 \cdot 10^{-4}$	$2,375 \cdot 10^{-2}$	$1,295 \cdot 10^{-3}$

б) для нефтенасыщенного песчаника

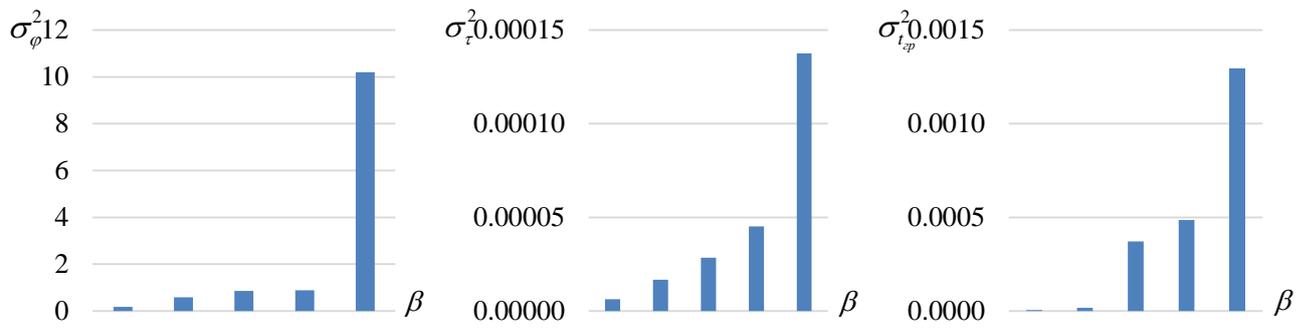
$\gamma = 7285$ β	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
0.000045	-0,05211	0,04304	$7,963 \cdot 10^{-4}$	$2,094 \cdot 10^{-6}$	$1,725 \cdot 10^{-3}$	$5,659 \cdot 10^{-7}$
0.00006	-0,07972	0,06972	$1,078 \cdot 10^{-3}$	$3,472 \cdot 10^{-6}$	$2,14 \cdot 10^{-3}$	$1,092 \cdot 10^{-6}$
0.000075	-0,08254	0,1027	$1,227 \cdot 10^{-3}$	$4,81 \cdot 10^{-6}$	$2,525 \cdot 10^{-3}$	$2,034 \cdot 10^{-6}$
0.000085	-0,07519	0,1282	$1,278 \cdot 10^{-3}$	$5,673 \cdot 10^{-6}$	$2,754 \cdot 10^{-3}$	$3,116 \cdot 10^{-6}$
0.0001	-0,0485	0,18653	$1,305 \cdot 10^{-3}$	$7,275 \cdot 10^{-6}$	$3,851 \cdot 10^{-3}$	$3,656 \cdot 10^{-6}$

в) для водонасыщенного песчаника

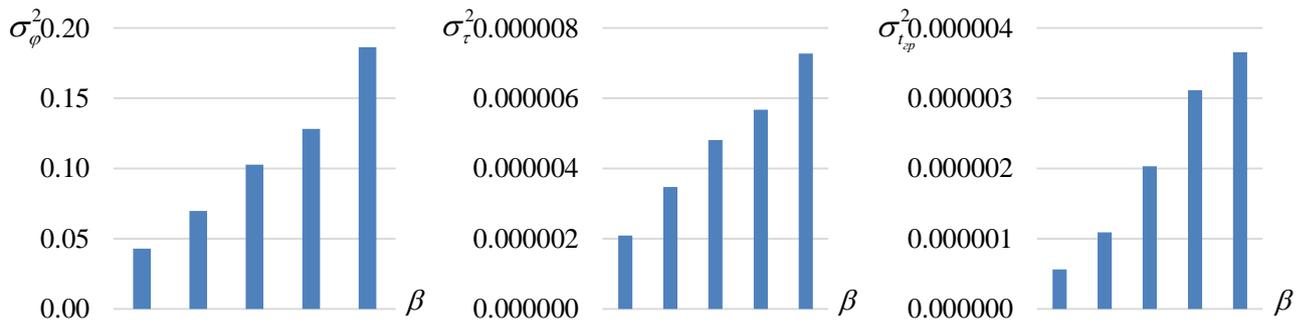
$\gamma = 9000$ β	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
0.00003	-0,11551	0,00412	$4,453 \cdot 10^{-4}$	$4,361 \cdot 10^{-7}$	$7,357 \cdot 10^{-4}$	$2,754 \cdot 10^{-7}$
0.000035	-0,11965	0,00681	$5,82 \cdot 10^{-4}$	$6,076 \cdot 10^{-7}$	$8,02 \cdot 10^{-4}$	$3,849 \cdot 10^{-7}$
0.00004	-0,12347	0,0102	$7,182 \cdot 10^{-4}$	$8,05 \cdot 10^{-7}$	$8,664 \cdot 10^{-4}$	$5,166 \cdot 10^{-7}$
0.000045	-0,12703	0,01425	$8,525 \cdot 10^{-4}$	$1,029 \cdot 10^{-6}$	$9,296 \cdot 10^{-4}$	$6,603 \cdot 10^{-7}$
0.0005	-0,13029	0,01897	$9,845 \cdot 10^{-4}$	$1,278 \cdot 10^{-6}$	$9,91 \cdot 10^{-4}$	$8,267 \cdot 10^{-7}$

г) для карбонизированного песчаника

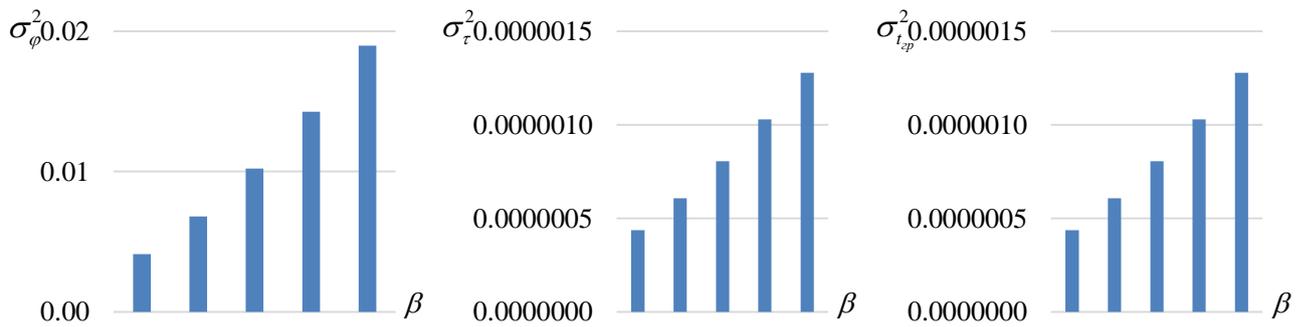
$\gamma = 11960$ β	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
0.00001	0,03201	0,00239	$4,048 \cdot 10^{-4}$	$3,763 \cdot 10^{-8}$	$4,532 \cdot 10^{-4}$	$5,318 \cdot 10^{-8}$
0.000012	0,03223	0,00318	$2,853 \cdot 10^{-4}$	$5,555 \cdot 10^{-8}$	$4,643 \cdot 10^{-4}$	$7,46 \cdot 10^{-8}$
0.000015	0,03248	0,00458	$2,782 \cdot 10^{-4}$	$8,947 \cdot 10^{-8}$	$5,536 \cdot 10^{-4}$	$1,121 \cdot 10^{-7}$
0.000017	0,03263	0,00566	$1,455 \cdot 10^{-4}$	$1,167 \cdot 10^{-7}$	$6,127 \cdot 10^{-4}$	$1,404 \cdot 10^{-7}$
0.00002	0,0329	0,00749	$1,021 \cdot 10^{-4}$	$1,641 \cdot 10^{-7}$	$7,013 \cdot 10^{-4}$	$1,899 \cdot 10^{-7}$



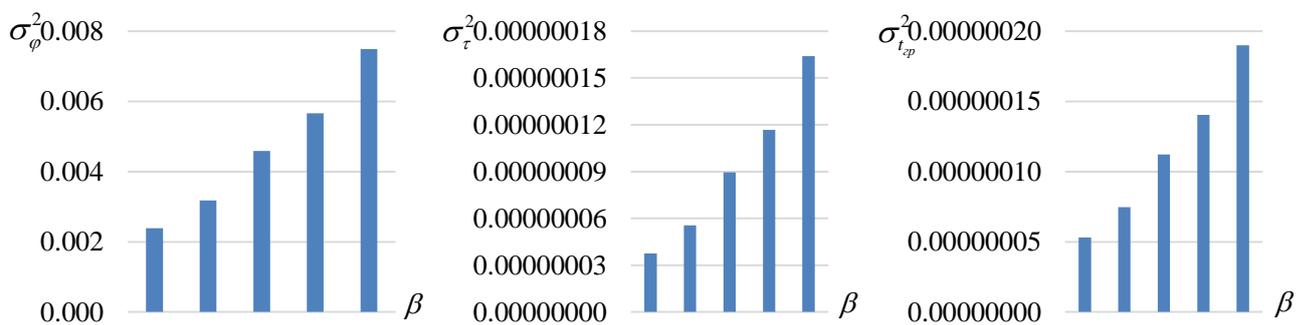
а) газонасыщенный песчаник



б) нефтенасыщенный песчаник



в) водонасыщенный песчаник



г) карбонизированный песчаник

Рисунок 3.4 – Поведение ЦМВП для ВФС σ_ϕ^2 , ВФЗ σ_τ^2 и ФГЗ σ_t^2 при изменении параметров поглощения β II-го слоя при $h_2 = 170$ м

Далее для моделей сред варьировались значения следующим образом: при постоянном значении поглощения β изменялись параметры акустической жесткости γ (плотности породы ρ и скорости ν распространения волны в слое) от наименьшего к наибольшему. Результаты проведенного исследования для различных моделей среды сведены в таблицу 3.4.

Из таблицы 3.4 видно, что при увеличении параметра акустической жесткости γ во II-ом слое средние значения взаимного фазового спектра $\bar{\varphi}_{12}$, взаимной фазовой задержки $\bar{\tau}_\varphi$ и взаимной групповой задержки \bar{t}_{gp} ведут себя нестабильно. Что говорит о не информативности данных параметров при решении задач прогноза свойств геологического разреза. Центральный момент второго порядка для ВФС σ_φ^2 ведет также себя нестабильно. У ЦМВП для взаимной фазовой задержки σ_τ^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 прослеживаются следующие закономерности: так при насыщении песчаного слоя II газом они имеют тенденцию к возрастанию при увеличении акустической жесткости γ , в тоже время при насыщении песчаного слоя II нефтью имеют тенденцию к их уменьшению. Также важно отметить, что при насыщении песчаника газом или нефтью эти параметры соответственно отличаются на один и два порядка от их значений для случая насыщения песчаного коллектора водой или его отсутствия. Это говорит об их информативности и возможности их использования в задачах прогноза нефтегазоносности осадочных толщ.

На рисунке 3.5 представлены графики изменения центральных моментов второго порядка для ВФС σ_φ^2 , ВФЗ σ_τ^2 и ФГЗ σ_t^2 в зависимости от изменения параметров акустической жесткости γ II-го слоя для исследуемых моделей сред.

Таким образом, из таблицы 3.4 и рисунка 3.5 видно, что наиболее информативными параметрами являются центральные моменты второго порядка для взаимной фазовой задержки σ_τ^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 .

Таблица 3.4 – Поведение прогнозных параметров при изменении параметров акустической жесткости γ II-го слоя при $h_2 = 170$ м

а) для газонасыщенного песчаника

$\beta = 0.0002$ γ	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
4920	0,11395	0,58172	$1,262 \cdot 10^{-3}$	$1,663 \cdot 10^{-5}$	$6,664 \cdot 10^{-3}$	$1,706 \cdot 10^{-5}$
5250	0,01591	0,52918	$1,67 \cdot 10^{-3}$	$1,701 \cdot 10^{-5}$	$6,426 \cdot 10^{-3}$	$1,818 \cdot 10^{-5}$
5590	-0,18322	0,43013	$2,482 \cdot 10^{-3}$	$1,736 \cdot 10^{-5}$	$5,975 \cdot 10^{-3}$	$2,36 \cdot 10^{-5}$
5940	0,03182	0,6078	$1,682 \cdot 10^{-3}$	$1,848 \cdot 10^{-5}$	$7,499 \cdot 10^{-3}$	$3,843 \cdot 10^{-5}$
6300	0,14485	0,66241	$1,222 \cdot 10^{-3}$	$1,837 \cdot 10^{-5}$	$7,587 \cdot 10^{-3}$	$2,712 \cdot 10^{-5}$

б) для нефтенасыщенного песчаника

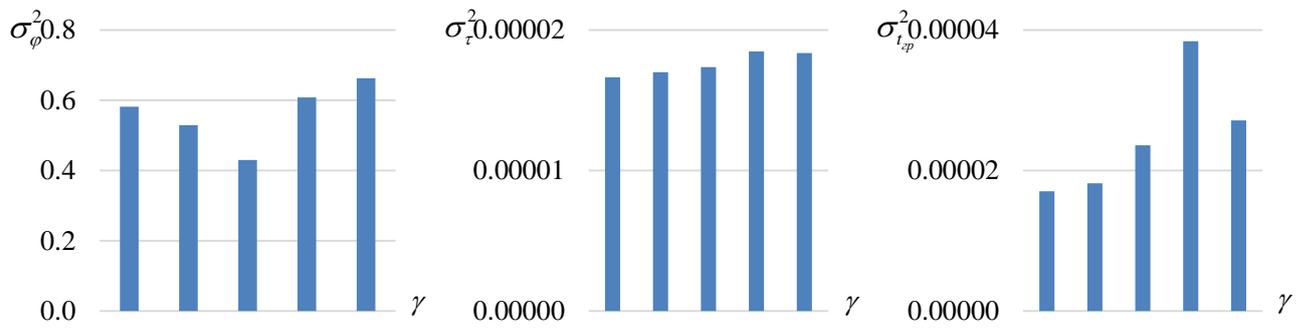
$\beta = 0.00006$ γ	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
6525	-0,21498	0,09632	$1,918 \cdot 10^{-3}$	$7,022 \cdot 10^{-6}$	$2,49 \cdot 10^{-3}$	$1,446 \cdot 10^{-6}$
6900	-0,08961	0,09184	$1,241 \cdot 10^{-3}$	$4,778 \cdot 10^{-6}$	$2,479 \cdot 10^{-3}$	$1,203 \cdot 10^{-6}$
7285	-0,07972	0,06972	$1,078 \cdot 10^{-3}$	$3,472 \cdot 10^{-6}$	$2,14 \cdot 10^{-3}$	$1,092 \cdot 10^{-6}$
7680	-0,16523	0,03964	$1,339 \cdot 10^{-3}$	$2,755 \cdot 10^{-6}$	$1,542 \cdot 10^{-3}$	$1,006 \cdot 10^{-6}$
8085	-0,3252	0,01283	$7,239 \cdot 10^{-4}$	$2,331 \cdot 10^{-6}$	$1,923 \cdot 10^{-3}$	$9,065 \cdot 10^{-7}$

в) для водонасыщенного песчаника

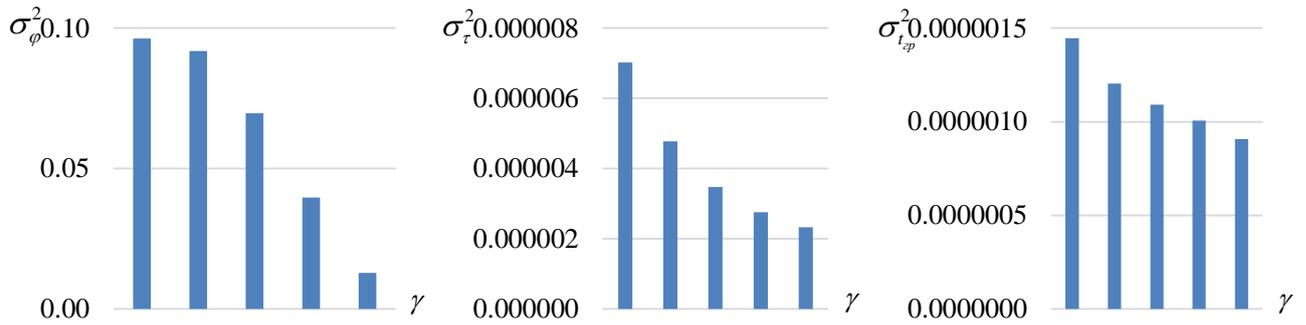
$\beta = 0.00003$ γ	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
8160	-0,02114	0,01264	$3,829 \cdot 10^{-4}$	$5,141 \cdot 10^{-7}$	$8,804 \cdot 10^{-4}$	$3,159 \cdot 10^{-7}$
8575	0,20587	0,04347	$5,337 \cdot 10^{-4}$	$4,617 \cdot 10^{-7}$	$1,732 \cdot 10^{-3}$	$4,415 \cdot 10^{-7}$
9000	-0,11551	0,00412	$4,453 \cdot 10^{-4}$	$4,361 \cdot 10^{-7}$	$7,357 \cdot 10^{-4}$	$2,754 \cdot 10^{-7}$
9435	0,02872	0,0155	$1,56 \cdot 10^{-4}$	$4,143 \cdot 10^{-7}$	$9,906 \cdot 10^{-4}$	$3,328 \cdot 10^{-7}$
9880	0,13783	0,02936	$2,823 \cdot 10^{-4}$	$3,988 \cdot 10^{-7}$	$1,407 \cdot 10^{-3}$	$3,903 \cdot 10^{-7}$

г) для карбонизированного песчаника

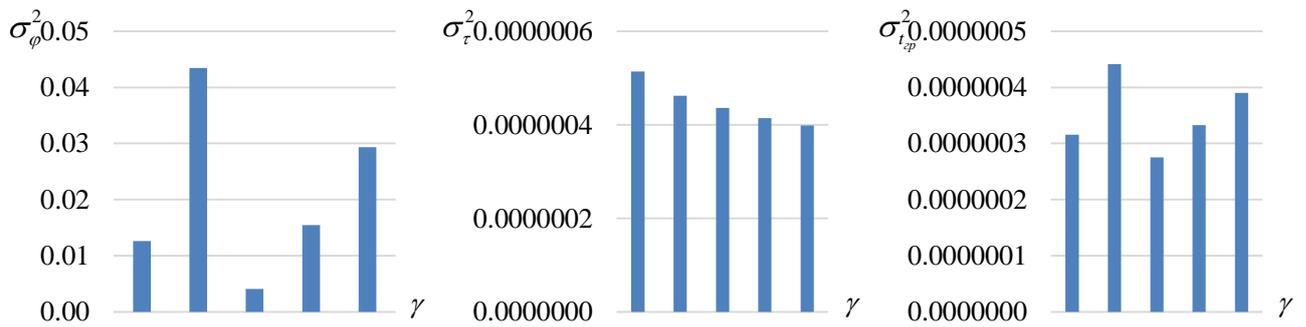
$\beta = 0.00001$ γ	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
11960	0,03201	0,00239	$4,048 \cdot 10^{-4}$	$3,763 \cdot 10^{-8}$	$4,453 \cdot 10^{-4}$	$5,318 \cdot 10^{-8}$
12455	-0,0751	0,00013	$1,534 \cdot 10^{-4}$	$3,533 \cdot 10^{-8}$	$3,789 \cdot 10^{-4}$	$1,061 \cdot 10^{-8}$
12960	-0,19827	0,00314	$5,136 \cdot 10^{-4}$	$3,348 \cdot 10^{-8}$	$8,643 \cdot 10^{-4}$	$2,735 \cdot 10^{-8}$
13475	0,16642	0,01206	$5,966 \cdot 10^{-4}$	$4,165 \cdot 10^{-8}$	$8,898 \cdot 10^{-4}$	$4,365 \cdot 10^{-8}$
14000	0,01304	0,00218	$2,552 \cdot 10^{-4}$	$5,673 \cdot 10^{-8}$	$2,763 \cdot 10^{-4}$	$1,26 \cdot 10^{-8}$



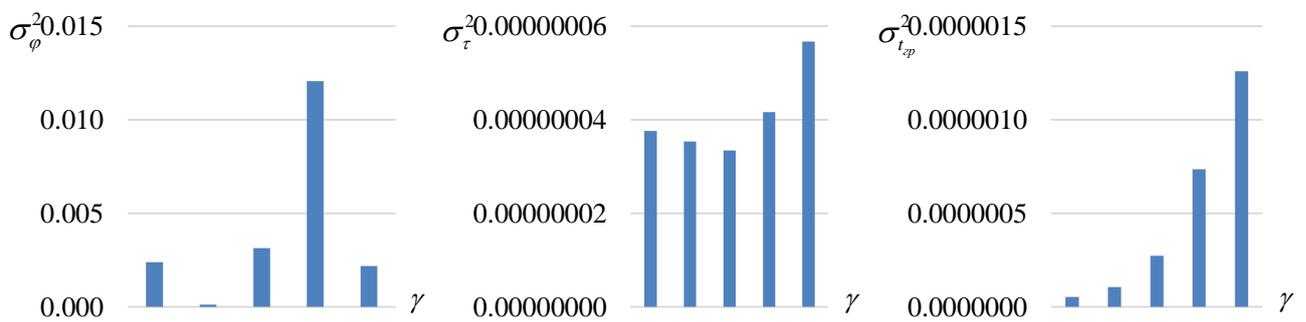
а) газонасыщенный песчаник



б) нефтенасыщенный песчаник



в) водонасыщенный песчаник



г) карбонизированный песчаник

Рисунок 3.5 – Поведение ЦМВП для ВФС σ_ϕ^2 , ВФЗ σ_τ^2 и ФГЗ $\sigma_{t_{zp}}^2$ при изменении параметров акустической жесткости γ II-го слоя при $h_2 = 170$ м

Также проведены исследования для описанных выше моделей сред с меньшей мощностью продуктивной толщи $h_2 = 50$ м. Петрофизические параметры для II-го слоя, как и ранее, заданы в соответствии с таблицей 3.1.

На рисунке 3.6 приведены волновые поля, построенные в этом случае для указанных моделей сред.

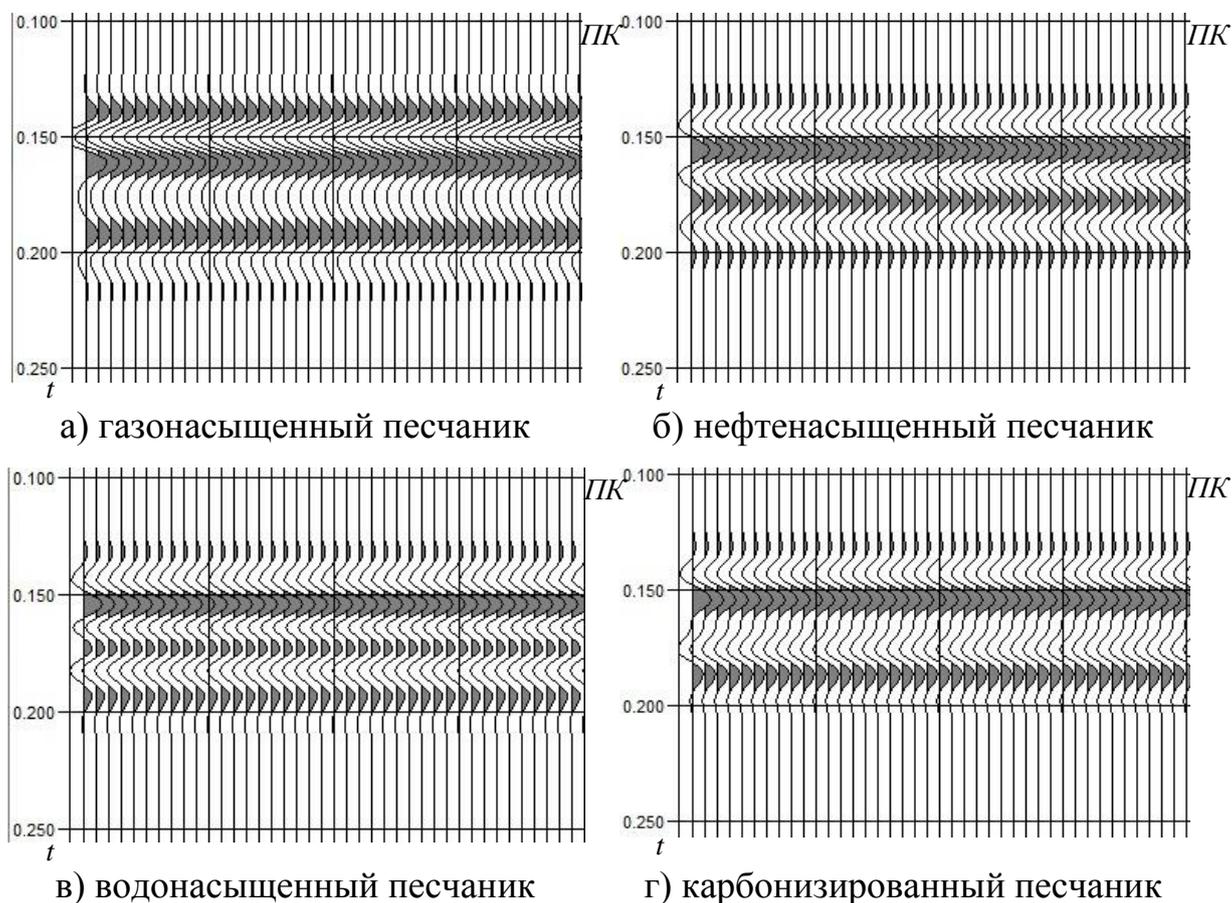
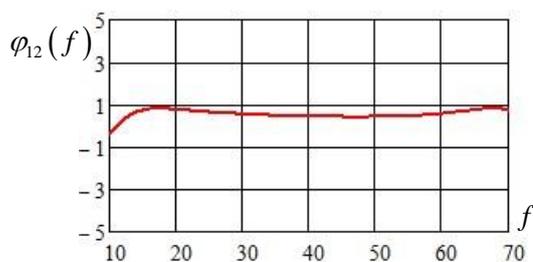


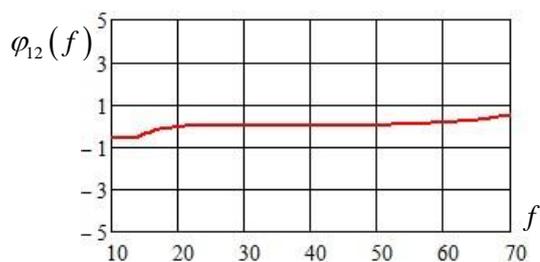
Рисунок 3.6 – Волновые поля для моделей сред при $h_2 = 50$ м

Для этих полей проведено прослеживание волн с помощью алгоритма ФЧП и определены их ВФС. Для определения ВФС волн, отраженных от кровли и подошвы II-го слоя, использовался предложенный новый способ определения взаимного фазового спектра, рассмотренный в разделе 2.5.

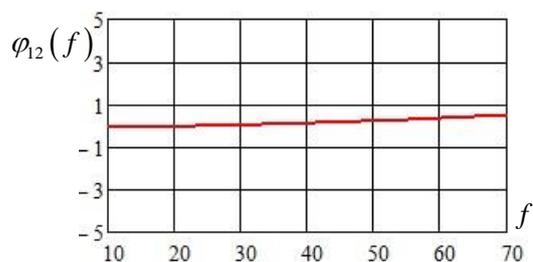
На рисунке 3.7 приведены ВФС волн, отраженные от кровли и подошвы II-го слоя, для заданных моделей сред.



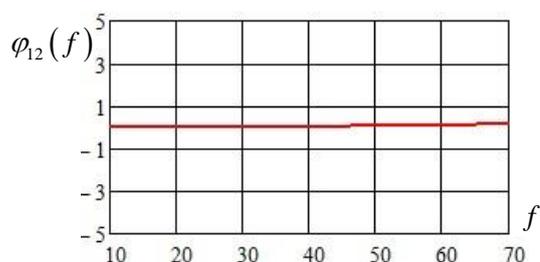
а) газонасыщенный песчаник



б) нефтенасыщенный песчаник



в) водонасыщенный песчаник



г) карбонизированный песчаник

Рисунок 3.7 – ВФС волн, отраженные от кровли и подошвы II-го слоя, для моделей сред при $h_2 = 50$ м

Анализ графиков показывает, что насыщение породы-коллектора газом или нефтью непосредственно также как и ранее приводит к значимому изменению взаимных фазовых спектров (рисунок 3.7.а и 3.7.б). В случае насыщения песчаного коллектора водой (рисунок 3.7.в) ВФС волн слабо зависит от частоты и их значения сосредоточены в области от 0 до 1 рад. При отсутствии коллектора (рисунок 3.7.г) взаимный фазовый спектр отраженной волны практически не зависит от частоты и их значения близки к 0 рад.

Из приведенных зависимостей также видно, что графики ВФС в случае насыщения песчаного коллектора газом или нефтью во всем диапазоне анализируемых частот обладают большей кривизной и имеют больший интервал изменения значений, чем в случае отсутствия коллектора или его насыщения водой.

На основе определенных ВФС волн рассчитаны прогнозные параметры значения, которых для исследуемых моделей сред сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Прогнозные параметры для моделей сред при $h_2 = 50$ м

	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	\bar{t}_{φ}	σ_{τ}^2	\bar{t}_{gp}	σ_t^2
Модель I	-0,5217	0,025	$1,262 \cdot 10^{-3}$	$1,028 \cdot 10^{-5}$	$3,225 \cdot 10^{-3}$	$2,266 \cdot 10^{-5}$
Модель II	-0,13778	0,0092	$5,103 \cdot 10^{-3}$	$8,091 \cdot 10^{-6}$	$8,125 \cdot 10^{-3}$	$1,701 \cdot 10^{-6}$
Модель III	-0,151	0,0012	$4,453 \cdot 10^{-4}$	$4,691 \cdot 10^{-7}$	$6,051 \cdot 10^{-4}$	$2,256 \cdot 10^{-7}$
Модель IV	-0,317	0,00097	$4,418 \cdot 10^{-4}$	$8,976 \cdot 10^{-8}$	$5,951 \cdot 10^{-4}$	$6,927 \cdot 10^{-8}$

Как видно из таблицы 3.5, как и в случае мощности II-го слоя $h_2 = 170$ м ЦМВП для взаимного фазового спектра σ_{φ}^2 , взаимной фазовой задержки σ_{τ}^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 имеют наибольшее значение при насыщении породы-коллектора газом или нефть. Причем эти параметры при насыщении песчаника газом или нефтью соответственно отличаются на два порядка от их значений для случая насыщения песчаного коллектора водой или его отсутствия. Это указывает как и ранее на информативность данных параметров.

Для подробного исследования поведения прогнозных параметров для описанных выше моделей сред также варьировались значения во II-ом слое следующим образом: при постоянных значениях скорости ν распространения волны в слое и плотности породы ρ изменялись параметры поглощения β от наименьшего к наибольшему. Результаты проведенного исследования для различных моделей сред сведены в таблицу В.1 (Приложение В).

Как видно из таблицы В.1, при увеличении параметров поглощения β во II-ом слое средние значения взаимного фазового спектра $\bar{\varphi}_{12}$, взаимной фазовой задержки \bar{t}_{φ} и взаимной групповой задержки \bar{t}_{gp} ведут себя нестабильно. Что говорит как и прежде о не информативности данных параметров. Центральные моменты второго порядка для ВФС σ_{φ}^2 , ВФЗ σ_{τ}^2 и ФГЗ σ_t^2 при увеличении параметров поглощения β увеличиваются. Также видно, что ЦМВП при насыщении песчаника газом или нефтью также соответственно отличаются на один и два порядка от их значений для случая насыщения песчаного коллектора водой или его отсутствия.

На рисунке В.1 (Приложение В) представлены графики изменения центральных моментов второго порядка для ВФС σ_φ^2 , ВФЗ σ_τ^2 и ФГЗ σ_t^2 в зависимости от изменения параметров поглощения β II-го слоя для исследуемых моделей сред.

Таким образом, из таблицы В.1 и рисунка В.1 видно, что наиболее информативными параметрами являются центральные моменты второго порядка для взаимного фазового спектра σ_φ^2 , взаимной фазовой задержки σ_τ^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 .

Далее для моделей сред варьировались значения следующим образом: при постоянном значении поглощения β изменялись параметры акустической жесткости γ (плотности породы ρ и скорости ν распространения волны в слое) от наименьшего к наибольшему. Результаты проведенного исследования для различных моделей среды сведены в таблицу В.2 (Приложение В).

Из таблицы В.2 видно, что при увеличении параметра акустической жесткости γ во II-ом слое средние значения взаимного фазового спектра $\bar{\varphi}_{12}$, взаимной фазовой задержки $\bar{\tau}_\varphi$ и взаимной групповой задержки \bar{t}_{gp} ведут себя нестабильно. Что говорит как и ранее о не информативности данных параметров. Также видно, что как и прежде при насыщении песчаного слоя II газом или нефтью ЦМВП для взаимной фазовой задержки σ_τ^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 соответственно отличаются на один и два порядка от их значений для случая насыщения песчаного коллектора водой или его отсутствия, что говорит об их информативности.

На рисунке В.2 (Приложение В) представлены графики изменения центральных моментов второго порядка для ВФС σ_φ^2 , ВФЗ σ_τ^2 и ФГЗ σ_t^2 в зависимости от изменения параметров акустической жесткости γ II-го слоя для заданных моделей сред.

Таким образом, из таблицы В.2 и рисунка В.2 видно, что наиболее информативными параметрами являются центральные моменты второго порядка для взаимной фазовой задержки σ_r^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 .

Проведенные исследования показали, что наиболее информативными параметрами, которые могут быть использованы при решении задач прогноза свойств геологического разреза, в том числе прогноза нефтегазоносности осадочных толщ, являются центральные моменты второго порядка для взаимной фазовой задержки σ_r^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 . Как отмечалось, данные параметры определялись на основе получаемых оценок ВФС отраженных волн. Ниже эти параметры используются при обработке реальных сейсмических материалов.

3.1.2 Исследование алгоритма прогноза на моделях геологических сред для случая различных свойств по латерали выделяемого слоя

Проведем исследование предложенного алгоритма на моделях сред, свойства которых изменяются по латерали. Рассмотрены четыре модели поглощающих сред. Каждая модель состоит из трех слоев, где слой II – песчаный коллектор, а слои I и III (покрывающая и подстилающая толщ) – слои аргиллитов. Параметры покрывающей и подстилающей толщ заданы в соответствии с таблицей 3.1. Модели отличаются составом флюида в коллекторе и породой вмещающей его. Структура изменения по латерали пород II-го слоя для четырех рассматриваемых моделей приведена в таблице 3.6.

Как показали ранее проведенные исследования в разделе 3.1.1, из прогнозных параметров наиболее информативными являются центральные моменты второго порядка для взаимной фазовой задержки σ_r^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 . Данные параметры и будут определяться далее при исследовании указанных моделей сред.

Таблица 3.6 – Модели геологических сред при $h_2 = 50$ м

	Вмещающая толща	Коллектор
Модель I	Карбонизированный песчаник	Газонасыщенный песчаник
Модель II	Карбонизированный песчаник	Нефтенасыщенный песчаник
Модель III	Водонасыщенный песчаник	Газонасыщенный песчаник
Модель IV	Водонасыщенный песчаник	Нефтенасыщенный песчаник

В качестве примера остановимся на рассмотрении модели I, где вмещающая толща есть карбонизированный песчаник, а коллектор определяется газонасыщенным песчаником, а мощность толщи $h_2 = 50$ м (рисунок 3.8).

Аргиллиты		
Карбонизированный песчаник	Газонасыщенный песчаник	Карбонизированный песчаник
Аргиллиты		

Рисунок 3.8 – Модель I геологической среды при $h_2 = 50$ м

На рисунке 3.9 приведено для этого случая формируемое волновое поле.

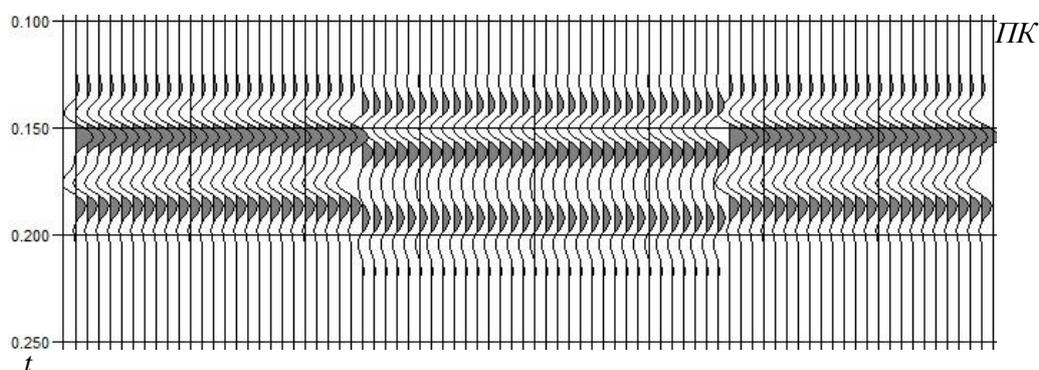
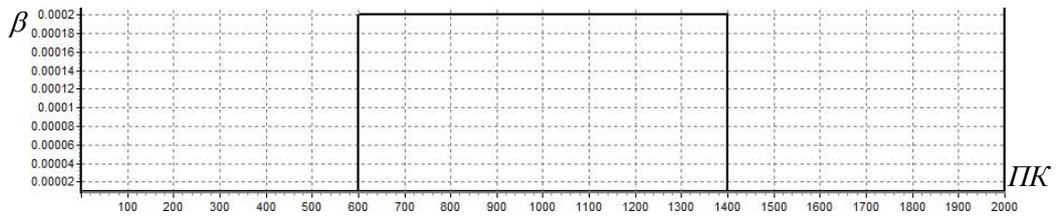


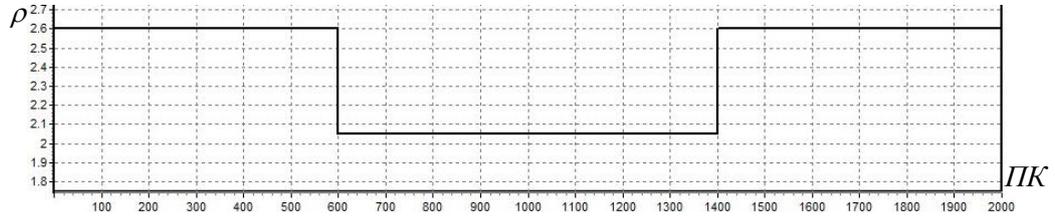
Рисунок 3.9 – Волновое поле для модели I при $h_2 = 50$ м

Далее на рисунке 3.10 даны изменения петрофизических параметров по латерали во II-ом слое.

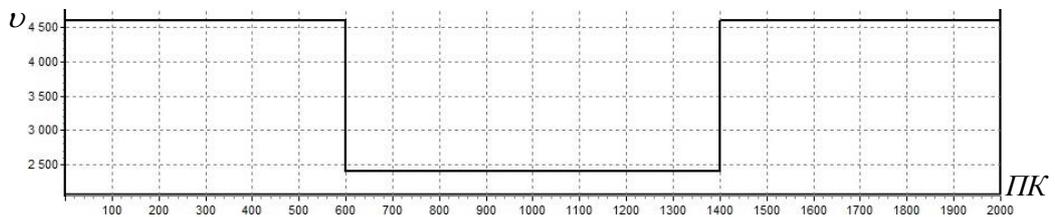
Для этого волнового поля проведено прослеживание волн с помощью алгоритма ФЧП и определены их ВФС. Для определения ВФС волн, использовался предложенный новый способ определения взаимного фазового спектра, рассмотренный в разделе 2.5.



а) Изменение поглощения β



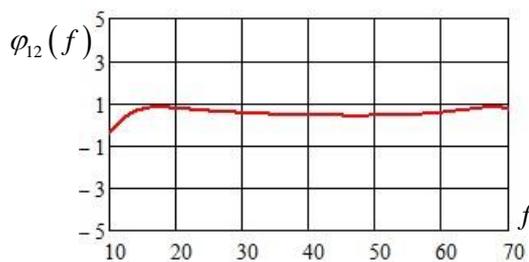
б) Изменение плотности породы ρ



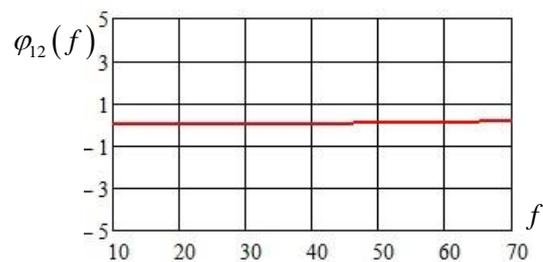
в) Изменение скорости v распространения волны в слое

Рисунок 3.10 – Изменение петрофизических параметров по латерали во II-ом слое для модели I при $h_2 = 50$ м

На рисунке 3.11 показаны ВФС отраженных волн от кровли и подошвы для различных участков II-го слоя.



а) газонасыщенный песчаник

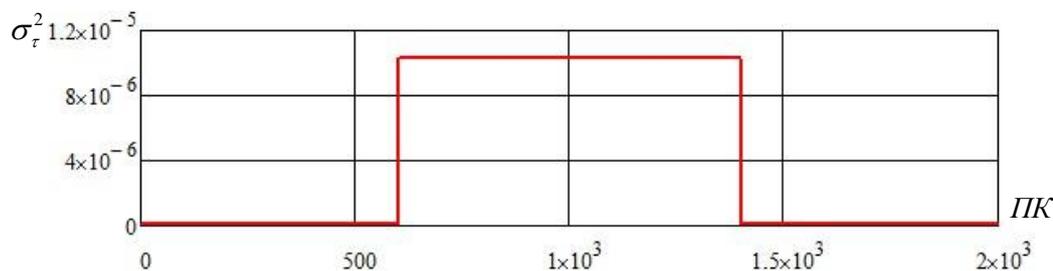


б) карбонизированный песчаник

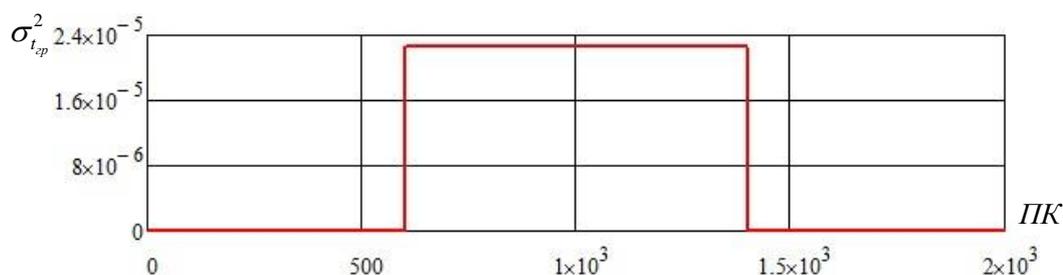
Рисунок 3.11 – ВФС отраженных волн от кровли и подошвы для различных участков II-го слоя для модели I при $h_2 = 50$ м

Графики ВФС волн в случае насыщения песчаного коллектора газом во всем диапазоне анализируемых частот обладают большей кривизной и имеют больший интервал изменения значений, чем в случае отсутствия коллектора.

На рисунке 3.12 приведены изменения центральных моментов второго порядка для ВФЗ σ_r^2 и ВГЗ σ_i^2 по латерали для II-го слоя.



а) ЦМВП для взаимной фазовой задержки σ_r^2



б) ЦМВП для взаимной групповой задержки σ_i^2

Рисунок 3.12 – Изменение ЦМВП по латерали для II-го слоя при $h_2 = 50$ м

Как видно из рисунка 3.12, ЦМВП для взаимной фазовой задержки σ_r^2 и взаимной групповой задержки σ_i^2 при насыщении песчаника газом отличаются на три порядка от их значений для случая отсутствия коллектора. Это указывает, как и ранее на информативность данных параметров.

Данные и результаты исследования для трех других моделей представлены в Приложении Г.

Модели геологических сред, их волновые поля и изменения петрофизических параметров по латерали во II-ом слое для моделей II, III и IV соответственно приведены на рисунках Г.1, Г.3 и Г.5 (Приложение Г).

Результаты исследования в виде ВФС отраженных волн от кровли и подошвы для различных участков II-го слоя и изменения ЦМВП для ВФЗ σ_r^2 и ВГЗ σ_i^2 по латерали для II-го слоя для моделей II, III и IV соответственно приведены на рисунках Г.2, Г.4 и Г.6 (Приложение Г).

Анализ графиков ВФС отраженных волн от кровли и подошвы для различных участков II-го слоя показывает, что в случае насыщения песчаного коллектора газом или нефтью во всем диапазоне анализируемых частот они обладают большей кривизной и имеют больший интервал изменения значений, чем в случае отсутствия коллектора или его насыщения водой. В случае насыщения песчаного коллектора водой ВФС волн слабо зависит от частоты и их значения сосредоточены в области от 0 до 1 рад. При отсутствии коллектора взаимный фазовый спектр отраженной волны практически не зависит от частоты и их значения близки к 0 рад (рисунки 3.11, Г.2, Г.4 и Г.6).

Как видно из рисунков 3.12, Г.2, Г.4 и Г.6, ЦМВП для ВФЗ σ_r^2 и ВГЗ σ_t^2 при насыщении песчаника газом или нефтью соответственно отличаются на два порядка от их значений для случая насыщения песчаного коллектора водой или его отсутствия, что подтверждает их информативность.

Проведенные исследования подтвердили, что центральные моменты второго порядка для взаимной фазовой задержки σ_r^2 и взаимной групповой задержки σ_t^2 являются наиболее информативными параметрами, которые могут быть использованы при решении задач прогноза свойств геологического разреза, в том числе прогноза нефтегазоносности осадочных толщ,

3.2 Исследование помехоустойчивости алгоритма прогноза геологического разреза

Проведем исследование помехоустойчивости предлагаемого алгоритма прогноза. С этой целью проведено исследование влияния нерегулярных помех на вычисление оценки взаимного фазового спектра анализируемых сигналов.

Для проведения исследований осуществлялось формирование двух процессов в виде аддитивной смеси сигнала и помехи:

$$\begin{aligned} x_1(t) &= S_1(t - t_1) + \xi(t), \\ x_2(t) &= S_2(t - t_2) + \xi(t), \end{aligned} \tag{3.2}$$

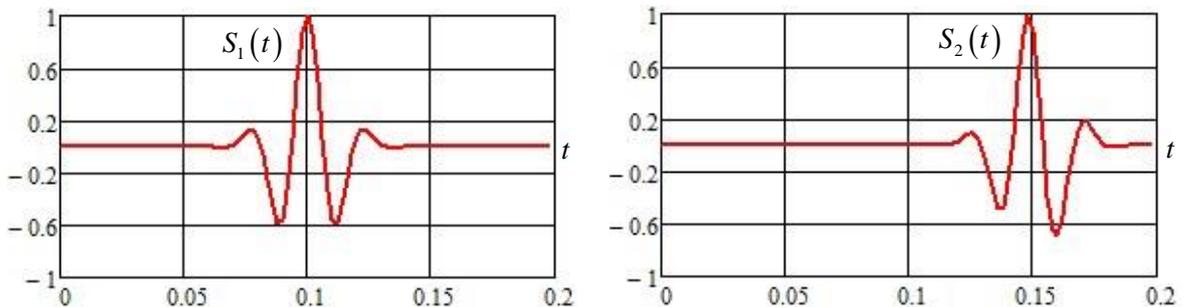
где $S_1(t-t_1)$ и $S_2(t-t_2)$ – сейсмические сигналы,

$\xi(t)$ – гауссова помеха,

t_1 и t_2 – временное положение сейсмических сигналов.

Сигналы $S_1(t)$ и $S_2(t)$ задавались импульсами с колокольной огибающей (3.1), для которых принимались следующие параметры: амплитуда $A_0 = 1$, коэффициент затухания $\beta = 60 \text{ с}^{-1}$, основная частота $f_0 = 40 \text{ Гц}$, для первого сигнала временной сдвиг $t_{01} = 0.1 \text{ с}$, а для второго $t_{02} = 0.15 \text{ с}$. Начальная фаза для первого сигнала во всех экспериментах принималась $\varphi_{01} = 0 \text{ рад}$, а начальная фаза второго сигнала варьировалась: $\varphi_{02} = \frac{\pi}{6}, \frac{\pi}{4}, \frac{\pi}{3} \text{ рад}$.

На рисунке 3.13 представлены формируемые сигналы $S_1(t)$ и $S_2(t)$, начальная фаза для второго сигнала в качестве примера принимается $\varphi_{02} = \frac{\pi}{6}$ рад.



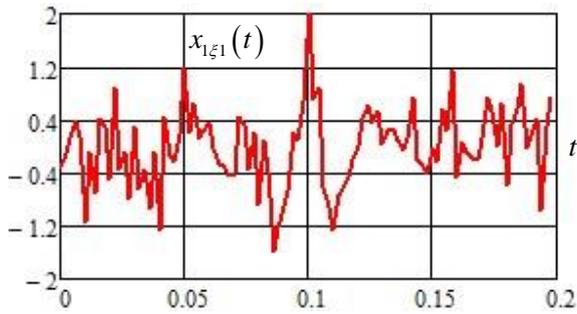
а) сигнал $S_1(t)$

б) сигнал $S_2(t)$ при $\varphi_{02} = \frac{\pi}{6}$ рад

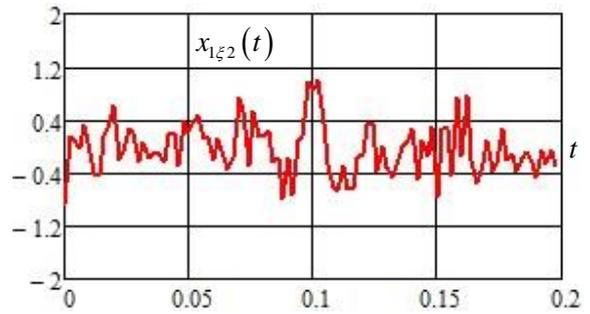
Рисунок 3.13 – Формируемые сигналы $S_1(t)$ и $S_2(t)$

Нерегулярная помеха $\xi(t)$ формировалась в виде некоррелированного гауссовского шума. При этом среднеквадратическое отклонение шума σ_ξ определялось, исходя из задаваемого отношения сигнала к шуму $\delta = \frac{A_0}{\sigma_\xi}$. Исследование проводится для четырех значений пикового отношения сигнала к шуму $\delta = 2, 3, 4, 5$.

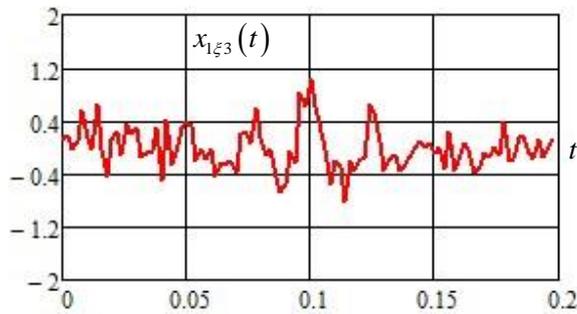
На рисунках 3.14 и 3.15 приведены реализации процесса в виде аддитивной смеси сигналов $S_1(t)$ и $S_2(t)$ и шума при различных значениях пикового отношения сигнала к шуму.



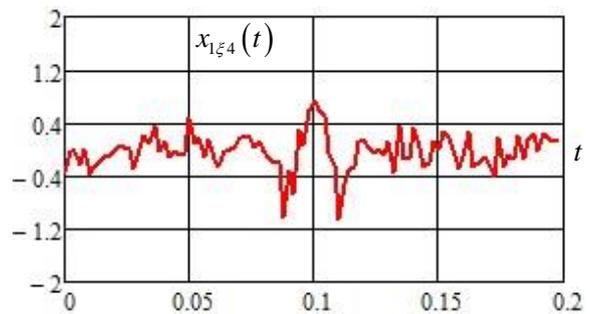
а) при $\delta = 2$



б) при $\delta = 3$

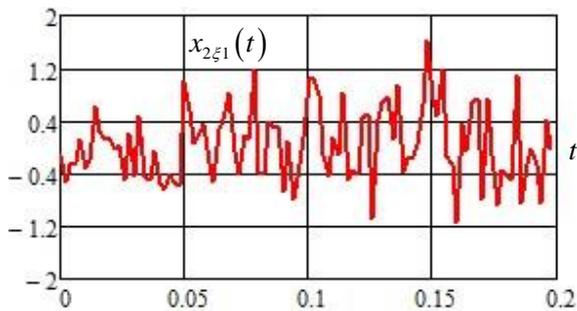


в) при $\delta = 4$

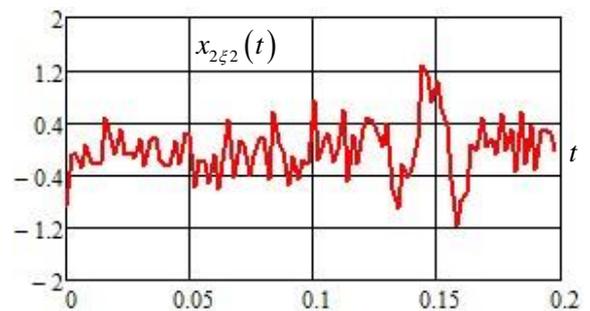


г) при $\delta = 5$

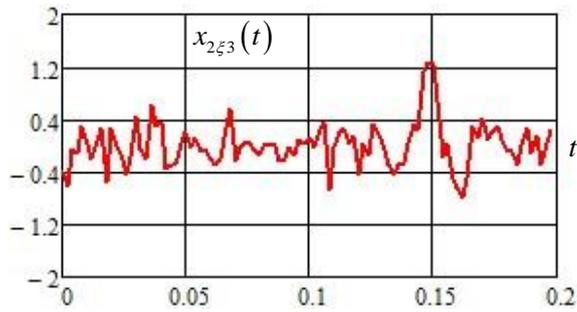
Рисунок 3.14 – Аддитивная смесь сигнала $S_1(t)$ с шумом



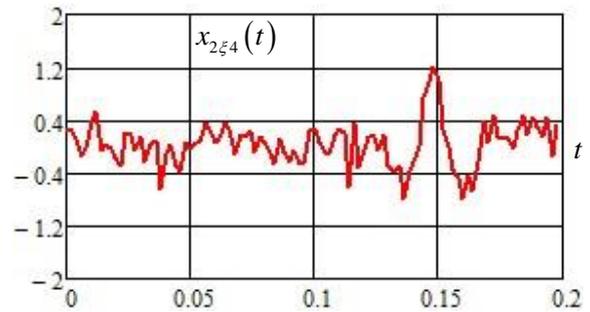
а) при $\delta = 2$



б) при $\delta = 3$



в) при $\delta = 4$



г) при $\delta = 5$

Рисунок 3.15 – Аддитивная смесь сигнала $S_2(t)$ с шумом при $\varphi_{02} = \frac{\pi}{6}$ рад

Для исследования влияния нерегулярных помех на оценки точности определения взаимного фазового спектра анализируемых сигналов использовалась нормированная среднеквадратичная ошибка:

$$\varepsilon^2 = \frac{(\hat{\varphi}_{12} - \varphi_{12})^2}{\varphi_{12}^2}. \quad (3.3)$$

где $\hat{\varphi}_{12}$ – взаимный фазовый спектр сигналов с аддитивной смесью шума.

В таблице 3.7 представлены результаты исследования оценки точности определения ВФС при варьировании начальной фазы у второго сигнала и при различных значениях пикового отношения сигнала к шуму.

Таблица 3.7 – Оценка точности определения ВФС при нерегулярных помехах

		ε			
		2	3	4	5
φ_{02}	δ				
	$\frac{\pi}{6}$	$4.8 \cdot 10^{-2}$	$4.1 \cdot 10^{-2}$	$3.2 \cdot 10^{-2}$	$2.1 \cdot 10^{-2}$
	$\frac{\pi}{4}$	$4.3 \cdot 10^{-2}$	$3.5 \cdot 10^{-2}$	$2.1 \cdot 10^{-2}$	$1.3 \cdot 10^{-2}$
	$\frac{\pi}{3}$	$3.7 \cdot 10^{-2}$	$2.5 \cdot 10^{-2}$	$1.2 \cdot 10^{-2}$	$0.8 \cdot 10^{-2}$

На рисунке 3.16 приведена зависимость нормированной среднеквадратичной ошибки от пикового отношения сигнала к шуму.

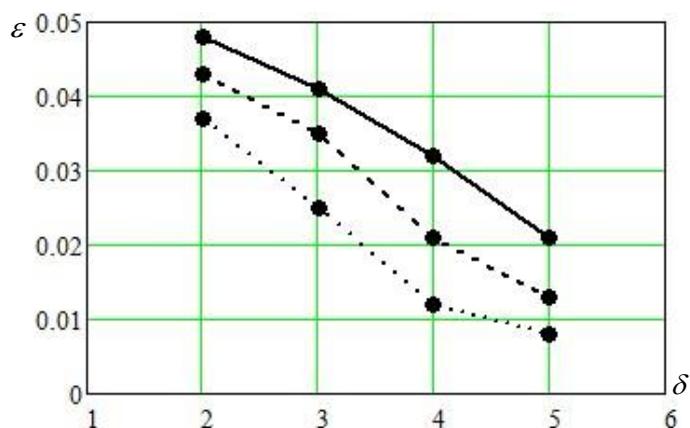


Рисунок 3.16 – Зависимость нормированной среднеквадратичной ошибки от пикового отношения сигнала к шуму

Из таблицы 3.7 и рисунка 3.16 следует, что с увеличением пикового отношения сигнала к шуму уменьшается нормированная среднеквадратичная ошибка, то есть чем меньше шум, тем меньше ошибка.

Таким образом, анализ полученных результатов показал, что алгоритмы ФЧП обладают высокой помехоустойчивостью и позволяют получать ВФС с достаточно высокой степенью точности. Что позволяет в дальнейшем использовать его в алгоритме прогноза свойств геологического разреза при нерегулярных помехах.

3.3 Прогноз свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных волн по результатам выборочной обработки данных сейсмических наблюдений

С целью исследования эффективности предложенного алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн проведена выборочная обработка данных метода общей глубинной точки (ОГТ), полученных на Крапивинском нефтяном месторождении Томской области. В качестве исходных данных использованы временные разрезы ОГТ для нескольких сейсмических профилей (ПР). Перечень профилей и интервал (расстояние) между пикетами наблюдений для этих профилей, для которых осуществлялась обработка данных, сведены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Перечень профилей, выбранных для обработки

Профиль	Интервал (пк-пк)
89.4.5.7.44	-13800 ÷ 11460
85.4.5.7.85	0 ÷ 13050

На этих профилях расположена часть разведочных и промысловых скважин. Для ряда скважин получен приток нефти, либо приток нефти с водой. Данные по расположению скважин и их продуктивности сведены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Перечень скважин

Скважина	Профиль	Пикет	Состав флюида
P-208	89.4.5.7.44;	-13620	нефть
	85.4.5.7.85	210	
P-202	89.4.5.7.44	-11400	нефть с водой
P-203	85.4.5.7.85	7260	нефть

Следует отметить, что в качестве основного продуктивного горизонта на Крапивинском месторождении являются отложения верхнею Юры (горизонт Ю₁³⁻⁴), расположенный между подошвой Баженовской свиты (Bg) и кровлей Тюменской свиты (ТМ). Анализ временных разрезов ОГТ показал, что волны отраженные от границы Ю₁³⁻⁴ не всегда прослеживаются на всех пикетах наблюдения. Так, например, для разреза ОГТ, полученного на профиле 89.4.5.7.44 отражения, приуроченные к горизонту Ю₁³⁻⁴, практически не выделяются (рисунок 3.17), что не позволяет получить взаимный фазовый спектр волн классическим методом.

В этой связи построены объектно-ориентированные фазовые разрезы с использованием алгоритма фазочастотного прослеживания (рисунок 3.18).

Из него видно, что после фазочастотной обработки, отражения, приуроченные к Ю₁³⁻⁴, уверенно выделяются и прослеживаются на всем интервале наблюдения. Это еще раз подчеркивает эффективность применения разработанных фазочастотных методов и их высокую разрешающую способность при выделении и прослеживании в зонах их интенсивной интерференции.

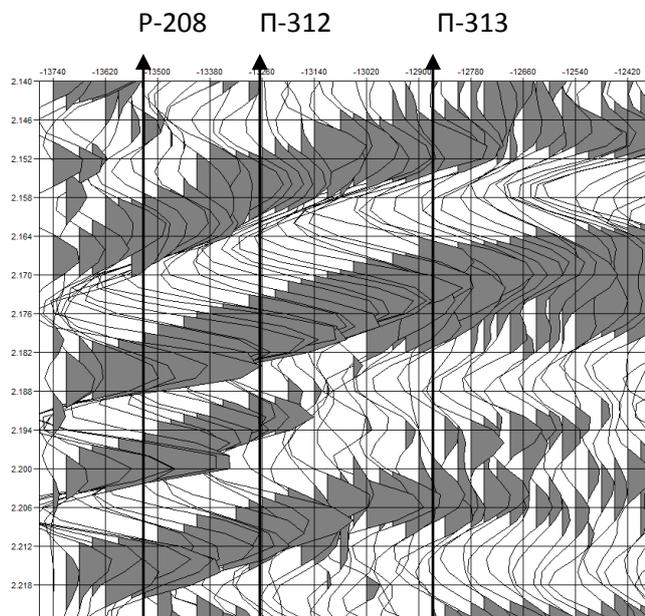


Рисунок 3.17 – Разрез ОГТ. Крапивинское месторождение, профиль 89.4,5,7.44

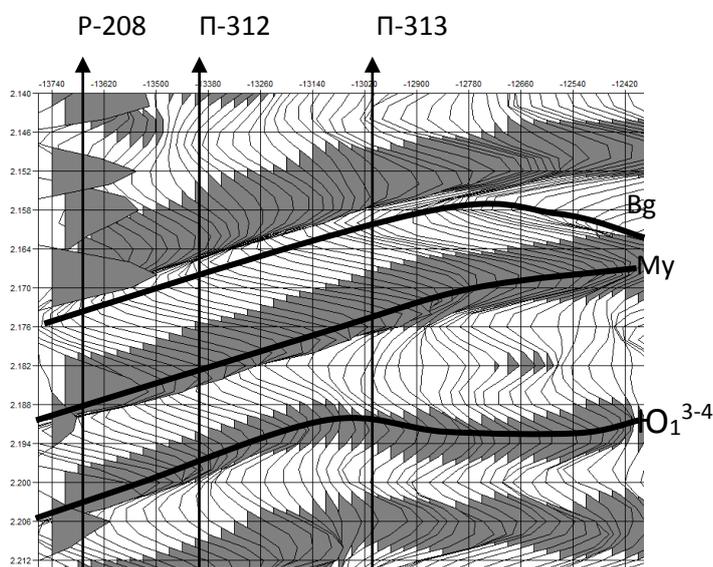


Рисунок 3.18 – Объектно-ориентированный разрез. Крапивинское месторождение, профиль 89.4,5,7.44

Следует также отметить, что важнейшей отличительной особенностью разрезов ФЧП от разрезов стандартной обработки ОГТ является более высокая чувствительность к структурным и литологическим неоднородностям толщи верхнеюрских отложений.

Исходя из этого, при обработке использован предложенный новый способ оценки ВФС по функциям качества ФЧП.

При определении оценки ВФС прослеживались по объектно-ориентированным разрезам волны, приуроченные к подошве V_g и отражающему горизонту $Ю_1^{3-4}$, и определялось их временное положение. По определенному временному положению выставлялись окна анализа при оценке взаимных фазовых спектров.

Для осуществления прогноза свойств геологического разреза по материалам профиля 89.4.5.7.44 использовались введенные в разделе 2.2 параметры взаимного фазового спектра (ЦМВП для ВФС, ФВЗ и ФГЗ). На профиле 85.4.5.7.85 при прогнозе использовались выделенные наиболее информативные параметры (ЦМВП для ФВЗ и ФГЗ).

Проявление нефтяных залежей

1. Рассмотрим профиль 89.4.5.7.44 Крапивинского месторождения. В Приложении Д на рисунок Д.1 представлен участок сейсмического разреза в районе разведочных скважин Р-208 и Р-202. На рисунке Д.2 представлен объектно-ориентированный разрез, по результатам фазочастотного прослеживания.

Оценки прогнозных параметров представлены на рисунках Д.3-5. Из рисунков видно, что на пикетах наблюдения с -13670 по -13040 выделяется аномалия для прогнозных параметров ЦМВП для взаимной фазовой задержки и взаимной групповой задержки, свидетельствующая о наличии нефтяной залежи. Как отмечалось выше, в этом интервале расположена скважина Р-208, на которой получен большой приток нефти. ЦМВП взаимного фазового спектра явных аномалий на данных пикетах наблюдения не дал. Также на пикетах наблюдения с -11600 по -11400 также выделяется аномалия для прогнозных параметров ЦМВП для взаимной фазовой задержки и взаимной групповой задержки. Все это свидетельствует о высокой информативности данных параметров. Также следует отметить, как стало известно в интервале (-13380; -12900) пробурены две промысловые скважины П-312 и П-313, на которых получены промышленные притоки нефти. Все это еще раз подтверждает высокую информативность указанных выше прогнозных параметров.

2. Рассмотрим профиль 85.4.5.7.85 Крапивинского месторождения (рисунок Д.6). На указанном профиле также находится скважина Р-208, которая расположена на пересечении профиля 89.4.5.7.44 и профиля 85.4.5.7.85. Кроме этой скважины вблизи профиля и на профиле расположены разведочная скважина Р-203 и промысловые П-407, П-414, П-427 и П-437.

Разобьём данный участок на три части для удобства обработки разреза.

Первая часть профиля с 150 по 1500 пикет. Разведочная скважина Р-208 расположена на 210 пикете. На рисунке Д.7 представлен объектно-ориентированный разрез, по результатам фазочастотного прослеживания.

Оценки прогнозных параметров представлены на рисунках Д.8-9. Здесь прогнозными параметрами являются ЦМВП для взаимной фазовой задержки (рисунок Д.8) и ЦМВП для взаимной групповой задержки (рисунок Д.9).

Полученные результаты оценки прогнозных параметров на профиле 89.4.5.7.44 и профиле 85.4.5.7.85 хорошо согласуются, в связи с тем, что местоположение нефтяной залежи около Р-208 скважины выделилось однозначно на обоих профилях.

Вторая часть профиля с 5190 по 6150 пикет. Здесь расположены две промысловые скважины П-407 и П-414, расположенные на 5394 и 5977 пикетах соответственно. На рисунке Д.10 представлен объектно-ориентированный разрез, по результатам фазочастотного прослеживания.

Оценки прогнозных параметров представлены на рисунках Д.11-12. На рисунке Д.11 представлены значения параметра ЦМВП для взаимной фазовой задержки, где с 5390 по 5650 пикет выделяется ярко выраженная аномалия, свидетельствующая о наличии нефтяной залежи, около скважины П-407, находящейся на 5394 пикете. Также с 5875 по 6100 пикет выделяется еще одна аномалия, которая соответствует скважине П-414 (5977).

Третья часть профиля с 6750 по 7710 пикет. На профиле расположены две промысловые скважины П-427 и П-437, расположенные на 6901 и 7630 пикетах соответственно, а также одна разведочная скважина Р-203,

расположенная на 7260 пикете. На рисунке Д.13 представлен объектно-ориентированный разрез, по результатам фазочастотного прослеживания.

Оценки прогнозных параметров представлены на рисунках Д.14-15. На рисунке Д.14 представлены значения параметра ЦМВП для взаимной фазовой задержки, где с 6800 по 7200 пикет выделяется ярко выраженная аномалия, свидетельствующая о наличии нефтяной залежи, около скважины П-427, находящейся на 6901 пикете и скважине Р-203 (7260). Также с 7575 по 7710 пикет выделяется еще одна небольшая аномалия, которая соответствует скважине П-437 (7630).

Таким образом, полученные результаты достаточно хорошо согласуются с результатами бурения (таблица 3.10).

Таблица 3.10 – Перечень промысловых скважин

Скважина	Профиль	Пикет	Состав флюида
П-312	89.4.5.7.44	-13350	нефть
П-313	89.4.5.7.44	-12960	нефть
П-407	85.4.5.7.85	5390	нефть с водой
П-414	85.4.5.7.85	5980	нефть
П-427	85.4.5.7.85	6900	нефть с водой
П-437	85.4.5.7.85	7630	нефть с водой

Таким образом, приведенные результаты исследования подтверждают эффективность предложенного метода прогноза свойств геологического разреза и высокую информативность прогнозных параметров взаимного фазового спектра центральных моментов второго порядка для взаимной фазовой задержки и для взаимной групповой задержки. Далее планируется проведение опытно-методической обработки с использованием разработанного алгоритма прогноза на более широком объеме реальных сейсмических данных.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8БМ41	Сидоренко Софье Николаевне

Институт	кибернетики	Кафедра	прикладной математики
Уровень образования	магистр	Направление	прикладная математика и информатика

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ)	Ресурсы материально-технические, энергетические, финансовые и человеческие.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов	Ставки НДС и социального налога.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование процесса управления НИИ	Структура и график проведения, бюджет.
2. Определение эффективности	Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности.

Перечень графического материала:

1. График проведения и бюджет НИИ
2. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Конотопский Владимир Юрьевич	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8БМ41	Сидоренко Софья Николаевна		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Магистерская диссертация связана с разработкой и исследованием алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн.

Взаимные фазовые спектры позволяют наиболее надежно обнаруживать сигналы на фоне интенсивных помех и повысить точность оценки их параметров, то есть могут служить эффективными признаками прогноза свойств геологического разреза и выявления залежей углеводородов.

Алгоритм прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн планируется внедрить в пакет «Геосейф», в котором программно реализованы разработанные алгоритмы обработки данных сейсмических исследований. Программно-алгоритмический пакет «Геосейф» рекомендуется использовать при обработке сейсмических данных получаемых при поиске нефтяных и газовых месторождений.

4.1 Организация и планирование работ

При организации проекта необходимо целесообразно распределять занятость каждого из его участников и сроки выполнения всех работ. Участниками данного проекта являются: исполнитель ВКР (И) и научный руководитель (НР).

В таблице 4.1 составлен перечень проводимых работ участниками проекта во время выполнения магистерской диссертации «Разработка и исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн» и загрузка участников.

Таблица 4.1 – Перечень работ и загрузка исполнителей

№	Этапы работы	Исполнители	Загрузка исполнителей
1	Формулировка темы, постановка цели и задач	НР	НР – 100%
2	Получение исходных данных	НР	НР – 100%
3	Составление календарного плана	НР, И	НР – 100% И – 20%
4	Подбор и изучение литературы по тематике	НР, И	НР – 30% И – 100%
5	Изучение и выбор программной среды	НР, И	НР – 30% И – 100%
6	Создание алгоритма и программного обеспечения	И	И – 100%
7	Проведение исследований алгоритма	И	И – 100%
8	Подведение итогов	НР, И	НР – 50% И – 100%
9	Оформление расчетно-пояснительной записки	И	И – 100%

4.1.1 Продолжительность этапов работ

Линейный график организации проекта является наглядным результатом распределения работ. Для его построения необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести ее в календарные дни.

Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях $T_{РД}$ ведется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{оэс}}{K_{ВН}} \cdot K_{Д}, \quad (4.1)$$

где $t_{оэс}$ – продолжительность работы, дн.,

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ, учитывающий влияние внешних факторов на соблюдение предварительно определенных длительностей, принимаем за 1,

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсацию непредвиденных задержек и согласование работ, принимаем за 1,1.

Расчет продолжительности этапов работа $t_{оэс}$ осуществляется опытно-статистическим методом и реализуется экспертным способом.

Для определения вероятных (ожидаемых) значений продолжительности работ $t_{ож}$ применяется следующая формула:

$$t_{ож} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max}}{5}, \quad (4.2)$$

где t_{\min} – минимальная продолжительность работы, дн.,

t_{\max} – максимальная продолжительность работы, дн.

Расчет продолжительности этапа в календарных днях $T_{КД}$ ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К}, \quad (4.3)$$

где $T_{К}$ – коэффициент календарности, позволяющий перейти от длительности работ в рабочих днях к их аналогам в календарных днях, и рассчитываемый по формуле:

$$T_{К} = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ВД} - T_{ПД}}, \quad (4.4)$$

где $T_{КАЛ}$ – календарные дни, дн.,

$T_{ВД}$ – выходные дни, дн.,

$T_{ПД}$ – праздничные дни, дн.

Коэффициент календарности $T_{К}$ при пятидневной рабочей неделе:

$$T_{К} = \frac{365}{365 - 118 - 14} = 1.57.$$

В таблице 4.2 представлены продолжительности этапов работ и их трудоемкости по исполнителям, занятым на каждом этапе.

Итог по столбцу $t_{ож}$ дает общую ожидаемую продолжительность работы над проектом в рабочих днях. Итоги по столбцам $T_{РД}$ и $T_{КД}$ дают общие трудоемкости для каждого из участников проекта в рабочих и календарных днях соответственно.

Таблица 4.2 – Трудозатраты на выполнение проекта

Этап	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Трудоемкость работ по исполнителям чел.-дн.			
					$T_{РД}$		$T_{КД}$	
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	НР	И	НР	И
1	НР	1	3	1,8	1,98	–	3,1	–
2	НР	1	7	3,4	3,74	–	5,86	–
3	НР, И	4	7	5,2	5,72	1,14	8,96	1,79
4	НР, И	14	19	16	5,28	17,6	8,27	27,5
5	НР, И	7	12	9	2,97	9,9	4,65	15,51
6	И	12	28	18,4	–	20,24	–	31,71
7	И	28	35	30,8	–	33,88	–	53,07
8	НР, И	7	12	9	4,95	9,9	7,75	15,51
9	И	12	15	13,2	–	14,52	–	22,75
Итого				106,8	24,64	107,18	38,6	167,9

В таблице 4.3 представлен линейный график организации проекта, построенный используя величины трудоемкости этапов по исполнителям $T_{КД}$.

Таблица 4.3 – Линейный график организации проекта

Этап	НР	И	Окт.	Нбр.	Дек.	Янв.	Фев.	Мрт.	Апр.	Май
1	3,1	–	■							
2	5,86	–	■							
3	8,96	1,79		■						
4	8,27	27,5		■	■					
5	4,65	15,51			■	■				
6	–	31,71				■	■			
7	–	53,07					■	■		
8	7,75	15,51							■	■
9	–	22,75								■

НР – ■; И – ■

4.1.2 Расчет накопления готовности проекта

Величина накопления готовности работы показывает, на сколько процентов по окончании текущего этапа выполнен общий объем работ по проекту в целом.

Степень готовности проекта определяется формулой:

$$CG_i = \frac{TP_i^H}{TP_{общ}} = \frac{\sum_{k=1}^i TP_k}{TP_{общ}}, \quad (4.5)$$

где TP_i^H – накопленная трудоемкость i -го этапа проекта по его завершении,

$TP_{общ}$ – общая трудоемкость проекта,

TP_i – трудоемкость i -го этапа проекта, $i = \overline{1, I}$.

Величины TP_{ij} находятся в столбцах $T_{РД}$, а $TP_{общ}$ равна сумме чисел из итоговых клеток этих столбцов в таблице 4.2.

В таблице 4.4 представлен удельный вес каждого этапа работ и нарастание технической готовности проекта.

Таблица 4.4 – Удельный вес каждого этапа работ и нарастание технической готовности проекта

Этап	$TP_i, \%$	$CG_i, \%$
Формулировка темы, постановка цели и задач	1,502	1,502
Получение исходных данных	2,837	4,339
Составление календарного плана	5,207	9,546
Подбор и изучение литературы по тематике	17,356	26,902
Изучение и выбор программной среды	9,763	36,665
Создание алгоритма и программного обеспечения	15,354	52,019
Проведение исследований алгоритма	25,701	77,72
Подведение итогов	11,265	88,985
Оформление расчетно-пояснительной записки	11,015	100

4.2 Расчет сметы затрат на выполнение проекта

В состав затрат на создание проекта включается величина всех расходов, необходимых для реализации проекта и выполнения работ, составляющих содержание данной разработки.

Расчет сметной стоимости ее выполнения производится по следующим статьям затрат:

1. Расчет затрат на материалы.

Величина материальных затрат определяется исходя из стоимости всех материалов, используемых при выполнении магистерской диссертации. Для работы над проектом потребовались следующие материалы: ручка, блокнот, бумага и картридж для принтера. В таблице 4.5 приведен расчет затрат на эти материалы.

Таблица 4.5 – Расчет затрат на материалы

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, шт	Сумма, руб.
Ручка	70	1	70
Блокнот	100	1	100
Бумага для принтера (А4)	250	2	500
Картридж для принтера	1 000	1	1 000
Итого			1 670

Транспортно-заготовительные расходы составляют 5 % от отпускной цены материалов, тогда расходы на материалы с их учетом равны:

$$C_{\text{мат}} = 1\,670 \cdot 1,05 = 1\,753,5 \text{ руб.}$$

2. Расчет заработной платы.

Среднедневная тарифная заработная плата $ЗП_{\text{дн-м}}$ рассчитывается по формуле исходя из месячных окладов ($МО$):

$$ЗП_{\text{дн-м}} = \frac{МО}{19,42}. \quad (4.6)$$

Учитывая, что в году 233 рабочих дня при пятидневной рабочей неделе, следовательно, в месяце в среднем 19,42 рабочих дня.

Для учета в заработной плате премий, дополнительной зарплаты и районной надбавки используется следующий ряд коэффициентов: $K_{ГР} = 1,1$, $K_{доп.ЗП} = 1,113$ и $K_p = 1,3$.

Таким образом, для перехода от тарифной (базовой) суммы заработка исполнителя, к соответствующему полному заработку необходимо первую умножить на интегральный коэффициент $K_{и} = 1,62$.

Расчеты затрат на полную заработную плату приведены в таблице 4.6. Затраты времени по исполнителям в рабочих днях взяты из таблицы 4.2 с округлением до целого.

Таблица 4.6 – Затраты на заработную плату

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка, руб./раб. день	Затраты времени, раб. дни	Коэф.	Фонд з/п, руб.
НР	23 264,86	1197,98	25	1,62	48 518,37
И	14 874,45	765,93	108	1,62	134 007,9
Итого					182 526,3

3. Расчет затрат на социальный налог.

Затраты на единый социальный налог (ЕСН), включающий в себя отчисления в пенсионный фонд, на социальное и медицинское страхование, составляют 30 % от полной заработной платы по проекту, то есть:

$$C_{соц.} = 182\,526,5 \cdot 0,3 = 54\,757,89 \text{ руб.}$$

4. Расчет затрат на электроэнергию.

Расчет затрат на электроэнергию рассчитывается по формуле:

$$C_{эл.об.} = P_{об} \cdot t_{об} \cdot Ц_{э}, \quad (4.7)$$

где $P_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт,

$Ц_{э}$ – тариф на 1 кВт·час,

$t_{об}$ – время работы оборудования, час.

В Томском политехническом университете $\text{Ц}_\text{Э} = 5,257$ руб./кВт·час с учетом налога на добавленную стоимость.

Время работы оборудования вычисляется на основе итоговых данных таблицы 2.2 для исследователя T_{PD} из расчета, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов:

$$t_{об} = T_{PD} \cdot K_t, \quad (4.8)$$

где $K_t \leq 1$ – коэффициент использования оборудования по времени, равный отношению времени его работы в процессе выполнения проекта к T_{PD} .

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{ОБ} = P_{ном.} \cdot K_C, \quad (4.9)$$

где $P_{ном.}$ – номинальная мощность оборудования, кВт,

$K_C \leq 1$ – коэффициент загрузки, зависящий от средней степени использования номинальной мощности, принимаем за 1.

Затраты на электроэнергию технологическую приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Затраты на электроэнергию технологическую

Наименование оборудования	Время работы оборудования $t_{ОБ}$, час	Потребляемая мощность $P_{ОБ}$, кВт	Затраты $\text{Э}_{ОБ}$, руб.
Персональный компьютер	858 *0,5	0,3	676,16
Принтер	5	0,1	2,63
Итого			678,79

5. Расчет амортизационных расходов.

Амортизация используемого оборудования за время выполнения проекта рассчитывается по формуле:

$$C_{AM} = \frac{H_A \cdot \text{Ц}_{об} \cdot t_{рф} \cdot n}{F_D}, \quad (4.10)$$

где H_A – годовая норма амортизации единицы оборудования,

$\text{Ц}_{ОБ}$ – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР,

F_D – действительный годовой фонд времени работы оборудования,

n – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Коэффициенты для ноутбука и принтера:

$$Ц_{об} = 25000, F_d = 1864 \text{ часов}, t_{рф} = 429 \text{ часов}, n = 1; H_A = 0,4.$$

$$Ц_{об} = 5000, F_d = 500 \text{ часов}, t_{рф} = 5 \text{ часов}, n = 1, H_A = 0,5.$$

Амортизация используемого оборудования за время выполнения проекта равна:

$$C_{ам} = (0,4 \cdot 25000 \cdot 429 \cdot 1) / 1864 + (0,5 \cdot 5000 \cdot 5 \cdot 1) / 500 = 2\,326,5 \text{ руб.}$$

6. Расчет прочих расходов.

Расходы на выполнение проекта, которые не учтены в предыдущих статьях, следует принять равными 10% от суммы всех предыдущих расходов, тогда:

$$C_{проч.} = (1\,753,5 + 182\,526,3 + 54\,757,89 + 678,79 + 2\,326,5) \cdot 0,1 = 24\,204,3 \text{ руб.}$$

7. Расчет общей себестоимости разработки.

Проведя расчет по всем статьям сметы затрат на разработку, можно определить общую себестоимость проекта «Разработка и исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн».

Рассчитанная смета затрат на разработку проекта представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Смета на затрату проекта

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
Материалы и покупные изделия	$C_{мат}$	1 753,5
Основная заработная плата	$C_{зп}$	182 526,3
Отчисления в социальные фонды	$C_{соц}$	54 757,89
Расходы на электроэнергию	$C_{эл.}$	678,79
Амортизационные отчисления	$C_{ам}$	2 326,5
Прочие расходы	$C_{проч}$	24 204,3
Итого		266 247,3

Таким образом, затраты на разработку составили $C = 266\,247,3$ руб.

8. Расчет прибыли.

Прибыль следует принять в размере 5 ÷ 20 % от полной себестоимости проекта. В данном случае при 20 % прибыль составляет от расходов на разработку проекта:

$$266\,247,3 \cdot 0,2 = 53\,249,45 \text{ руб.}$$

9. Расчет НДС.

НДС составляет 18% от суммы затрат на разработку и прибыли. В данном случае получается:

$$(266\,247,3 + 53\,249,45) \cdot 0,18 = 57\,509,41 \text{ руб.}$$

10. Цена разработки НИР.

Цена равна сумме полной себестоимости, прибыли и НДС, то есть:

$$C_{\text{НИР(КР)}} = 266\,247,3 + 53\,249,45 + 57\,509,41 = 377\,006,1 \text{ руб.}$$

4.3 Оценка экономической эффективности проекта

В силу характера данного проекта и отсутствуют по нему необходимые данные для расчета оценки экономической эффективности проекта, возможно лишь описать экономический эффект разработки.

Экономические эффекты проекта «Разработка и исследование алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн»:

- повышение эффективности обработки полевых сейсмических материалов приводящей к уменьшению риска ошибки при поиске месторождений нефти и газа;
- возможность наиболее результативного прогноза геологического разреза на новых перспективных месторождениях нефти и газа.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8БМ41	Сидоренко Софье Николаевне

Институт	кибернетики	Кафедра	прикладной математики
Уровень образования	магистр	Направление	прикладная математика и информатика

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объектом исследования является алгоритм прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн.</p> <p>Планируются внедрения разработанного алгоритма в пакете «Геосейф», используемого для обработки полевых сейсмических данных.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p>	<p>К вредным проявлениям факторов производственной среды относятся повышенный уровень электромагнитных излучений, недостаточную освещенность и отклонение параметров микроклимата.</p> <p>К опасным проявлениям факторов производственной среды относится повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человек.</p>
2. Экологическая безопасность	Воздействие на литосферу.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	К вероятным чрезвычайным ситуациям на производстве относится возникновение пожара на рабочем месте.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Требования к рабочему месту.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Анищенко Юлия Владимировна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8БМ41	Сидоренко Софья Николаевна		

5 Социальная ответственность

Магистерская диссертация связана с разработкой и исследованием алгоритма прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн.

Алгоритм прогноза свойств геологического разреза на основе ВФС отраженных сейсмических волн планируется внедрить в пакет «Геосейф», в котором программно реализованы разработанные алгоритмы обработки данных, использующейся при обработке сейсмических данных получаемых при поиске нефтяных и газовых месторождений.

5.1 Производственная безопасность

Используя стандарт ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», в таблице 5.1 приведены вредные и опасные факторы, которые могут появляться при разработке и использовании алгоритма прогноза.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при разработке и использовании алгоритма прогноза на ЭВМ

Источник фактора	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Электро-оборудование	Повышенный уровень электромагнитных излучений. Недостаточная освещенность рабочей зоны. Отклонение параметров микроклимата.	Эл. Ток.	ГОСТ Р 12.1.019-2009. ГОСТ Р 50923-96. ГОСТ 12.1.038-82. ГОСТ 12.2.032-78. СП 52.13330.2011. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. СанПиН 2.2.4-548-96.

Рассмотрим эти вредные и опасные факторы ниже.

Повышенный уровень электромагнитных излучений.

Когда в районе рабочего места все устройства персонального компьютера включены, формируется электромагнитное поле. Реальную угрозу для пользователя компьютера представляют электромагнитные поля, которые создаются за счет работы монитора и системного блока компьютера.

Влияние их на организм человека не обходится без последствий. В организме человека под влиянием электромагнитного излучения монитора происходят значительные изменения гормонального состояния, специфические изменения биотоков головного мозга, изменение обмена веществ. Пыль, притягиваемая электростатическим полем монитора, иногда становится причиной обострения астматических симптомов, раздражения слизистых оболочек.

Требования и нормы на параметры излучений дисплеев включены в СанПиН [9].

При работе с компьютером допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП) указаны ниже в таблице 5.2, они нормируются в соответствии с СанПиН [9].

Таблица 5.2 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Для снижения воздействия электромагнитного излучения следует применять мониторы с пониженным уровнем излучения, придерживаться регламентированного режима труда и отдыха, а также проводить регулярную гигиеническую уборку помещения.

Недостаточная освещенность.

В помещениях с компьютерами должно равномерно осуществляться естественное и искусственное освещение [8, 9]. Естественное освещение обеспечивается через оконные проемы с коэффициентом естественного освещения не ниже 1,2% в зонах с устойчивым снежным покровом и не ниже 1,5% на остальной территории. Искусственное освещение в помещениях с компьютерами должно осуществляться системой общего равномерного освещения [8].

Также допускается комбинированное освещение в случаях работы с документами, освещенность при этом на поверхности стола в зоне размещения документа должна быть 300 - 500 лк. Разрешается использование светильников местного освещения для подсветки документов, при этом оно не должно увеличивать освещенность экрана более 300 лк, а также создавать бликов [7].

Более того, основным гигиеническим требованием является достаточно равномерная освещенность всего поля зрения. То есть уровень освещенности помещения, и яркость экрана монитора должны быть соотносимы: яркий свет в районе периферийного зрения повышает напряженность глаз и приводит к утомляемости.

Отклонение параметров микроклимата.

Под микроклиматом производственной среды, согласно общим санитарным нормам СанПиН [10], понимают сочетание температуры воздуха, относительной влажности воздуха и интенсивности теплового излучения. Эти параметры оказывают влияние на функциональную деятельность человека, его здоровье, самочувствие и надежность работы.

Нормы [10] устанавливаются в зависимости от времени года, характера трудового процесса и характера производственного помещения (значительные или незначительные тепловыделения).

Работа за компьютером относится к категории легких работ 1б. Оптимальные значения микроклимата для такого вида работ приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Требования к микроклимату

Период года	Категория работы	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	легкая Ib	21 - 23	40 - 60	0,1
Теплый	легкая Ib	22 - 24	40 - 60	0,1

В зимнее время года помещение, в котором проводится работа за компьютером, должно отапливаться. В летнее время года для обеспечения комфортных условий для работы, рекомендуется использовать технические средства, которые включают вентиляцию, кондиционирование воздуха.

Помещение должно соответствовать количеству рабочих мест и размещенному в нем оборудованию. Для обеспечения нормальных условий труда нормы СанПиН [9] устанавливают, что на одного рабочего должно приходиться 6,5 м² площади помещения.

Электрический ток.

Наиболее опасным видом поражения электрическим током является электрический удар, который приводит к нарушениям физиологических процессов организма. Безопасным для человека считается ток напряжением до 36 В, свыше 100 В ток является опасным для жизни человека [5].

Опасность поражения электрическим током зависит от следующих факторов: напряжения и силы тока, частоты тока, путей прохождения тока через организм человека, продолжительности воздействия на организм и состояния здоровья человека.

Чтобы избежать поражения электрическим током, необходимо выполнять следующие правила [1]:

1. Необходимо постоянно следить на своем рабочем месте за исправным состоянием электропроводки, выключателей, штепсельных розеток, при помощи которых оборудование включается в сеть, и заземления. При обнаружении неисправности немедленно обесточить электрооборудование. Продолжение работы возможно только после устранения неисправности.

2. Для исключения поражения электрическим током запрещается:

- часто включать и выключать компьютер без необходимости;
- прикасаться к экрану и к тыльной стороне блоков компьютера;
- работать на средствах вычислительной техники и периферийном оборудовании мокрыми руками;
- работать на средствах вычислительной техники и периферийном оборудовании, имеющих нарушения целостности корпуса, нарушения изоляции проводов, неисправную индикацию включения питания, с признаками электрического напряжения на корпусе
- класть на средства вычислительной техники и периферийном оборудовании посторонние предметы.

3. Запрещается под напряжением очищать от пыли и загрязнения электрооборудование.

4. Ремонт электроаппаратуры производится только специалистами-техниками с соблюдением необходимых технических требований [1, 5].

Во всех случаях поражения человека электрическим током немедленно вызывают врача. До прибытия врача нужно, не теряя времени, приступить к оказанию первой помощи пострадавшему.

5.2 Экологическая безопасность

Одной из основных проблем в современном мире является загрязнение литосферы. В первую очередь она загрязняется твердыми отходами, которые накапливаются на свалках, в отвалах и являются опасными источниками загрязнения земной поверхности.

Основными инструментами при работе над разработкой новых методов и алгоритмов являются компьютерная техника, бумага, люминесцентные лампы и т.д. По истечению срока службы они становятся бытовым мусором. После эксплуатации их необходимо утилизировать, чтобы не нанести вред окружающей среде.

Для того чтобы утилизировать компьютер следует разобрать его на отдельные составляющие: металлы, стекло, пластмассы, штекеры, провода. Также существуют несколько методов переработки ЭВМ: сортировка печатных плат, дробление, сепарация, обжиг полученной массы для удаления сгорающих компонент, расплавление полученной массы, создание экологических схем переработки компьютерного лома и создание экологически чистых компьютеров. Переработка промышленных отходов производится на специальных полигонах для обезвреживания и захоронения отходов промышленных предприятий.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайной ситуацией (ЧС) называют сложившуюся ситуацию на определенной территории, которая произошла вследствие стихийного бедствия или аварии, которые могут привести к ущербу здоровья людей или окружающей среды, а также к большим материальным потерям.

Одной из возможных чрезвычайных ситуаций при работе за компьютером является пожар.

Профилактические методы борьбы с пожарами в помещении предусматривают: организационные методы, технические методы и эксплуатационные методы [2].

Пожарно-профилактические мероприятия по предупреждению пожаров: периодический инструктаж и проверка знаний правил пожарной безопасности работниками, использование исправных электроприборов и электрооборудования, периодическая поверка огнетушителей, обеспечение средствами пожаротушения и беспрепятственного доступа к ним, обеспечение датчиками дыма и пожарной сигнализацией помещения и наличие планов эвакуации.

Необходимыми действиями в результате возникшей ЧС и мерами по ликвидации её последствий являются:

1. Передать сигнал «Тревога» голосом, задействовать систему оповещения людей о пожаре.
2. Сообщить по телефону 01, с сотового 010 адрес объекта, место возникновения пожара, свою фамилию. Сообщить по телефону 03, с сотового 030 адрес объекта, что случилось, информацию о пострадавших, свою фамилию, оказать помощь пострадавшим.
3. Направить людей к эвакуационным выходам согласно знакам направления движения.
4. Отключить от электропитания оборудование, обесточить помещение.
5. По возможности принять меры, по тушению пожара используя средства противопожарной защиты.
6. По возможности предотвратить развитие аварии, обозначить место аварии [2].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая зона представляет собой все места, где работник должен находиться или временно пребывать в процессе трудовой деятельности. Если рабочее место неправильно организовано, то это может привести к получению производственных травм, а также к неэффективности рабочего процесса.

При организации рабочего места необходимо выполнять определенные требования эргономики [6]. К ним относятся: выбор положения работающего, пространственная компоновка рабочего места, размерные характеристики рабочего места, взаимное расположение рабочих мест, размещение технологической и организационной оснастки.

Рабочее место разработчика включает в себя рабочий стол, рабочий стул, монитор и клавиатуру.

Рабочий стол должен быть сконструирован таким образом, чтобы на его поверхности можно было иметь необходимое оборудование и документы для работы. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, также должен иметь надежную фиксацию [6].

Дисплей на рабочем месте должен находиться ниже уровня глаз работника. Клавиатуру следует располагать на рабочем столе на расстоянии от 100 до 300 мм от переднего края, обращенного к работнику [3].

При размещении рабочих мест с ПЭВМ расстояние между рабочими столами с видеомониторами, должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м [6].

Заключение

1. В ходе выполнения данной работы получены следующие основные результаты:

1. Проведен краткий анализ методов прогноза геологического разреза и показана перспективность развития фазочастотных методов для решения данных задач. Рассмотрен системный подход к описанию модели слоистых поглощающих сред. Выделены основные информационные свойства взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн.

2. Разработан и реализован на ЭВМ алгоритм прогноза свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров отраженных волн.

3. В рамках разработанного метода прогноза предложен и реализован на ЭВМ алгоритм фазочастотного прослеживания с измененным шагом дискретизации.

4. Предложен новый способ оценивания взаимного фазового спектра по функции качества алгоритма фазочастотного прослеживания и доказана возможность и целесообразность его применения при прогнозе геологического разреза при сильной интерференции анализируемых сигналов.

5. Проведены исследования прогнозных параметров на моделях волновых полей, установлены наиболее устойчивые и информативные прогнозные параметры и показана возможность их использования для прогноза свойств геологического разреза.

6. С целью исследования эффективности предложенного алгоритма проведена выборочная обработка сейсмических материалов, полученных на одном нефтяном месторождении Томской области. Исследования показали, что выделенные прогнозные параметры достаточно надежно оценивают коллекторские свойства анализируемых толщ.

7. Осуществляется внедрение разработанного алгоритма в программно-алгоритмический комплекс «Геосейф», используемый для обработки полевых сейсмических материалов.

Список публикаций

1. Сидоренко С.Н., С.Х. Нгуен. Алгоритм прогноза коллекторских свойств пород на основе взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн/ Сборник трудов XII Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Технологии Microsoft в теории и практике программирования». Томск: Изд-во ТПУ, 2015. С. 103-104.
2. Сидоренко С.Н., С.Х. Нгуен, Иванченков В.П. Исследование информационных свойств взаимных фазовых спектров сейсмических волн на моделях слоистых геологических сред/ Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные задачи математического моделирования и информационных технологий». Сочи: Изд-во Соч. гос. ун-т., 2015. С. 44-49.
3. Сидоренко С.Н., С.Х. Нгуен. Новый способ определения взаимного фазового спектра сейсмических сигналов при решении задач прогноза геологического разреза/ Сборник трудов XIX Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск: Изд-во ТПУ, 2015. С. 269-271.
4. Сидоренко С.Н., С.Х. Нгуен. Фазочастотный алгоритм прогноза свойств геологического разреза и его исследование на моделях слоистых поглощающих сред/ XX Международный научный симпозиум им. академика М.А.Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». В печати.
5. Сидоренко С.Н., С.Х. Нгуен. Методика прогнозирования свойств геологического разреза на основе взаимных фазовых спектров сейсмических волн/ VIII Международная межвузовская научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые - наукам о Земле». В печати

Список используемых источников

1. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза. – М.: Недра, 1989. – 135 с.
2. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсморазведка. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1980. – 551 с.
3. Авербух А. Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. – М.: Недра, 1982. – 232 с.
4. Иванченков В.П., Кочегуров А.И. Определение временного положения сейсмических сигналов по оценкам их фазочастотных характеристик // Геология и геофизика. – 1988. – №9. С. 77-83.
5. Худяков Г. И. О потенциальной точности определения флюктуирующих сигналов. // Вопросы радиоэлектроники. Общие вопросы радиоэлектроники. –1984. – № 8. С 55-60.
6. Авербух А.Г., Трапезникова Н.А. Отражения и преломления плоских волн при нормальном падении на границу поглощающих сред. Изв. АН СССР. Физика земли. – 1972. – №9. С. 74-83.
7. Иванченков В.П., Шлотгауэр В.А. Применение спектральных характеристик для решения некоторых задач автоматической обработки сейсмограмм // Геология и разведка. – 1977. – № 3. С. 108-116.
8. Худзинский Л.А. Об определении некоторых параметров однородных слоев по их фазовым спектральным характеристикам / Изв. АН СССР. Физика земли. – 1996. – №5. С. 68-77.
9. Иванченков В.П., Вылегжанин О.Н., Орлов О.В. и др. Фазочастотный анализ сейсмических сигналов и его применение в задачах прогноза геологического разреза // Инновационные методы и технологии нефтегазопроисковых работ и возможные пути их реализации в юго-восточных районах Западной Сибири. – Томск: ЦНТИ. – 2000. С. 62-74.
10. Разработка методики прогноза нефтегазоносности продуктивных комплексов на базе комплексного использования энергетических и

фазочастотных характеристик отраженных волн в условиях Томской области. – Отчет. – Томск, 2000. – 159 с.

11. Покровская М.А., Иванченков В.П. Системный подход к формированию моделей слоистых поглощающих геологических сред // Сборник трудов VIII Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии». Томск, 2010. С. – 69-70.

12. Мушин И.А., Бродов Л.Ю., Козлов Е.А., Хатьянов Ф.И. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных. – М: Недра, 1990. – 299 с.

13. Дженкинс Г., Ваттс Д. Спектральный анализ и его приложения. – М.: Мир, 1971. – 316 с.

14. Покровская М.А., Иванченков В.П. Алгоритм прогноза коллекторских свойств пород на основе свойства взаимных спектров отраженных сейсмических волн // Сборник трудов IX Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии». Томск, 2011. – С. 194-195.

15. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Орлов О.В., Исследование разрешающей способности методов фазочастотного прослеживания сейсмических сигналов // Известия Томского политехнического университета. – Изд-во ТПУ, 2012. – №5. С. 80-84.

16. Сидоренко С.Н., Способ оценивания взаимных фазовых сигналов по функции качества при фазочастотном прослеживании сейсмических волн/ Сборник научных трудов Международной научной конференции «Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине». – Томск: Изд-во ТПУ, 2014г. С. 44-46.

17. Сидоренко С.Н., С.Х. Нгуен. Новый способ определения взаимного фазового спектра сейсмических сигналов при решении задач прогноза геологического разреза/ Сборник трудов XIX Международного

научного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск: Изд-во ТПУ, 2015. С. 269-271.

18. Разработка методики прогноза нефтегазоносности продуктивных комплексов на базе комплексного использования энергетических и фазочастотных характеристик отраженных волн в условиях Томской области. – Отчет. – Томск, 2000, – 159с.

19. Сидоренко С.Н., Иванченков В.П., Денико Р.В., The algorithm for predicting reservoir properties of rocks basing on the information properties of the mutual phase spectrum of reflected seismic waves/ Сборник трудов XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии». – Томск: Изд-во ТПУ, 2013г. С. 121-123.

20. Сидоренко С.Н., Иванченков В.П., Денико Р.В., The algorithm for predicting properties of rocks basing on the information properties of the mutual phase spectrum of reflected waves/ Сборник докладов XX Международной юбилейной научной конференции студентов и молодых ученых «Современные техника и технологии». – Томск: Изд-во ТПУ, 2014г. С. 66-67.

Приложение А

(обязательное)

Раздел 1

Английский язык

Студент

8БМ41	Сидоренко Софья Николаевна		
Группа	ФИО	Подпись	Дата

Консультант кафедры Прикладной математики (ПМ):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Консультант – лингвист кафедры Иностранного языка Института кибернетики (ИЯИК):

доцент	Сидоренко Татьяна Валерьевна	к.п.н.		
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

2 Development of algorithm for predicting the geological section based on the information properties of the mutual phase spectrum of reflected seismic waves

2.1 The systematic approach to the model description of layered absorbing media

In solving the tasks for predicting the geological section (PGS) an important issue is to examine the influence of the structure and physical features of the geological environment in the kinematic and dynamic characteristics of the reflected waves and to identify sustainable linkages between changes in assignable reflection parameters and properties of sedimentary formation [19, 20]. The degree of difficulty given by the media model depends on the basic properties of the environments which are of interest and to be determined [10].

In solving the tasks for predicting the PGS usual representation of the geological environment in the form of a layered and an ideally elastic is insufficient, necessary to consider the absorbent and dispersion properties medium. Currently, one of the most common approaches to constructing models of layered absorbing media with horizontal boundaries associated with horizontal interfacial boundaries represents the whole thing in the form of a linear system, which introduces some changes in the oscillation [1, 2, 3, 11].

Wide-spread ways to solve direct problems in seismic exploration that assume calculation the seismograms directly in the time domain, in studying of media with absorption and dispersion are not applicable [9]. Therefore, in studying the geological media, deviating from the ideally elastic, the wave field is calculated in the spectral range, moving in the time domain on the last stage of the research.

The example of a simple model of a plane-parallel layered absorbing formation shows the essence of the systematic approach consisting of an overlying, productive and underlying formation (figure 2.1) [19, 20].

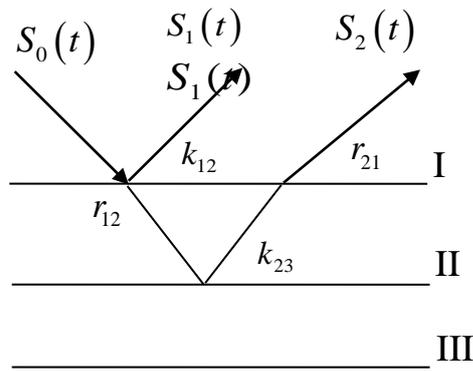


Figure 2.1 – The model of plane-parallel layered absorbing formation

According to figure 2.1 for the model of plane-parallel the layered absorbing formation in studying of the productive formation II we examined the waves reflected from bottom of the overlying formation I and the productive formation II.

In figure 2.1, the following notation:

$S_0(t)$ – the initial seismic wave;

$S_1(t)$ и $S_2(t)$ – the waves, reflected from a bottom of the overlying formation I and the productive formation II.;

k_{12} и k_{23} – the reflection coefficients from a bottom of the overlying formation I and the productive formation II;

r_{12} и r_{21} – the refraction coefficients on bottom of overlying formation I and the top of productive formation II.

In the ray approximation at normal incidence the wave reflection and refraction processes can be represented as an equivalent system as shown in figure 2.2.

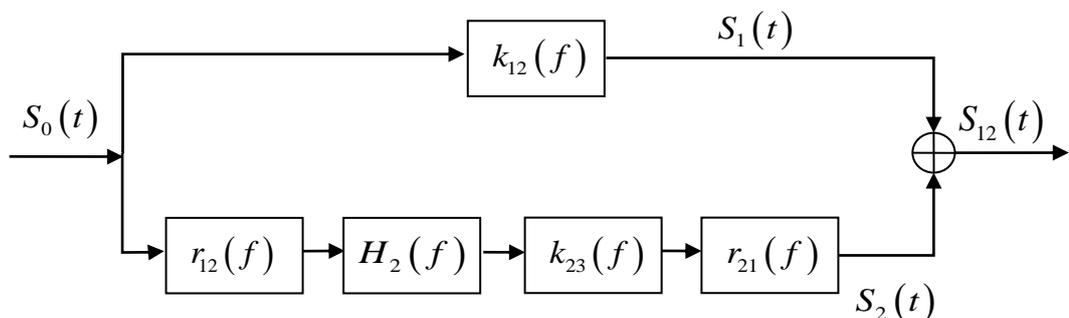


Figure 2.2 – Equivalent model process of wave reflection and refraction

The spectra of the waves $S_1(f)$ and $S_2(f)$ reflected from bottom of the overlying formation I and the productive formation II, in accordance with figure 2.2 can be represented by:

$$\begin{aligned} S_1(f) &= S_0(f) \cdot k_{12}(f) = |S_1(f)| e^{j\varphi_1(f)}, \\ S_2(f) &= S_0(f) \cdot r_{12}(f) \cdot H_2(f) \cdot k_{23}(f) \cdot r_{21}(f) = |S_2(f)| e^{j\varphi_2(f)}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

where

$$\varphi_1(f) = \varphi_{k_{12}}(f) + \varphi_0(f) \quad (2.2)$$

defines the phase spectrum of the reflected wave $S_1(t)$, which is directly dependent on the phase shift $\varphi_{k_{12}}(f)$, insertion the reflected wave, and the initial phase of the incident wave $\varphi_0(f)$,

$$\varphi_2(f) = \varphi_{r_{12}}(f) + \varphi_{H_2}(f) + \varphi_{k_{23}}(f) + \varphi_{r_{21}}(f) + \varphi_0(f) \quad (2.3)$$

defines the phase spectrum of the reflected wave $S_2(t)$, which is directly dependent on the phase shifts, associated with the refraction of waves $\varphi_{r_{12}}(f)$, $\varphi_{r_{21}}(f)$ and insertion of the reflected wave $\varphi_{k_{23}}(f)$, and on the phase shifts $\varphi_{H_2}(f)$, determining the wave propagation in the absorbent formation, and the initial phase of the incident wave $\varphi_0(f)$.

The complex coefficients of reflection and refraction in accordance with [6] can be represented by:

$$\begin{aligned} k_{12}(f) &= \frac{2\pi(\rho_2 V_2(f) - \rho_1 V_1(f)) - j(\rho_2 V_2(f) \delta_1(f) - \rho_1 V_1(f) \delta_2(f))}{2\pi(\rho_2 V_2(f) + \rho_1 V_1(f)) - j(\rho_2 V_2(f) \delta_1(f) - \rho_1 V_1(f) \delta_2(f))}, \\ k_{23}(f) &= \frac{2\pi(\rho_3 V_3(f) - \rho_2 V_2(f)) - j(\rho_3 V_3(f) \delta_2(f) - \rho_2 V_2(f) \delta_3(f))}{2\pi(\rho_3 V_3(f) + \rho_2 V_2(f)) - j(\rho_3 V_3(f) \delta_2(f) - \rho_2 V_2(f) \delta_3(f))}, \end{aligned} \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} r_{12}(f) &= \frac{2(\rho_1 V_1(f) - j\rho_1 V_1(f) \delta_2(f))}{(\rho_2 V_2(f) + \rho_1 V_1(f)) - j(\rho_2 V_2(f) \delta_1(f) - \rho_1 V_1(f) \delta_2(f))}, \\ r_{21}(f) &= \frac{2(\rho_2 V_2(f) - j\rho_2 V_2(f) \delta_1(f))}{(\rho_1 V_1(f) + \rho_2 V_2(f)) - j(\rho_1 V_1(f) \delta_2(f) - \rho_2 V_2(f) \delta_1(f))}, \end{aligned} \quad (2.5)$$

where $V_1(f)$, $V_2(f)$ and $V_3(f)$ – the speed of propagation of the longitudinal waves in the medium,

$\delta_1(f)$, $\delta_2(f)$ and $\delta_3(f)$ – the decrement of absorption of the medium,

ρ_1 , ρ_2 and ρ_3 – the density of the medium.

At the same time the decrement of absorbing medium:

$$\delta_i(f) = \frac{\alpha_i(f)V_i(fi)}{f}, \quad (2.6)$$

where $\alpha_i(f)$ – the absorption coefficient of the medium.

Then the phase shifts associated with the refraction and reflection of waves are written as:

$$\begin{aligned} \varphi_{k_{12}}(f) &= \arctg \frac{4\pi\gamma_{12}(f)(\delta_2(f) - \delta_1(f))}{4\pi^2(1 - \gamma_{12}^2(f)) + (\delta_1^2(f) - \delta_2^2(f))\gamma_{12}^2(f)}, \\ \varphi_{k_{23}}(f) &= \arctg \frac{4\pi\gamma_{23}(f)(\delta_3(f) - \delta_2(f))}{4\pi^2(1 - \gamma_{23}^2(f)) + (\delta_2^2(f) - \delta_3^2(f))\gamma_{23}^2(f)}, \end{aligned} \quad (2.7)$$

$$\begin{aligned} \varphi_{r_{12}}(f) &= \arctg \frac{2\pi(\delta_1(f) - \delta_2(f))}{4\pi^2 + \delta_1(f)\delta_2(f) + \gamma_{12}(f)(4\pi^2 + \delta_2^2(f))}, \\ \varphi_{r_{21}}(f) &= \arctg \frac{2\pi(\delta_2(f) - \delta_1(f))}{4\pi^2 + \delta_2(f)\delta_1(f) + \gamma_{21}(f)(4\pi^2 + \delta_1^2(f))}, \end{aligned} \quad (2.8)$$

where $\gamma_{12}(f)$, $\gamma_{23}(f)$ and $\gamma_{21}(f)$ – the ratio of the acoustic stiffness of the contacting media.

At the same time the ratio of the acoustic stiffness of the contacting media:

$$\gamma_{ij}(f) = \frac{\rho_i V_i(f)}{\rho_j V_j(f)}, i \neq j, \quad (2.9)$$

where i and j – media.

Frequency response for productive formation II can be written as:

$$H_2(f) = r_{12}(f) \cdot H(f) \cdot k_{23}(f) \cdot r_{21}(f) + k_{12}(f) = |H_2(f)| e^{j\varphi_2(f)}, \quad (2.10)$$

where $H(f)$ – the frequency response of the system, characterizing the propagation of a wave in an absorbing formation II in two directions.

The phase shift, given the assumption of a linear dependence of the absorption coefficient of frequency, and taking a minimum-phase model for the absorption formation, can be represented as [9]:

$$\varphi_{H_2}(f) = 4\pi fh \left[\frac{1}{V_2(f_0)} - \frac{\alpha_2(f)}{\pi^2} \ln \frac{f}{f_0} \right], \quad (2.11)$$

where $V_2(f_0)$ – the speed of propagation of waves in the productive formation II at a frequency f_0 ,

h – the thickness of productive formation II.

By analogy, we can construct a model of an absorbing medium consisting of an arbitrary number of formations.

Figure 2.3 shows a diagram of a system, which characterizes the frequency properties of the multilayer linear inelastic absorbing medium.

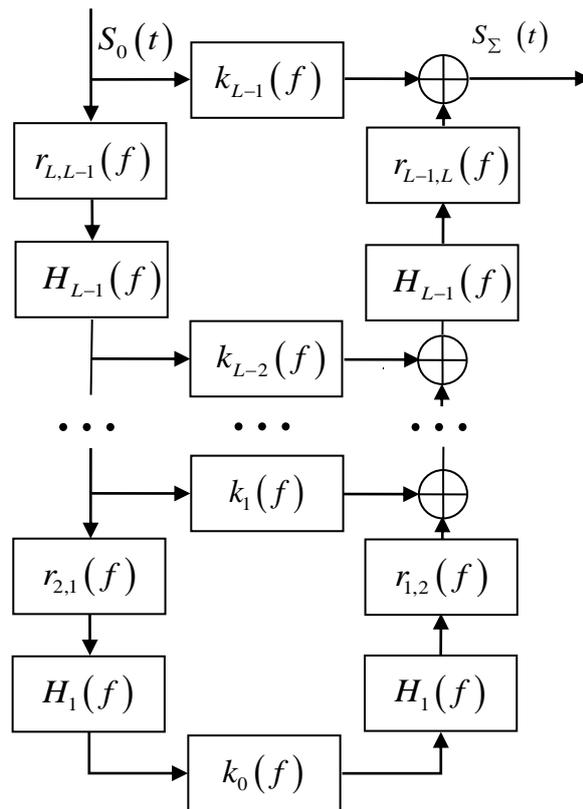


Figure 2.3 – Diagram of a system, which determines the frequency response of the multilayer absorbent medium

The frequency response of a multilayer absorbent medium in accordance with figure 2.3 is as follows:

$$H_{\Sigma}(f) = k_{L-1}(f) + \sum_{i=0}^{L-2} k_i(f) \prod_{n=i+1}^{L-1} H_n(f) \cdot r_{n,n-1}(f) \cdot r_{n-1,n}(f). \quad (2.12)$$

On the basis of the expression (2.12) we can calculate the synthetic seismic traces to some point on the surface of observation:

$$S_{\Sigma}(t) = F^{-1} \{ S_0(f) \cdot H_{\Sigma}(f) \}, \quad (2.13)$$

where F^{-1} – inverse Fourier transform operator.

The totality of model seismic traces for a given number of formations and the distribution of them in petrophysical parameters allows constructing the wave field and use it in a future research.

In numerical simulations on personal computers of absorbing media in contrast to the model of the medium, as shown in figure 2.1, numbering formations conveniently carried out from the lower to the upper ones (figure 2.4).

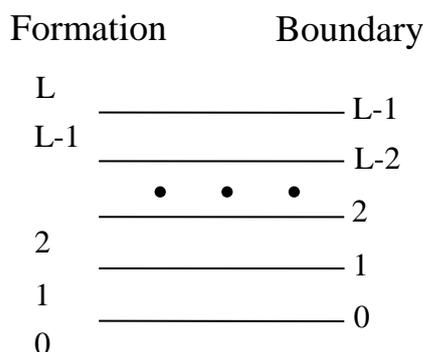


Figure 2.4 – Diagram of numbering boundaries and formation in constructing numerical models of absorbing formation

If the number of formation to significantly then the expression (2.12) is directly used in the calculations. At the same time significant problems can arise, due to the large number of required computational operations. In order to solve these problems fast algorithms are developed for the calculation of the synthetic wave fields in accordance with the procedure laid down in [4].

These algorithms are based on the recursive calculation of the frequency response of the medium «from the formation to the formation», that is to find a function:

$$R_i(f) = k_i(f) + R_{i-1}(f) \cdot \tilde{H}_i(f), \quad (2.14)$$

where

$$R_0(f) = k_0(f), \quad \tilde{H}_i(f) = H_i(f) \cdot r_{n,n-1}(f) \cdot r_{n-1,n}(f), \quad H_{\Sigma}(f) = R_{L-1}(f).$$

These calculations are different from the traditional ones [12, 13] the presence of the speed depending on the frequency, and the presence of the absorption coefficient.

Further, for the calculation of formed wave field by the expression is used (2.13).

2.2 Information properties of the mutual phase spectrum of reflected seismic waves

An important factor used for the prediction presence of oil and gas of the sedimentary formation is the absorption.

We show on the basis of examined above models (figures 2.1 and 2.2) the ability to assess of absorbing and dispersive properties of the layered media for the mutual phase spectrum (MPS) of a wave.

Assuming that the waves $S_1(t)$ and $S_2(t)$ are deterministic, then the mutual spectral density is:

$$Q_{12}(f) = [S_1^*(f) \cdot S_2(f)] = |Q_{12}(f)| e^{j\varphi_{12}(f)}, \quad (2.15)$$

where $S_1(f)$ and $S_2(f)$ – complex spectra of the reflected waves $S_1(t)$ and $S_2(t)$,

$|Q_{12}(f)|$ – the mutual energy spectrum,

$\varphi_{12}(f)$ – the mutual phase spectrum:

$$\varphi_{12}(f) = \varphi_2(f) - \varphi_1(f). \quad (2.16)$$

Substituting the values of (2.2) and (2.3), it is possible to obtain:

$$\varphi_{12}(f) = \varphi_{r_{12}}(f) + \varphi_{H_2}(f) + \varphi_{k_{23}}(f) + \varphi_{r_{21}}(f) - \varphi_{k_{12}}(f). \quad (2.17)$$

As shown earlier the phase spectrum coefficients of reflection (2.4) and refraction (2.5) depend directly on the acoustic and absorption properties of contacting media. Changes in the absorbing and the acoustic properties of the absorbing media will also directly affect the MPS of the waves that can be used to the prediction the properties of a geological section.

As follows from the expressions (2.7) and (2.8) on the MPS of waves are did not affect the phase-frequency characteristic of the incident wave. Therefore, the spectral characteristics of the mutual reflection of the observed formation provide more reliable and stable estimates of its absorbing and dispersive properties [19, 20].

To assess the mutual phase spectrum, enter the following information properties [14]:

5.mean value of MPS:

$$\bar{\varphi}_{12} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \varphi_{12}(if); \quad (2.18)$$

6.the central point of the 2nd order for the MPS:

$$\sigma_{\varphi}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\varphi_{12}(if) - \bar{\varphi}_{12})^2}{n-1}; \quad (2.19)$$

7.the average value of the mutual phase delay (MPD):

$$\bar{\tau}_{\varphi} = \sum_{i=1}^n \tau_{\varphi}(if), \quad (2.20)$$

where $\tau_{\varphi}(f) = \frac{\varphi_{12}(f)}{2\pi f}$ – a mutual phase delay at the i-th frequency;

8.the central point of the 2nd order for a mutual phase delay:

$$\sigma_{\tau}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\tau_{\varphi}(if) - \bar{\tau}_{\varphi})^2}{n-1}; \quad (2.21)$$

9.the average value of a mutual group delay (MGD):

$$\bar{t}_{gp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{gp}(if); \quad (2.22)$$

10. the central point of the 2nd order for a mutual group delay:

$$\sigma_t^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (t_{gp}(if) - \bar{t}_{gp})^2}{n-1}. \quad (2.23)$$

Thus, the parameters (2.18-2.23) may be used as informative while studying the properties of the geological section using the MPS of reflected seismic waves.

2.3 Development of algorithm for predicting of properties of the geological section based on of the mutual phase spectrum reflected waves

In accordance with the considered information properties of the mutual phase spectrums of waves, an algorithm for predicting of properties of the geological section has been developed, a block diagram is shown in figure 2.5.

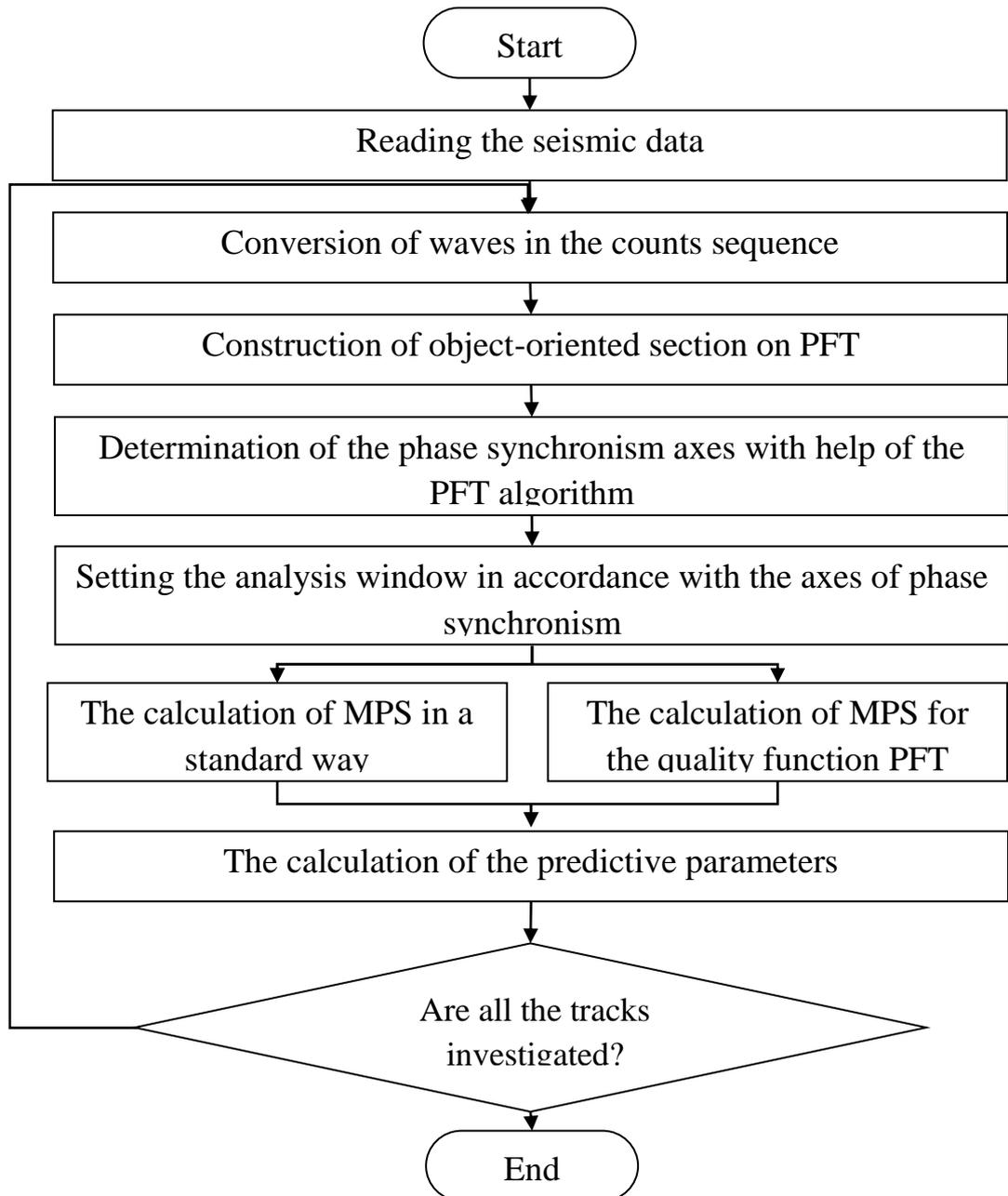


Figure 2.5 – The flowchart for prediction of properties of the geological section

In accordance with the flowchart the seismic data is readed.

To study the productive formation II the identified waves and their temporary position is determined. The temporary position is determined using the algorithms of phase-frequency tracking (PFT) [4].

To improve the accuracy of the evaluation of MPS the procedure is introduced in the algorithm that allows changing the standard step discretization waves during processing.

The results of PFT are used in building axes, called object-oriented sections and determined in the phase synchronism axes traceable waves.

In accordance with the certain predetermined axes and reflecting boundaries, the analysis windows are installed.

To determine the relative phase of the spectrum two methods of evaluation may be used.

In the first method for the identified wave in each reception point, Fourier transformation is performed and determined by their complex spectrum.

Spectra allocated waves $S_1(t)$ and $S_2(t)$ (figures 2.1 and 2.2) can be written:

$$\begin{aligned} S_1(f) &= F\{S_1(t)\} = |S_1(f)|e^{j\varphi_1(f)} = A_1(f) + jB_1(f), \\ S_2(f) &= F\{S_2(t)\} = |S_2(f)|e^{j\varphi_2(f)} = A_2(f) + jB_2(f), \end{aligned} \quad (2.24)$$

where F – the operator of the direct Fourier transform.

At the same time:

$$\begin{aligned} A_1(f) &= \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} S_1(t) \cos(2\pi ft) dt, & A_2(f) &= \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} S_2(t) \cos(2\pi ft) dt, \\ B_1(f) &= \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} S_1(t) \sin(2\pi ft) dt, & B_2(f) &= \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} S_2(t) \sin(2\pi ft) dt \end{aligned} \quad (2.25)$$

determine the real and imaginary parts of the wave spectrum $S_1(f)$ and $S_2(f)$, where T – the size of the analysis window.

The phase spectrum of waves $S_1(t)$ and $S_2(t)$ can be recorded in the form of:

$$\varphi_1(f) = \arctg \frac{B_1(f)}{A_1(f)} + 2\pi n, \quad \varphi_2(f) = \arctg \frac{B_2(f)}{A_2(f)} + 2\pi n, \quad (2.26)$$

where n – integer number.

In finding a discrete Fourier transform formulas (2.25) assume the form:

$$\begin{aligned} A_1(k\Delta f) &= \sum_{i=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} S_1(i\Delta t) \cos(2\pi k\Delta f i\Delta t), & A_2(k\Delta f) &= \sum_{i=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} S_2(i\Delta t) \cos(2\pi k\Delta f i\Delta t), \\ B_1(k\Delta f) &= \sum_{i=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} S_1(i\Delta t) \sin(2\pi k\Delta f i\Delta t), & B_2(k\Delta f) &= \sum_{i=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} S_2(i\Delta t) \sin(2\pi k\Delta f i\Delta t), \end{aligned} \quad (2.27)$$

where k and i – number of counts of the discrete step frequency and time,

N – number of reports in the analysis window,

Δf and Δt – discretization step in frequency and time.

Then, the phase spectrum (2.26) of waves $S_1(t)$ and $S_2(t)$ can be written as:

$$\varphi_1(k\Delta f) = \arctg \frac{B_1(k\Delta f)}{A_1(k\Delta f)} + 2\pi n, \quad \varphi_2(k\Delta f) = \arctg \frac{B_2(k\Delta f)}{A_2(k\Delta f)} + 2\pi n. \quad (2.28)$$

To disambiguate the phase-frequency characteristic are carried out the extension of a definition of the phase spectrum of waves. The calculation of the discrete Fourier transform on a computer only provides the definition of the main values of the phase-frequency characteristic, in the interval $\left[-\frac{\pi}{2}; \frac{\pi}{2}\right]$.

To eliminate discontinuities introduced the following method for determining the principal value of the arc tangent in the field $[-\pi; \pi]$, which is implemented in view of the signs of the real and imaginary parts of the Fourier transform:

$$\arg = \begin{cases} \arctg \frac{\operatorname{Im}[S(f)]}{\operatorname{Re}[S(f)]}, \operatorname{Re}[S(f)] \geq 0, \operatorname{Im}[S(f)] = 0, \\ \arctg \frac{\operatorname{Im}[S(f)]}{\operatorname{Re}[S(f)]} + \pi, \operatorname{Re}[S(f)] < 0, \operatorname{Im}[S(f)] > 0, \\ \arctg \frac{\operatorname{Im}[S(f)]}{\operatorname{Re}[S(f)]} - \pi, \operatorname{Re}[S(f)] < 0, \operatorname{Im}[S(f)] < 0, \\ \frac{\pi}{2}, \operatorname{Re}[S(f)] = 0, \operatorname{Im}[S(f)] > 0, \\ -\frac{\pi}{2}, \operatorname{Re}[S(f)] = 0, \operatorname{Im}[S(f)] < 0. \end{cases} \quad (2.29)$$

Further, there is the value of the arc tangent extension of a definition:

$$\begin{aligned} \varphi(f_1) &= \varphi^p(f_1), \quad \varphi(f_k) = \varphi(f_{k-1}) + (\varphi^p(f_k) - \varphi^p(f_{k-1})) + C_0, \\ C_0 &= \begin{cases} 0, & |\varphi^p(f_k) - \varphi^p(f_{k-1})| < \pi, \\ 2\pi, & (\varphi^p(f_k) - \varphi^p(f_{k-1})) \leq -\pi, \\ -2\pi, & (\varphi^p(f_k) - \varphi^p(f_{k-1})) \geq \pi, \end{cases} \end{aligned} \quad (2.30)$$

where $\varphi^p(f_k)$ – calculated value of the phase spectrum,

$\varphi(f_k)$ – extended value of the phase spectrum.

Then the MPS of waves determined at each point of their admission (2.16), and calculated previously entered of the predictive parameters (2.18-2.23), which draws conclusions about the prediction presence of oil and gas of sedimentary formation.

In many cases, the found field of oil and gas characterized by thin-layered structure. This imposes a serious in these cases, serious restrictions on evaluation of the MPS in a standard way.

2.4 Phase-frequency tracking of seismic waves with a modified digitization step

We assume that the seismic waves are observed, recorded against the background of irregular noise. When moving an analysis window on the seismic trace allocated section records, which can be represented as:

$$x(t) = S(t - \tau) + \xi(t), \quad (2.31)$$

where $S(t - \tau)$ – seismic wave,

$\xi(t)$ – Gaussian noise,

τ – temporary provision of seismic wave.

The task of tracking seismic waves can be considered as the task of determining a temporary position of the wave on its extreme the state.

In paper [15] the optimal method of tracking fixed waves observed on the background of Gaussian noise considered:

$$L(t) = \sum_{k=1}^m \rho(k\Delta f) \cos(\Delta\varphi(k\Delta f) - 2\pi k\Delta ft), \quad (2.32)$$

where

$$\Delta\varphi(k\Delta f) = \varphi_x(k\Delta f) - \varphi_s(k\Delta f) \quad (2.33)$$

the deviation of the phase spectrum of the waves from the phase spectrum of a mixture of waves and noise,

$$\rho(k\Delta f) = \frac{A_0(k\Delta f)}{\sigma(k\Delta f)} \quad (2.34)$$

peak ratio wave to noise.

The practical application of optimal phase-frequency algorithm encounters a number of problems. In this regard, we propose phase-frequency algorithms with equilibrium and nonequilibrium processing. In general, the quality function (QF) for such algorithms can be represented as [15]:

$$L(t) = \sum_{k=1}^m W(k\Delta f) \cos(\varphi(k\Delta f, t)), \quad (2.35)$$

where $W(k\Delta f)$ – frequency weighting function,

$\varphi(k\Delta f, t)$ – instantaneous phase spectrum area seismic trace.

In implementable algorithms algorithm of non-equilibrium processing is used, wherein the weighting function (figure 2.6) was set in the form:

$$W(f) = \frac{4}{3f_c} \begin{cases} 0, & f \leq f_h, \quad f \geq f_g, \\ \frac{2}{f_c}(f - f_h), & f_h < f \leq f_c, \\ -\frac{1}{f_c}(f - f_g), & f_c < f < f_g, \end{cases} \quad (2.36)$$

where f_h and f_g – respectively lower and upper frequency weighting function,

f_c – the maximum frequency of weighting function.

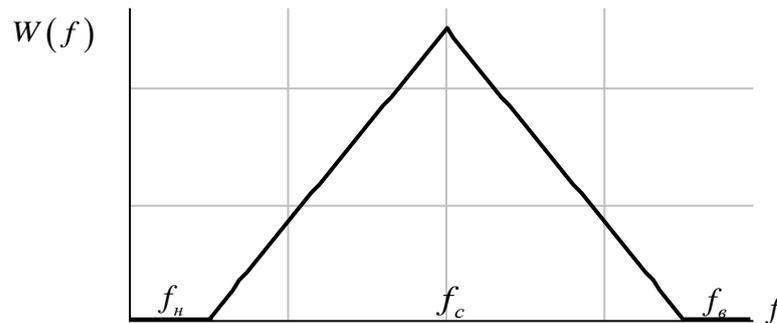


Figure 2.6 – The triangular weighting function the PFT algorithm

Figure 2.7 is a diagram showing follow procedure of the waves implemented algorithms.

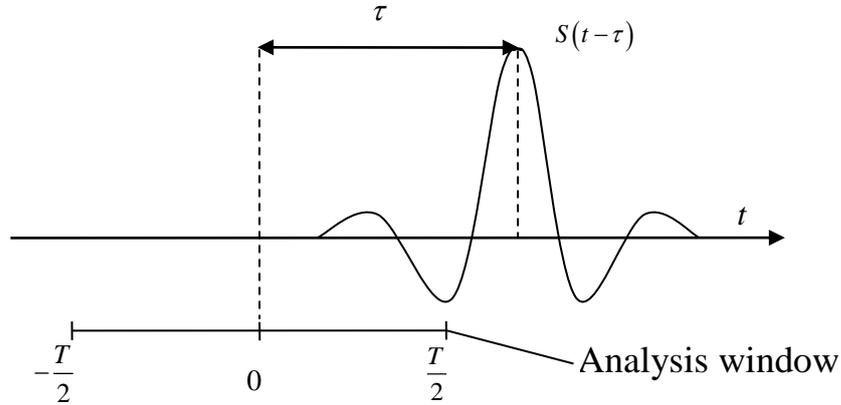


Figure 2.7 – Diagram explaining the PFT algorithm

Along the seismic trace the analysis window moving to each position is determined by the instantaneous phase spectrum and is carried out the calculation of the QF for the expression (2.35). After the position extremum of QF time of arrival of the waves at a given point of reception is determined and estimated.

When processing seismic records the standard discretization step $\Delta t = 2 \cdot 10^{-3}$ s set. This leads to the immediate error in determining the MPS. In this regard, in order to reduce discretization step a time procedure is introduced. The pulse wave can be defined as a function of time $S(t)$ or in the spectral region in the form of its complex spectrum $S(f)$. Between themselves function $S(f)$ and $S(t)$ are associated with the Fourier transforms.

Thus, the direct and inverse discrete Fourier transform for functions $S(f)$ and $S(t)$ assume the form:

$$\begin{aligned} S(k\Delta f) &= \sum_{i=0}^{N-1} S(i\Delta t) e^{-j2\pi k\Delta f i\Delta t}, \\ S(i\Delta t) &= \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} S(k\Delta f) e^{j2\pi k\Delta f i\Delta t}. \end{aligned} \tag{2.37}$$

When implementation of the interim discretization final length of waves with step Δt their spectrum (figure 2.8.a) becomes periodic (figure 2.8.b).

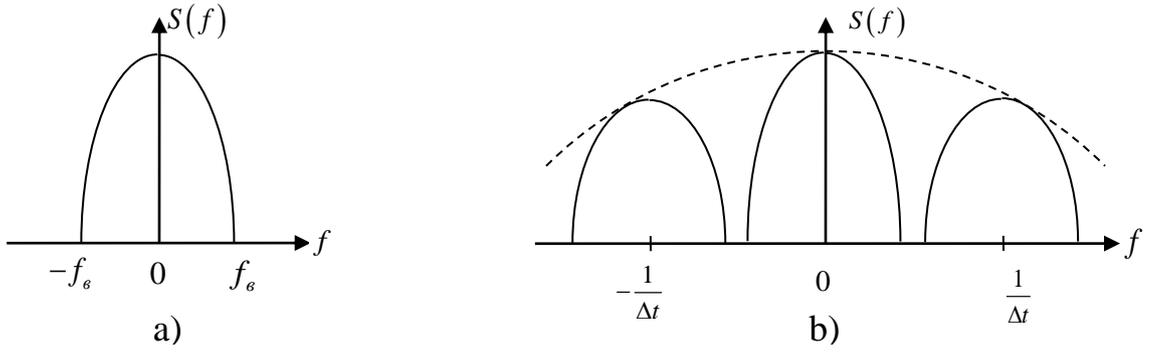


Figure 2.8 – The spectra of the initial (a) and discretized (b) waves

The transition from a periodic spectrum to a continuous spectrum can reduce the digitization step, this uses only the zero-order spectrum.

Digitization step in time is determined by the Kotelnikov theorem:

$$\Delta t \leq \frac{1}{2f_e}, \quad (2.38)$$

where f_e – the upper frequency of the spectrum the wave.

Using the expression:

$$\Delta f = \frac{1}{N\Delta t} \quad (2.39)$$

we write the inverse discrete Fourier transform of the formula $S(i\Delta t)$ (2.37) in the following form:

$$S(i\Delta t) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} S(k\Delta f) e^{\frac{j2\pi ki}{N}}. \quad (2.40)$$

The formula $S(k\Delta f)$ (2.37) can be written as follows

$$S(k\Delta f) = A(k\Delta f) - jB(k\Delta f), \quad (2.41)$$

where

$$A(k\Delta f) = \sum_{i=0}^N S(i\Delta t) \cos(2\pi k\Delta f i\Delta t), \quad B(k\Delta f) = \sum_{i=0}^N S(i\Delta t) \sin(2\pi k\Delta f i\Delta t) \quad (2.42)$$

determines the real and imaginary parts of the wave spectrum $S(k\Delta f)$.

Next, using the expression (2.41), we write the expression (2.40) in the form:

$$\begin{aligned}
S(i\Delta t) &= \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} (A(k\Delta f) - jB(k\Delta f)) \cdot \left(\cos\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) + j \sin\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) \right) = \\
&= \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} \left(A(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) + B(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) \right) + \\
&+ \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} j \left(A(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) - B(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) \right).
\end{aligned} \tag{2.43}$$

Function $S(i\Delta t)$ is real, that is the integrated part of the equated to zero, and it turns out into:

$$S(i\Delta t) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} \left(A(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) + B(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi ki}{N}\right) \right). \tag{2.44}$$

To reduce the distortions associated with the aliasing effect, we use spreading along the frequency axis of periodic of the spectra waves. Figure 2.9 illustrates the possible addition of zero counts after harmonic $k = \frac{N}{2} - 1$.

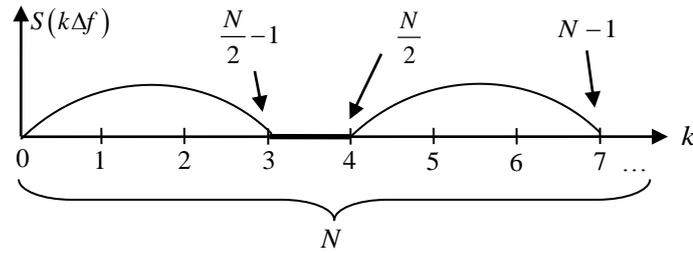


Figure 2.9 – Spreading frequency area

When reducing the standard digitization step in m times the formula (2.44) can be written as:

$$\begin{aligned}
S(i'\Delta t') &= \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{\frac{N}{2}-1} \left(A(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi ki}{mN}\right) + B(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi ki}{mN}\right) \right) + \\
&+ \frac{1}{N} \sum_{k=\frac{N}{2}}^{N-1} \left(A(k\Delta f) \cos\left(\frac{2\pi(k+(m-1)N)i}{mN}\right) + B(k\Delta f) \sin\left(\frac{2\pi(k+(m-1)N)i}{mN}\right) \right).
\end{aligned} \tag{2.45}$$

Introducing the procedure allows the flexibility to change the digitization step in time of waves, which makes it possible to improve the accuracy of MPS evaluation.

Приложение Б
(справочное)

Значение петрофизических параметров для моделей сред

Таблица Б.1 – Значение петрофизических параметров для моделей сред

Аргиллиты (Баженовская пачка)	Песчаник с газом	Аргиллиты (Локальная крышка)
$5720 \leq \gamma_1(f_0) \leq 8120$	$4848 \leq \gamma_2(f_0) \leq 8432$	$5280 \leq \gamma_3(f_0) \leq 10440$
$2600 \leq V_1(f_0) \leq 2800$	$2400 \leq V_2(f_0) \leq 3100$	$2400 \leq V_3(f_0) \leq 3600$
$2.2 \leq \rho_1 \leq 2.9$	$2.02 \leq \rho_2 \leq 2.72$	$2.2 \leq \rho_3 \leq 2.9$
$0.00001 \leq \beta_1 \leq 0.00002$	$0.0001 \leq \beta_2 \leq 0.0005$	$0.00001 \leq \beta_3 \leq 0.00002$
$\delta_1(f_0) = 0.25$ (усред.)	$1.5 \leq \delta_2(f_0) \leq 9.74$	$\delta_3(f_0) = 0.3$ (усред.)
$0.9 \leq \gamma_{12}(f_0) \leq 1.2$	$0.8 \leq \gamma_{23}(f_0) \leq 0.92$	
$0.026 \leq \delta_{12}(f_0) \leq 0.16$	$5 \leq \delta_{23}(f_0) \leq 32.4$	
Аргиллиты (Баженовская пачка)	Песчаник с нефтью	Аргиллиты (Локальная крышка)
$5720 \leq \gamma_1(f_0) \leq 8120$	$5700 \leq \gamma_2(f_0) \leq 9302$	$5280 \leq \gamma_3(f_0) \leq 10440$
$2600 \leq V_1(f_0) \leq 2800$	$2822 \leq V_2(f_0) \leq 3420$	$2400 \leq V_3(f_0) \leq 3600$
$2.2 \leq \rho_1 \leq 2.9$	$2.02 \leq \rho_2 \leq 2.72$	$2.2 \leq \rho_3 \leq 2.9$
$0.00001 \leq \beta_1 \leq 0.00002$	$0.000045 \leq \beta_2 \leq 0.0001$	$0.00001 \leq \beta_3 \leq 0.00002$
$\delta_1(f_0) = 0.25$ (усред.)	$0.79 \leq \delta_2(f_0) \leq 2.14$	$\delta_3(f_0) = 0.3$ (усред.)
$0.873 \leq \gamma_{12}(f_0) \leq 1.003$	$0.892 \leq \gamma_{23}(f_0) \leq 1.079$	
$0.117 \leq \delta_{12}(f_0) \leq 0.316$	$2.63 \leq \delta_{23}(f_0) \leq 7.13$	
Аргиллиты (Баженовская пачка)	Песчаник с водой	Аргиллиты (Локальная крышка)
$5720 \leq \gamma_1(f_0) \leq 8120$	$7888 \leq \gamma_2(f_0) \leq 10526$	$5280 \leq \gamma_3(f_0) \leq 10440$
$2600 \leq V_1(f_0) \leq 2800$	$3400 \leq V_2(f_0) \leq 3800$	$2400 \leq V_3(f_0) \leq 3600$
$2.2 \leq \rho_1 \leq 2.9$	$2.32 \leq \rho_2 \leq 2.77$	$2.2 \leq \rho_3 \leq 2.9$
$0.00001 \leq \beta_1 \leq 0.00002$	$0.00003 \leq \beta_2 \leq 0.00005$	$0.00001 \leq \beta_3 \leq 0.00002$
$\delta_1(f_0) = 0.25$ (усред.)	$0.64 \leq \delta_2(f_0) \leq 1.19$	$\delta_3(f_0) = 0.3$ (усред.)
$0.725 \leq \gamma_{12}(f_0) \leq 0.771$	$1.008 \leq \gamma_{23}(f_0) \leq 1.5$	
$0.21 \leq \delta_{12}(f_0) \leq 0.39$	$2.13 \leq \delta_{23}(f_0) \leq 3.96$	
Аргиллиты (Баженовская пачка)	Песчаник	Аргиллиты (Локальная крышка)
$5720 \leq \gamma_1(f_0) \leq 8120$	$10080 \leq \gamma_2(f_0) \leq 16240$	$5280 \leq \gamma_3(f_0) \leq 10440$
$2600 \leq V_1(f_0) \leq 2800$	$4200 \leq V_2(f_0) \leq 5800$	$2400 \leq V_3(f_0) \leq 3600$
$2.2 \leq \rho_1 \leq 2.9$	$2.4 \leq \rho_2 \leq 2.8$	$2.2 \leq \rho_3 \leq 2.9$
$0.00001 \leq \beta_1 \leq 0.00002$	$0.00001 \leq \beta_2 \leq 0.00002$	$0.00001 \leq \beta_3 \leq 0.00002$
$\delta_1(f_0) = 0.25$ (усред.)	$0.26 \leq \delta_2(f_0) \leq 0.73$	$\delta_3(f_0) = 0.3$ (усред.)
$0.5 \leq \gamma_{12}(f_0) \leq 0.567$	$1.5 \leq \gamma_{23}(f_0) \leq 1.9$	
$0.34 \leq \delta_{12}(f_0) \leq 0.96$	$0.86 \leq \delta_{23}(f_0) \leq 2.43$	

Приложение В
(справочное)

Исследование поведения прогнозных параметров при изменении параметров поглощения β и акустической жесткости γ II-го слоя при $h_2 = 50$ м

Таблица В.1 – Поведение прогнозных параметров при изменении параметров поглощения β II-го слоя при $h_2 = 50$ м

а) для газонасыщенного песчаника

$\gamma = 4920$ β	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_φ^2	$\bar{\tau}_\varphi$	σ_τ^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
0.0001	-0,08183	0,0107	$1,01 \cdot 10^{-3}$	$9,492 \cdot 10^{-6}$	$2,31 \cdot 10^{-3}$	$8,734 \cdot 10^{-6}$
0.0002	-0,5217	0,025	$1,262 \cdot 10^{-3}$	$1,028 \cdot 10^{-5}$	$3,225 \cdot 10^{-3}$	$2,266 \cdot 10^{-5}$
0.0003	0,1617	0,0537	$1,54 \cdot 10^{-3}$	$3,007 \cdot 10^{-5}$	$5,971 \cdot 10^{-3}$	$1,057 \cdot 10^{-4}$
0.0004	-0,2594	0,0787	$3,358 \cdot 10^{-3}$	$4,955 \cdot 10^{-5}$	$7,073 \cdot 10^{-3}$	$5,892 \cdot 10^{-4}$
0.0005	0,9023	0,0965	$1,045 \cdot 10^{-2}$	$1,063 \cdot 10^{-4}$	$1,979 \cdot 10^{-2}$	$1,029 \cdot 10^{-3}$

б) для нефтенасыщенного песчаника

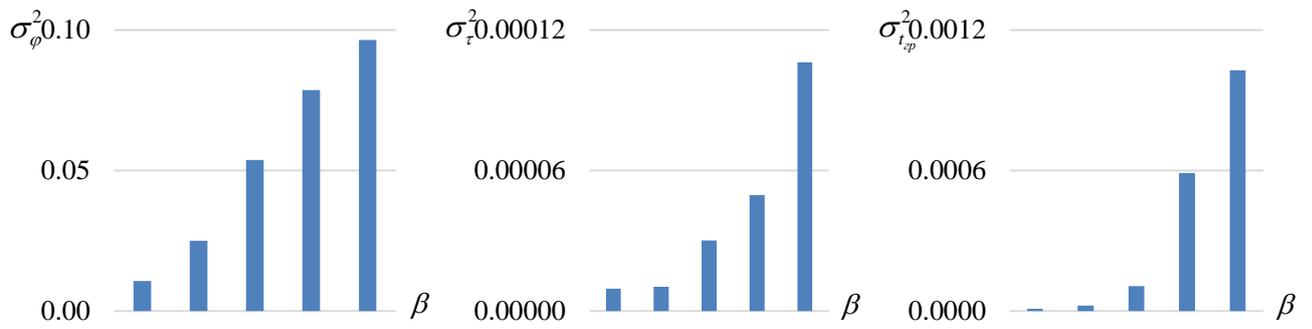
$\gamma = 7285$ β	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_φ^2	$\bar{\tau}_\varphi$	σ_τ^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
0.000045	-0,0297	0,0079	$9,978 \cdot 10^{-4}$	$6,974 \cdot 10^{-6}$	$1,725 \cdot 10^{-3}$	$8,589 \cdot 10^{-7}$
0.00006	-0,13778	0,0092	$5,103 \cdot 10^{-3}$	$8,091 \cdot 10^{-6}$	$8,125 \cdot 10^{-3}$	$1,701 \cdot 10^{-6}$
0.000075	-0,08254	0,0095	$4,917 \cdot 10^{-3}$	$8,581 \cdot 10^{-6}$	$5,525 \cdot 10^{-3}$	$2,535 \cdot 10^{-6}$
0.000085	-0,07519	0,0097	$5,297 \cdot 10^{-3}$	$8,989 \cdot 10^{-6}$	$6,754 \cdot 10^{-3}$	$3,667 \cdot 10^{-6}$
0.0001	-0,0485	0,01	$3,393 \cdot 10^{-3}$	$9,795 \cdot 10^{-6}$	$3,851 \cdot 10^{-3}$	$3,979 \cdot 10^{-6}$

в) для водонасыщенного песчаника

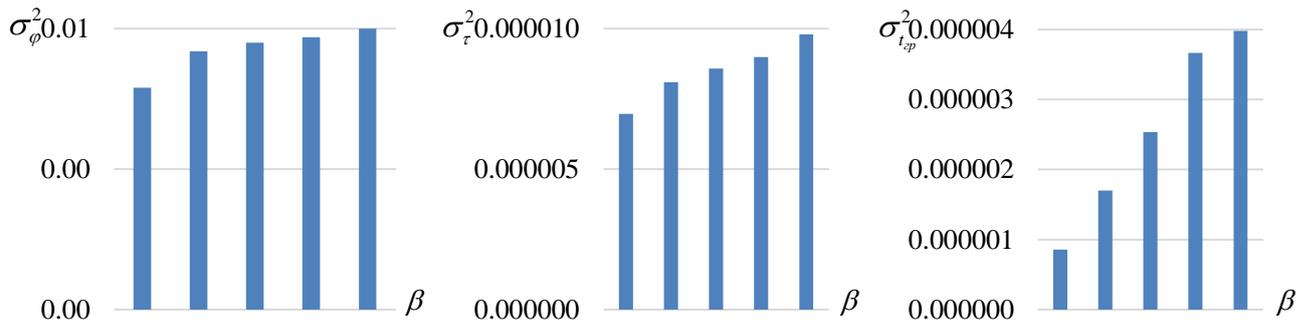
$\gamma = 9000$ β	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_φ^2	$\bar{\tau}_\varphi$	σ_τ^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
0.00003	-0,151	0,0012	$4,453 \cdot 10^{-4}$	$4,691 \cdot 10^{-7}$	$6,051 \cdot 10^{-4}$	$2,256 \cdot 10^{-7}$
0.000035	-0,1915	0,0019	$5,189 \cdot 10^{-4}$	$6,257 \cdot 10^{-7}$	$8,11 \cdot 10^{-4}$	$3,989 \cdot 10^{-7}$
0.00004	-0,1349	0,00213	$5,812 \cdot 10^{-4}$	$8,575 \cdot 10^{-7}$	$8,691 \cdot 10^{-4}$	$5,634 \cdot 10^{-7}$
0.000045	-0,1793	0,0045	$7,735 \cdot 10^{-4}$	$1,289 \cdot 10^{-6}$	$9,93 \cdot 10^{-4}$	$6,696 \cdot 10^{-7}$
0.0005	-0,1291	0,00581	$8,949 \cdot 10^{-4}$	$1,448 \cdot 10^{-6}$	$9,984 \cdot 10^{-4}$	$8,017 \cdot 10^{-7}$

г) для карбонизированного песчаника

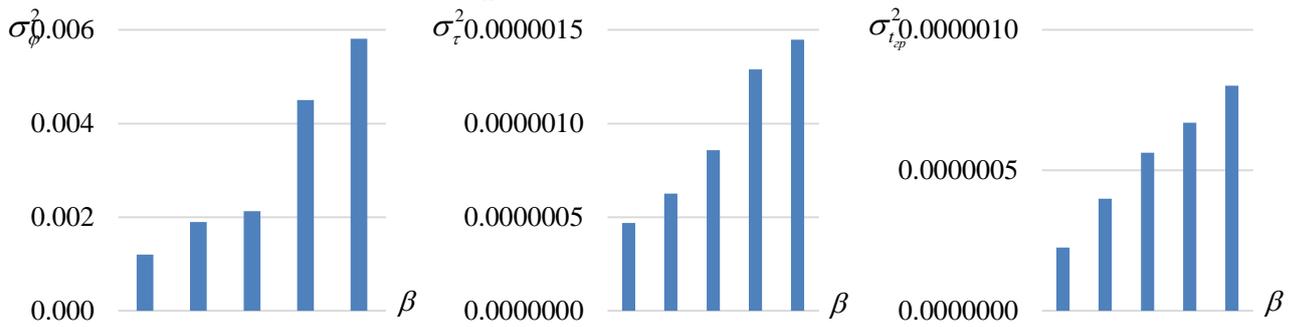
$\gamma = 11960$ β	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_φ^2	$\bar{\tau}_\varphi$	σ_τ^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
0.00001	-0,317	0,00097	$4,418 \cdot 10^{-4}$	$8,976 \cdot 10^{-8}$	$5,951 \cdot 10^{-4}$	$6,927 \cdot 10^{-8}$
0.000012	-0,37	0,00218	$3,583 \cdot 10^{-4}$	$9,345 \cdot 10^{-8}$	$4,437 \cdot 10^{-4}$	$8,919 \cdot 10^{-8}$
0.000015	-0,3823	0,0028	$2,832 \cdot 10^{-4}$	$9,949 \cdot 10^{-8}$	$3,363 \cdot 10^{-4}$	$1,011 \cdot 10^{-7}$
0.000017	-0,363	0,0046	$1,565 \cdot 10^{-4}$	$1,234 \cdot 10^{-7}$	$2,217 \cdot 10^{-4}$	$1,375 \cdot 10^{-7}$
0.00002	-0,391	0,0052	$1,291 \cdot 10^{-4}$	$1,471 \cdot 10^{-7}$	$1,934 \cdot 10^{-4}$	$1,598 \cdot 10^{-7}$



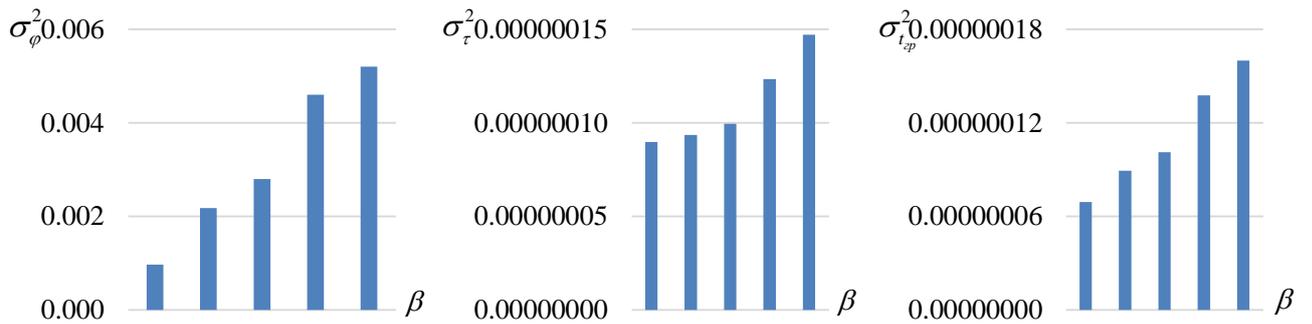
а) газонасыщенный песчаник



б) нефтенасыщенный песчаник



в) водонасыщенный песчаник



г) карбонизированный песчаник

Рисунок В.1 – Поведение ЦМВП для ВФС σ_ϕ^2 , ВФЗ σ_τ^2 и ФГЗ σ_{tsp}^2 при изменении параметров поглощения β II-го слоя при $h_2 = 50$ м

Таблица В.2 – Поведение прогнозных параметров при изменении параметров акустической жесткости γ II-го слоя при $h_2 = 50$ м

а) для газонасыщенного песчаника

$\beta = 0.0002$ γ	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
4920	-0,5217	0,025	$1,262 \cdot 10^{-3}$	$1,028 \cdot 10^{-5}$	$3,222 \cdot 10^{-3}$	$2,266 \cdot 10^{-5}$
5250	-0,518	0,018	$1,071 \cdot 10^{-3}$	$1,101 \cdot 10^{-5}$	$2,621 \cdot 10^{-3}$	$3,019 \cdot 10^{-5}$
5590	-0,812	0,041	$2,089 \cdot 10^{-3}$	$1,333 \cdot 10^{-5}$	$3,954 \cdot 10^{-3}$	$2,035 \cdot 10^{-5}$
5940	0,0989	0,038	$1,892 \cdot 10^{-3}$	$1,091 \cdot 10^{-5}$	$2,999 \cdot 10^{-3}$	$2,839 \cdot 10^{-5}$
6300	0,0857	0,021	$1,423 \cdot 10^{-3}$	$1,255 \cdot 10^{-5}$	$2,521 \cdot 10^{-3}$	$2,792 \cdot 10^{-5}$

б) для нефтенасыщенного песчаника

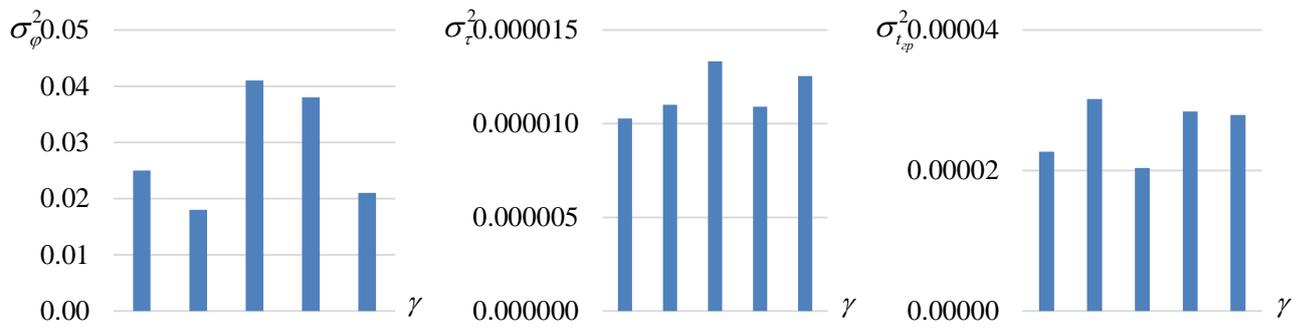
$\beta = 0.00006$ γ	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
6525	-0,1478	0,0093	$4,999 \cdot 10^{-3}$	$7,929 \cdot 10^{-6}$	$5,901 \cdot 10^{-3}$	$1,69 \cdot 10^{-6}$
6900	-0,09819	0,00918	$4,412 \cdot 10^{-3}$	$3,984 \cdot 10^{-6}$	$4,498 \cdot 10^{-3}$	$1,552 \cdot 10^{-6}$
7285	-0,13778	0,0092	$5,103 \cdot 10^{-3}$	$8,091 \cdot 10^{-6}$	$8,125 \cdot 10^{-3}$	$1,701 \cdot 10^{-6}$
7680	-0,1939	0,0094	$5,439 \cdot 10^{-3}$	$4,557 \cdot 10^{-6}$	$7,492 \cdot 10^{-3}$	$1,367 \cdot 10^{-6}$
8085	-0,09289	0,0113	$6,203 \cdot 10^{-4}$	$5,539 \cdot 10^{-6}$	$9,956 \cdot 10^{-3}$	$9,969 \cdot 10^{-7}$

в) для водонасыщенного песчаника

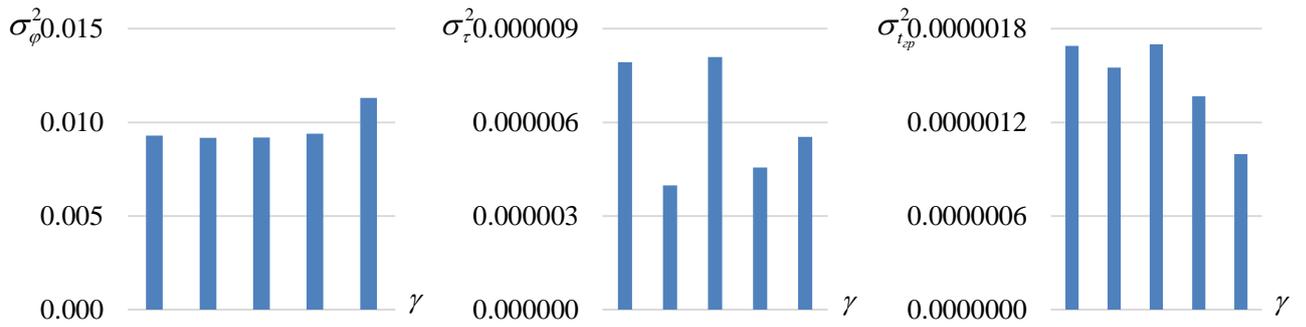
$\beta = 0.00003$ γ	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
8160	-0,0118	0,00124	$4,891 \cdot 10^{-4}$	$5,019 \cdot 10^{-7}$	$6,041 \cdot 10^{-4}$	$3,539 \cdot 10^{-7}$
8575	0,02564	0,00147	$5,793 \cdot 10^{-4}$	$4,973 \cdot 10^{-7}$	$1,027 \cdot 10^{-3}$	$4,017 \cdot 10^{-7}$
9000	-0,151	0,0012	$4,453 \cdot 10^{-4}$	$4,691 \cdot 10^{-7}$	$6,051 \cdot 10^{-4}$	$2,256 \cdot 10^{-7}$
9435	0,0252	0,00158	$3,967 \cdot 10^{-4}$	$4,435 \cdot 10^{-7}$	$5,786 \cdot 10^{-4}$	$4,391 \cdot 10^{-7}$
9880	0,0783	0,0023	$2,921 \cdot 10^{-4}$	$3,999 \cdot 10^{-7}$	$1,071 \cdot 10^{-3}$	$3,911 \cdot 10^{-7}$

г) для карбонизированного песчаника

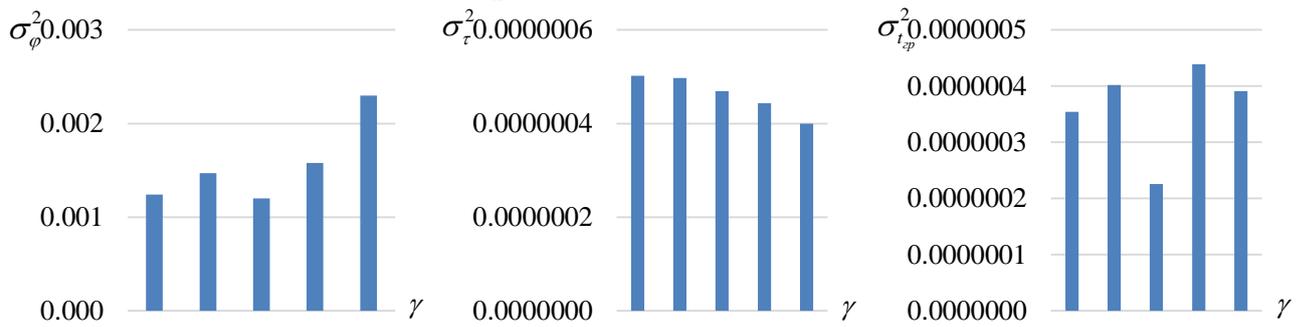
$\beta = 0.00001$ γ	$\bar{\varphi}_{12}$	σ_{φ}^2	$\bar{\tau}_{\varphi}$	σ_{τ}^2	\bar{t}_{ep}	σ_t^2
11960	-0,317	0,00097	$4,418 \cdot 10^{-4}$	$8,976 \cdot 10^{-8}$	$5,951 \cdot 10^{-4}$	$6,927 \cdot 10^{-8}$
12455	-0,053	0,0009	$2,935 \cdot 10^{-4}$	$6,548 \cdot 10^{-8}$	$4,891 \cdot 10^{-4}$	$5,099 \cdot 10^{-8}$
12960	-0,1271	0,001	$6,013 \cdot 10^{-4}$	$7,853 \cdot 10^{-8}$	$8,046 \cdot 10^{-4}$	$7,737 \cdot 10^{-8}$
13475	0,146	0,00093	$5,997 \cdot 10^{-4}$	$8,169 \cdot 10^{-8}$	$8,091 \cdot 10^{-4}$	$6,651 \cdot 10^{-8}$
14000	0,0434	0,0011	$3,955 \cdot 10^{-4}$	$7,737 \cdot 10^{-8}$	$4,634 \cdot 10^{-4}$	$5,385 \cdot 10^{-8}$



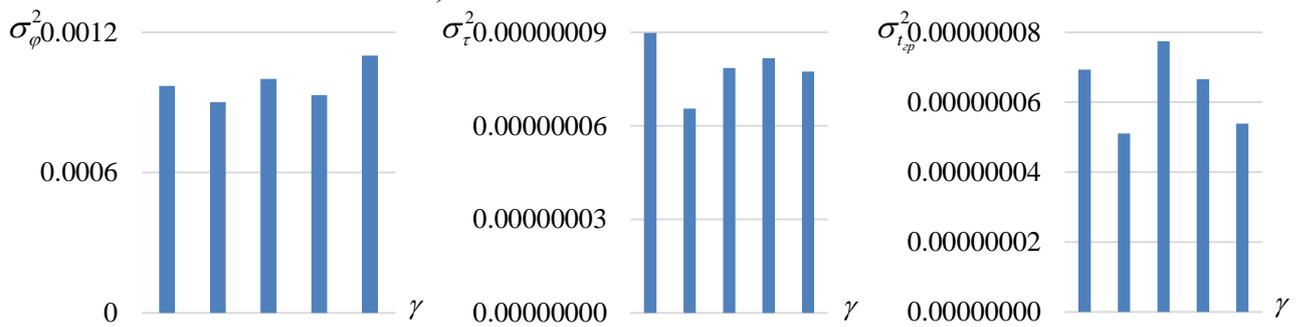
а) газонасыщенный песчаник



б) нефтенасыщенный песчаник



в) водонасыщенный песчаник



г) карбонизированный песчаник

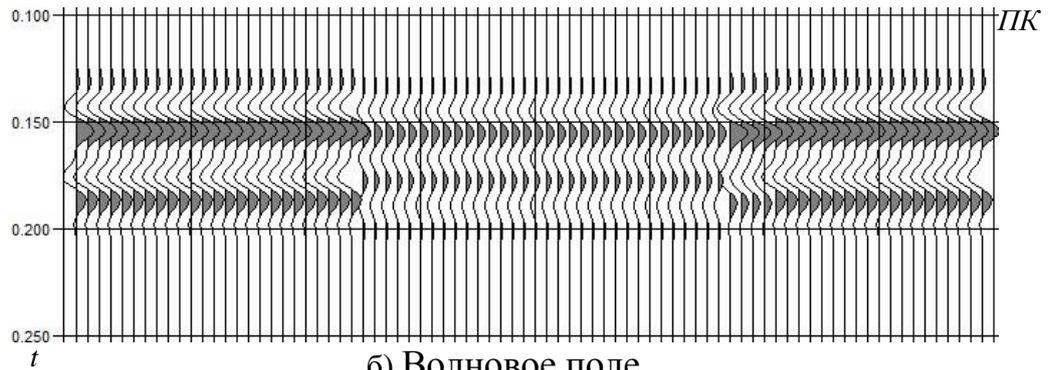
Рисунок В.2 – Поведение ЦМВП для ВФС σ_ϕ^2 , ВФЗ σ_τ^2 и ФГЗ σ_{tsp}^2 при изменении параметров акустической жесткости γ II-го слоя при $h_2 = 50$ м

Приложение Г
(справочное)

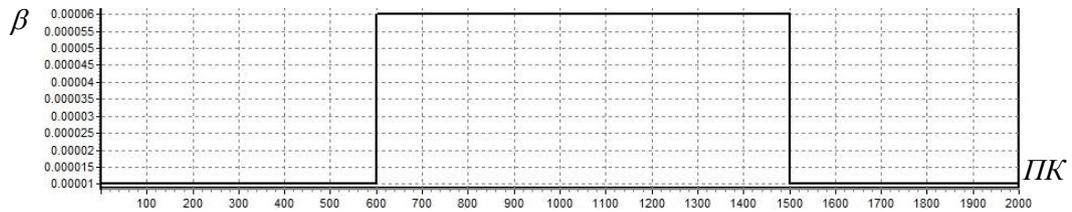
Исследование на моделях геологических сред для случая различных свойств по латерали II-го слоя при $h_2 = 50$ м

Аргиллиты		
Карбонизированный песчаник	Нефтенасыщенный песчаник	Карбонизированный песчаник
Аргиллиты		

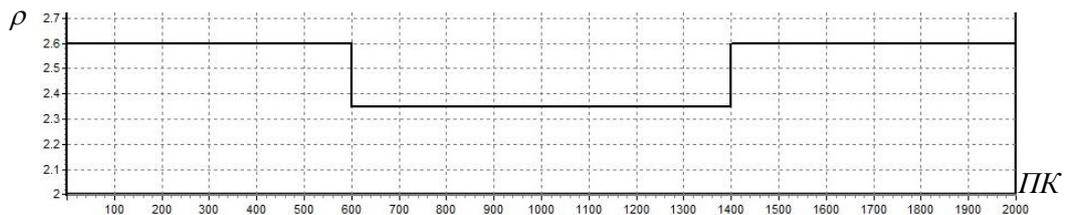
а) Модель геологической среды



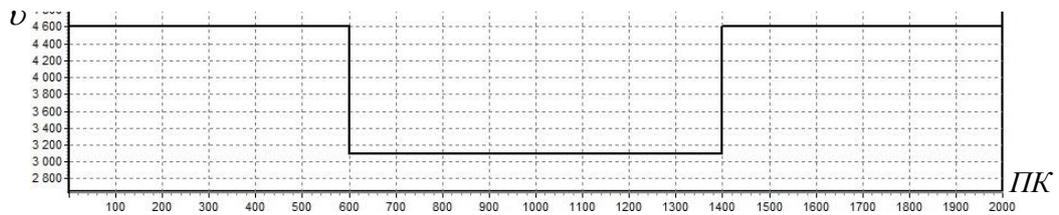
б) Волновое поле



в) Изменение поглощения β

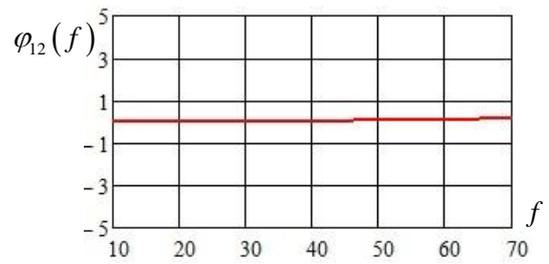
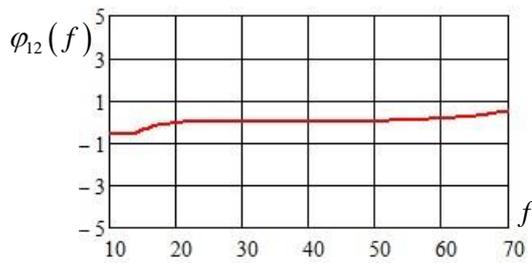


г) Изменение плотности породы ρ



д) Изменение скорости v распространения волны в слое

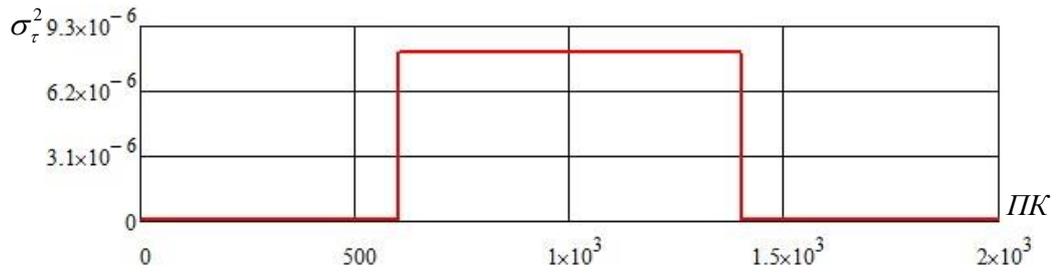
Рисунок Г.1 – Модель II при $h_2 = 50$ м



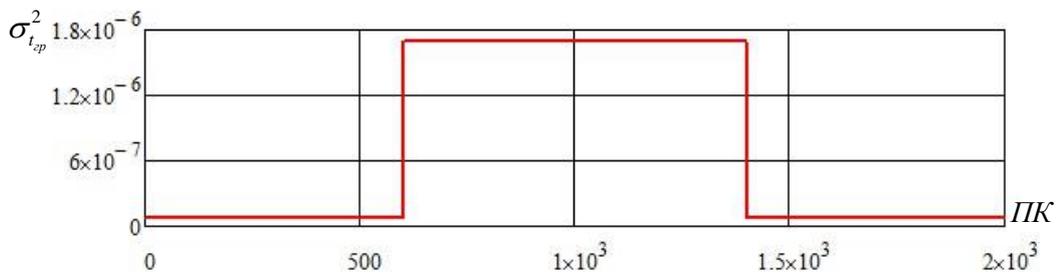
ВФС отраженных волн

а) нефтенасыщенный песчаник

б) карбонизированный песчаник



в) ЦМВП для взаимной фазовой задержки σ_{τ}^2



г) ЦМВП для взаимной групповой задержки $\sigma_{t_{gp}}^2$

Рисунок Г.2 – Параметры для различных участков II-го слоя для модели II при $h_2 = 50$ м

Аргиллиты		
Водонасыщенный песчаник	Газонасыщенный песчаник	Водонасыщенный песчаник
Аргиллиты		

а) Модель геологической среды

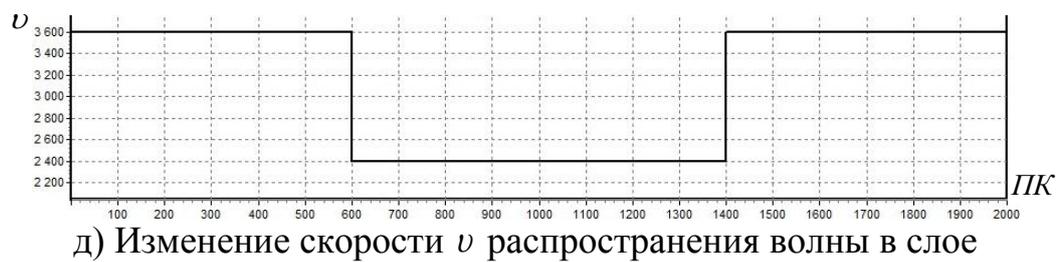
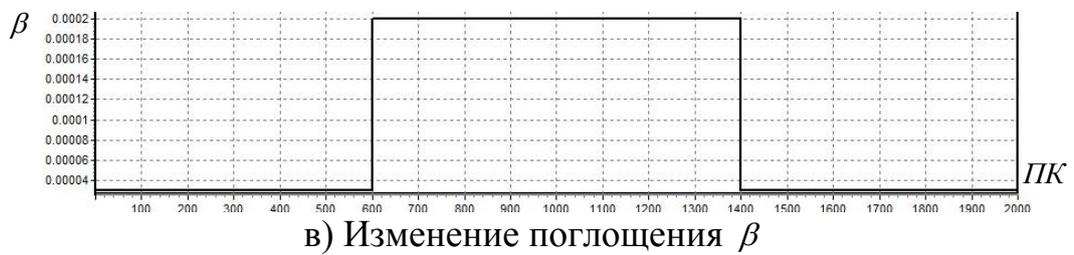
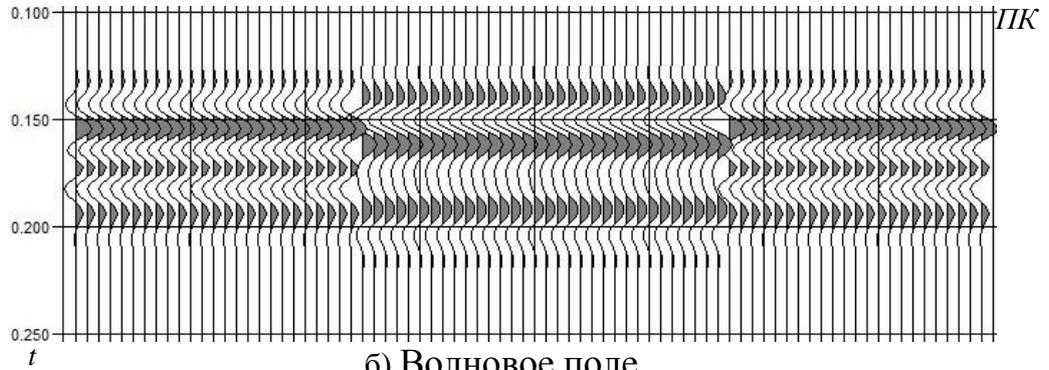
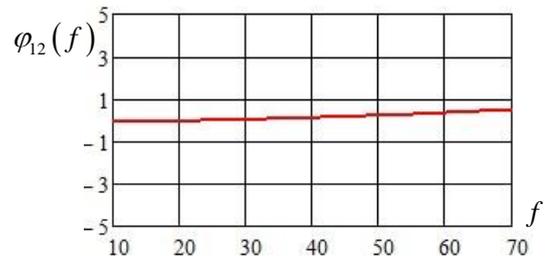
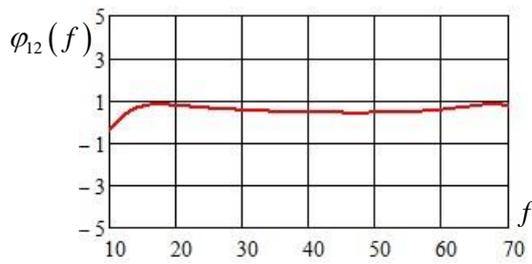


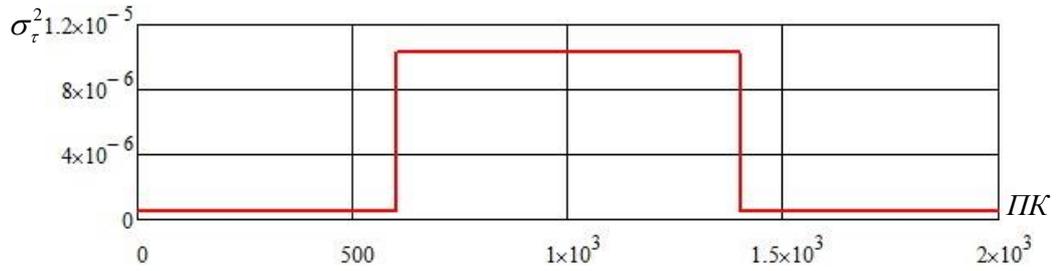
Рисунок Г.3 – Модель III при $h_2 = 50$ м



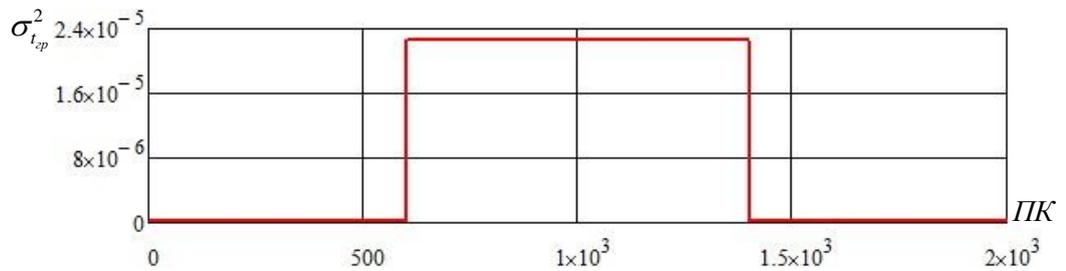
ВФС отраженных волн

а) газонасыщенный песок

б) водонасыщенный песок



в) ЦМВП для взаимной фазовой задержки σ_{τ}^2



г) ЦМВП для взаимной групповой задержки σ_{τ}^2

Рисунок Г.4 – Параметры для различных участков II-го слоя для модели III при $h_2 = 50$ м

Аргиллиты		
Водонасыщенный песчаник	Нефтенасыщенный песчаник	Водонасыщенный песчаник
Аргиллиты		

а) Модель геологической среды

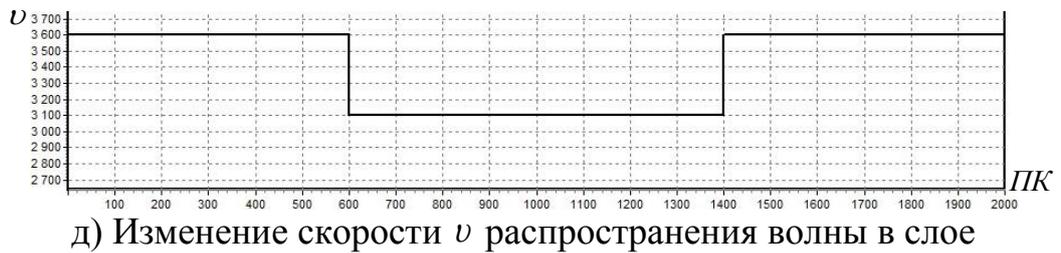
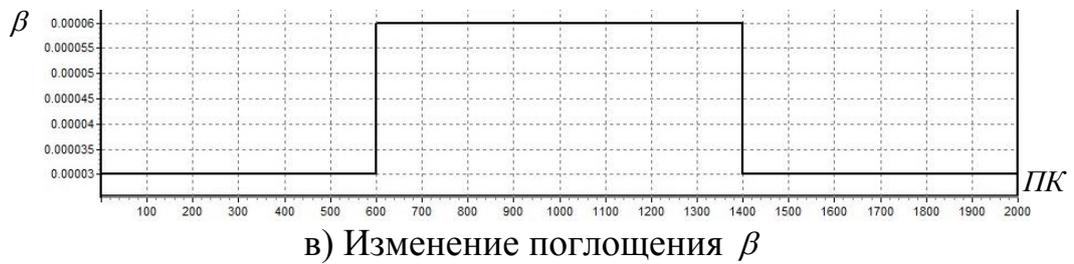
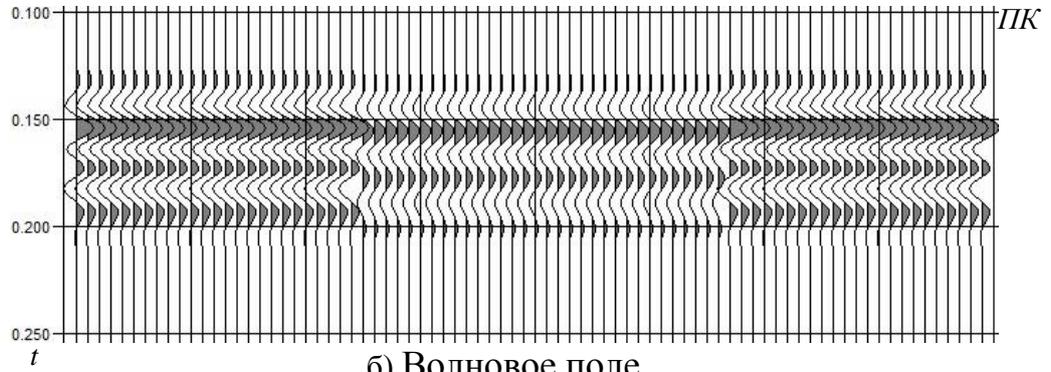
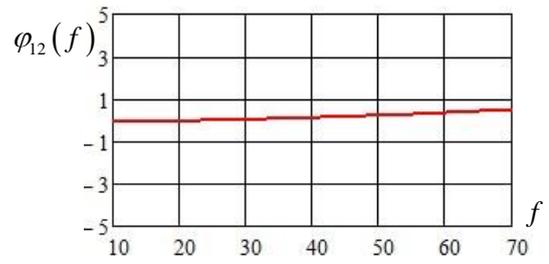
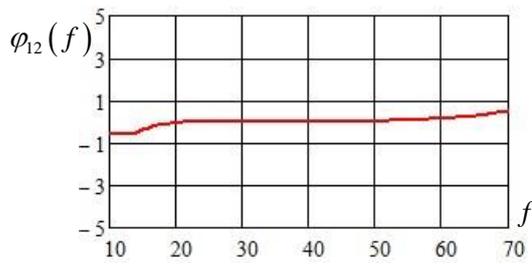


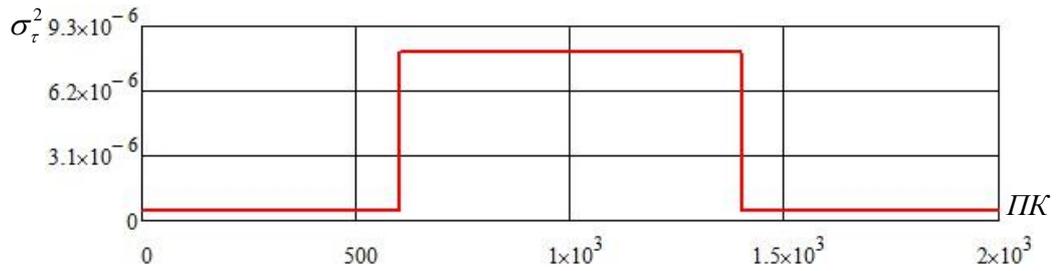
Рисунок Г.5 – Модель IV при $h_2 = 50$ м



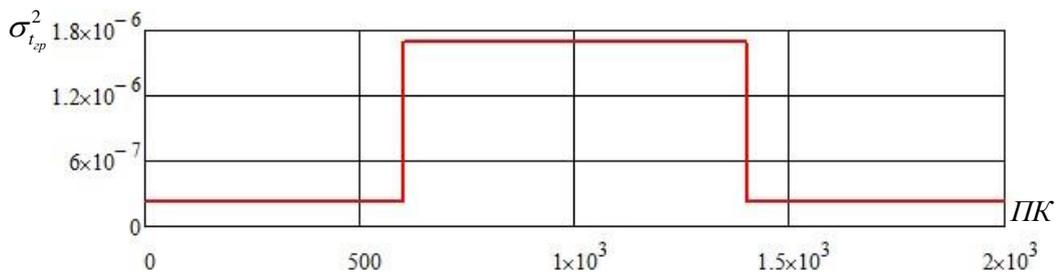
ВФС отраженных волн

а) нефтенасыщенный песчаник

б) водонасыщенный песчаник



в) ЦМВП для взаимной фазовой задержки σ_{τ}^2



г) ЦМВП для взаимной групповой задержки $\sigma_{t'}^2$

Рисунок Г.6 – Параметры для различных участков II-го слоя для модели IV при $h_2 = 50$ м

Приложение Д
(справочное)
Выборочная обработка данных сейсмических наблюдений

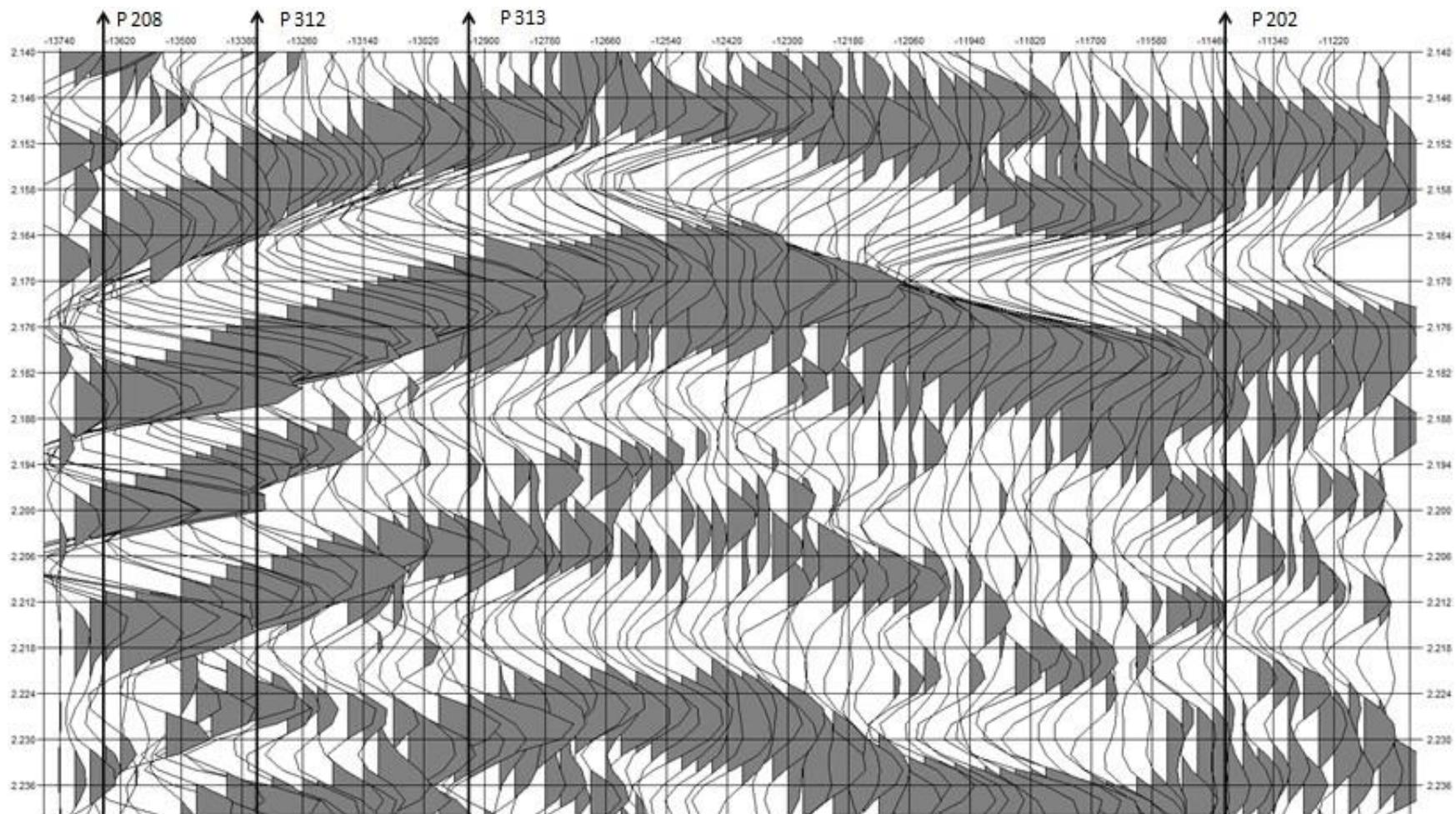


Рисунок Д.1 – Разрез ОГТ Крапивинское месторождение, профиль 89.4,5,7.44

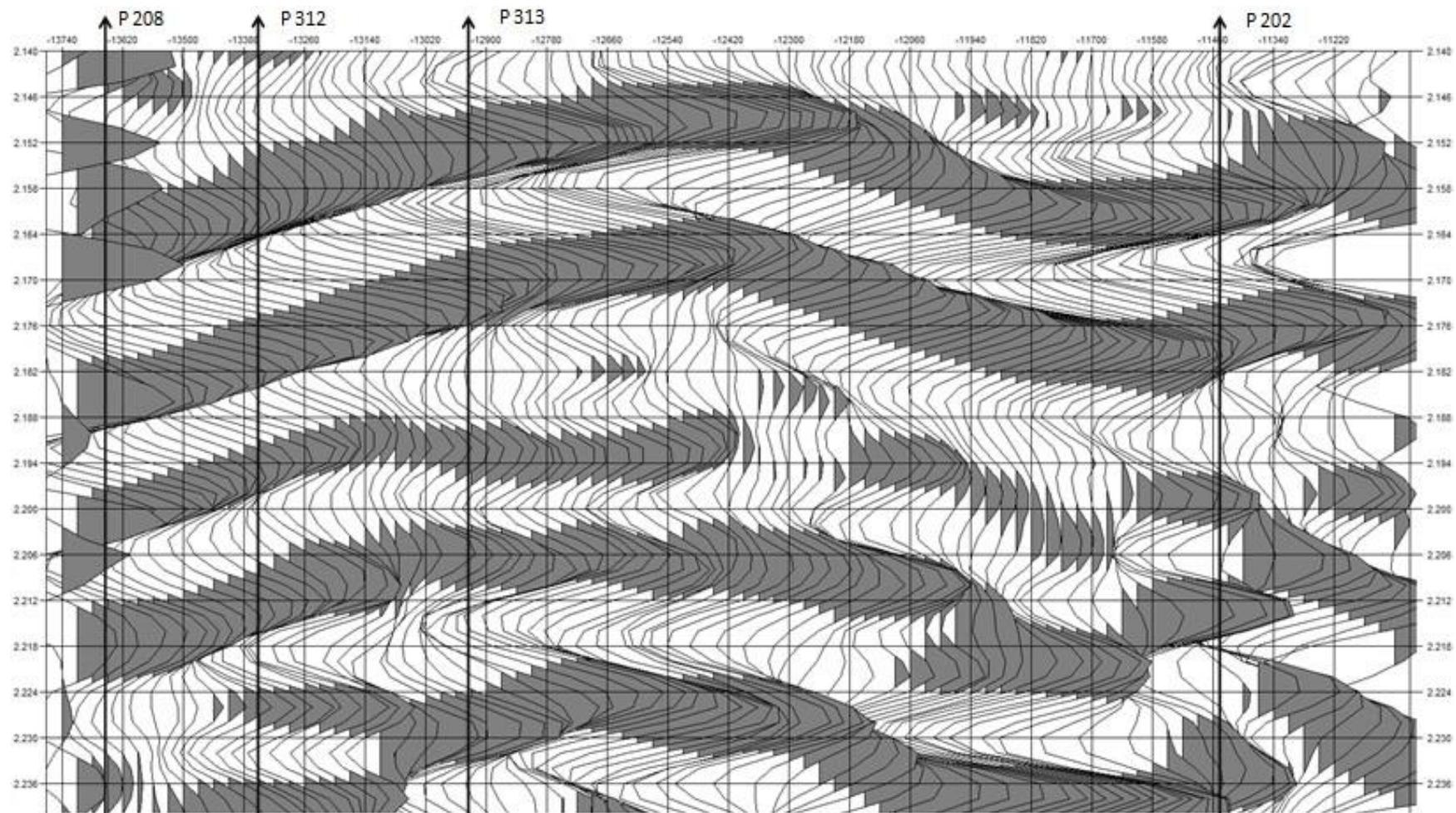


Рисунок Д.2 – Объектно-ориентированный разрез Крапивинское месторождение, профиль 89.4,5,7.44

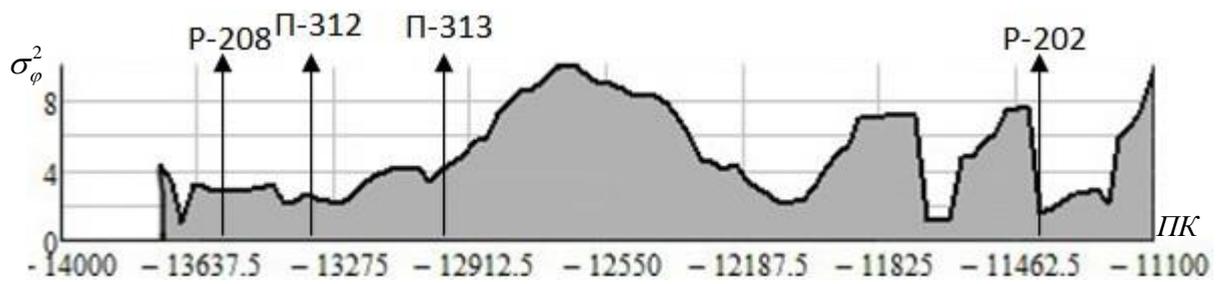


Рисунок Д.3 – ЦМВП для ВФС σ_{ϕ}^2 , профиль 89.4,5,7.44

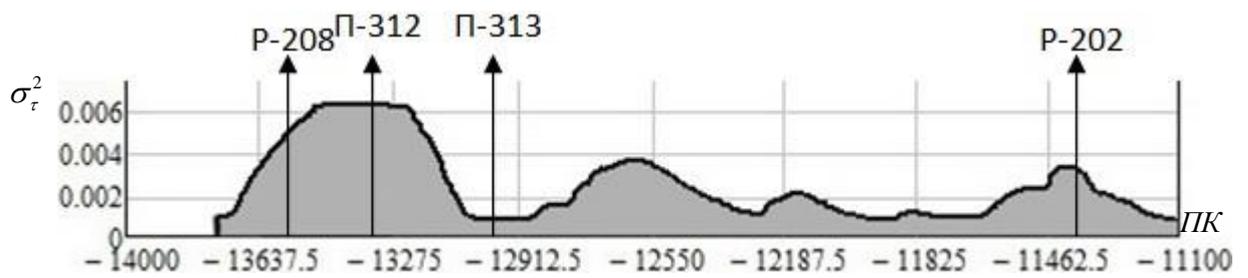


Рисунок Д.4 – ЦМВП для ВФЗ σ_{τ}^2 , профиль 89.4,5,7.44

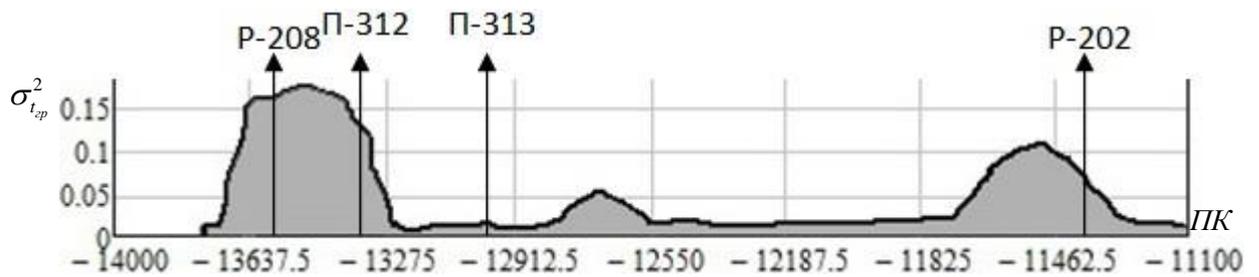


Рисунок Д.5 – ЦМВП для ВГЗ $\sigma_{t_{sp}}^2$, профиль 89.4,5,7.44

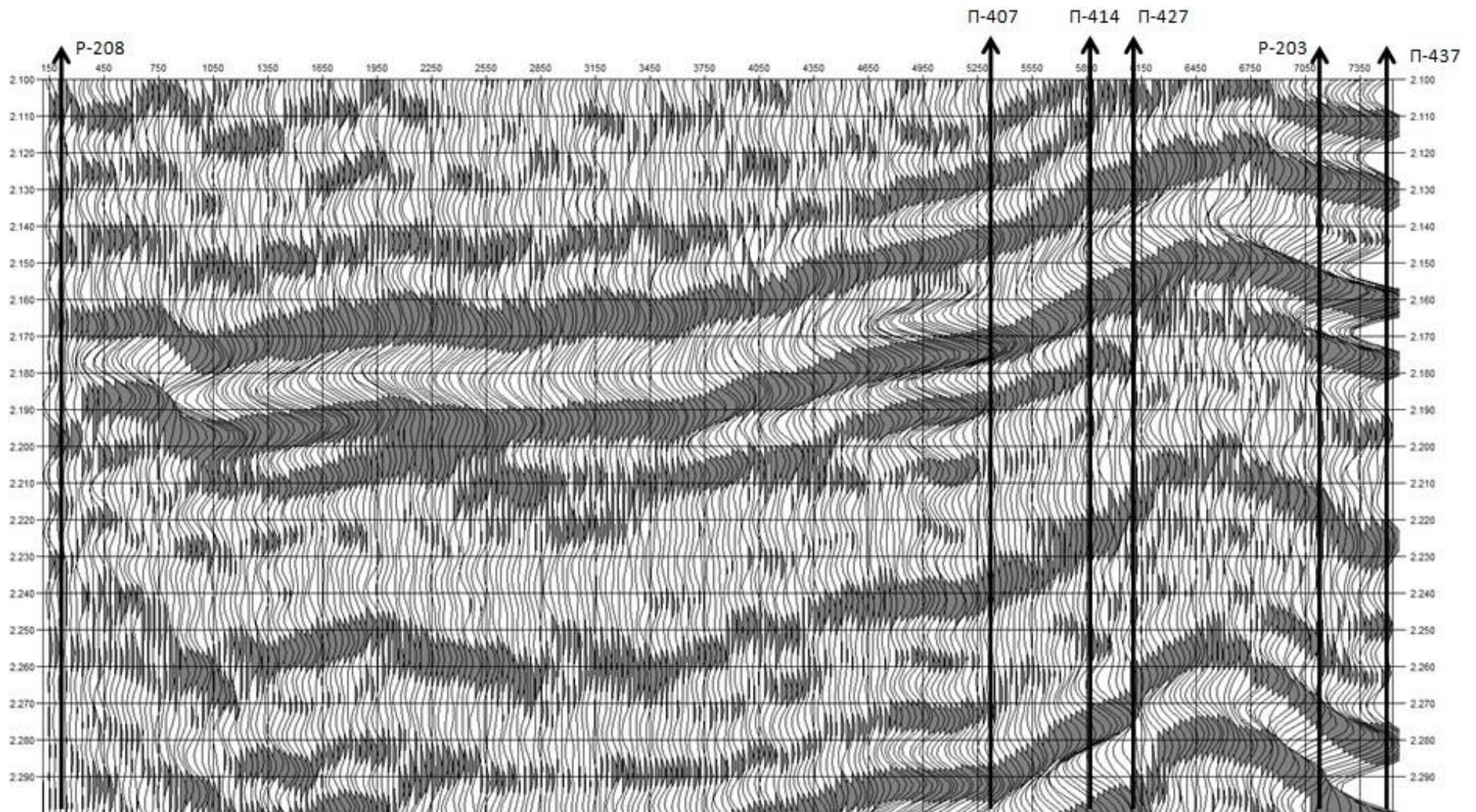


Рисунок Д.6 – Разрез ОГТ Крапивинское месторождение, профиль 85.4,5,7.85

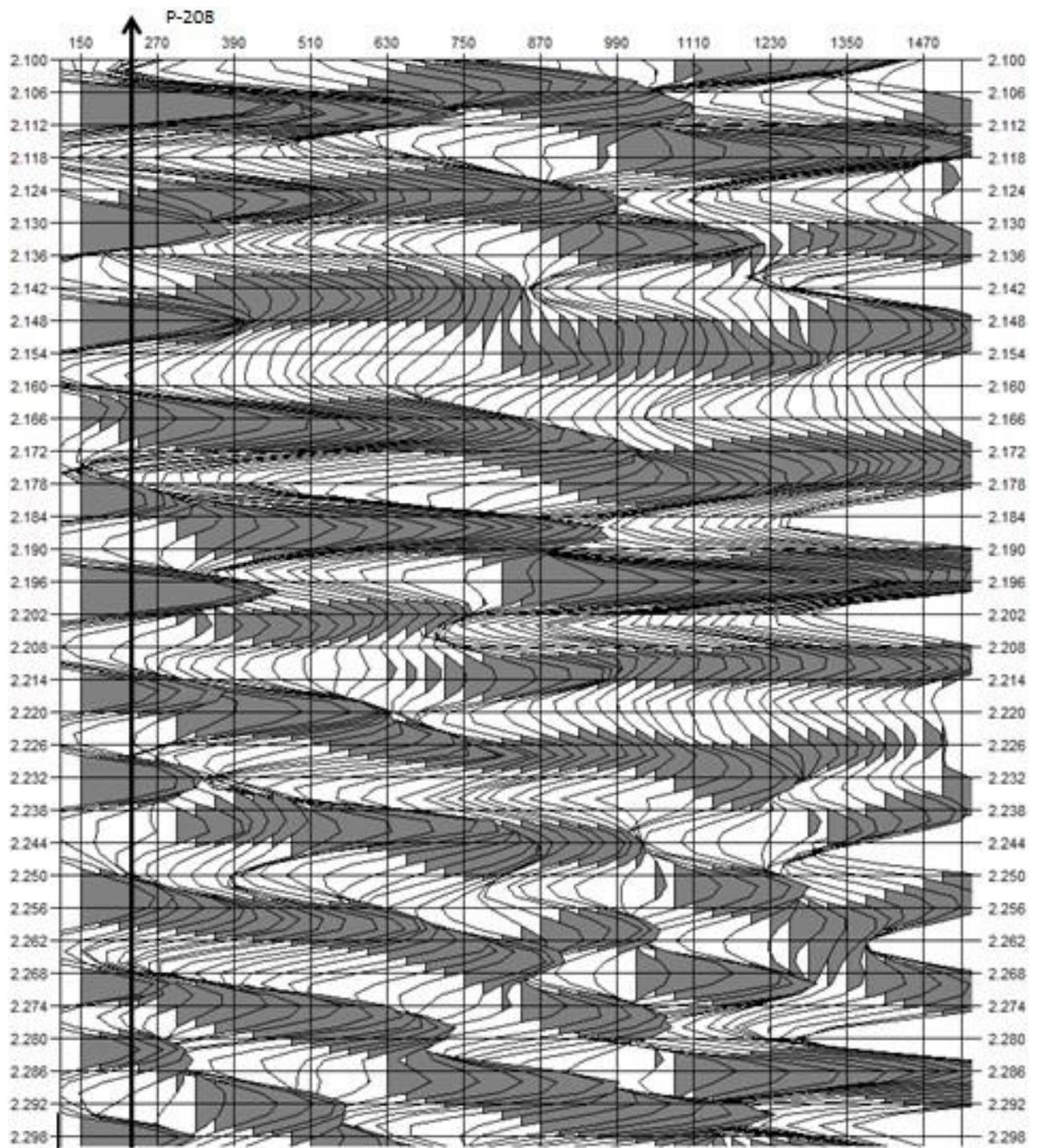


Рисунок Д.7 – Объектно-ориентированный разрез Крапивинское месторождение, профиль 89.4,5,7.85 с 150 по 1500 пикет

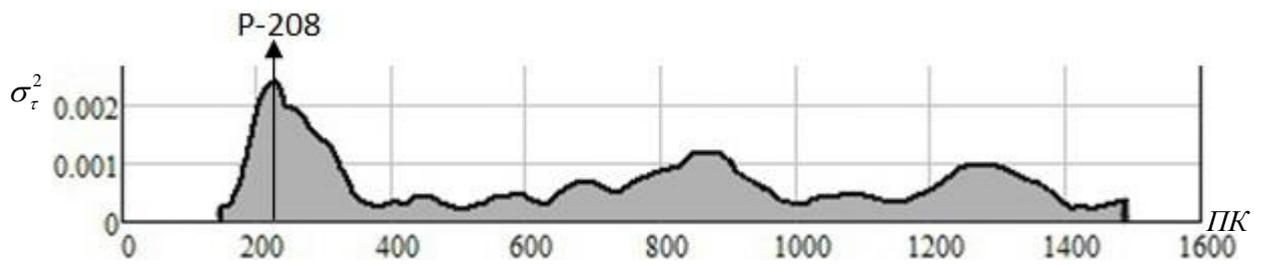


Рисунок Д.8 – ЦМВП для ВФЗ σ_r^2 , профиль 89.4,5,7.85 с 150 по 1500 пикет

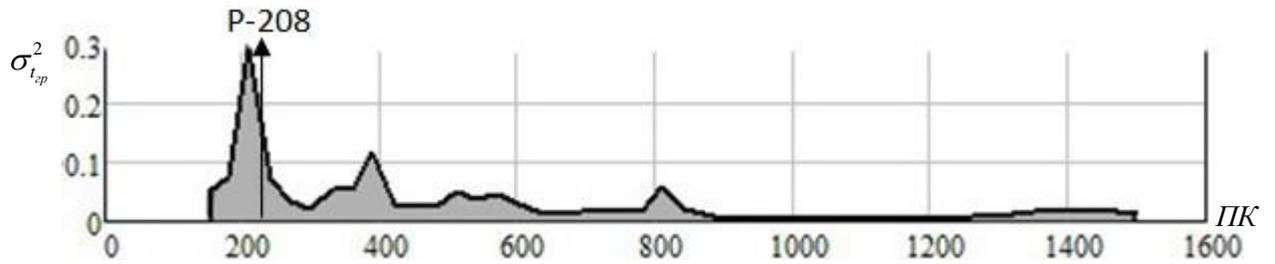


Рисунок Д.9 – ЦМВП для ВФЗ $\sigma_{t_{zp}}^2$, профиль 89.4,5,7.85 с 150 по 1500 пикет

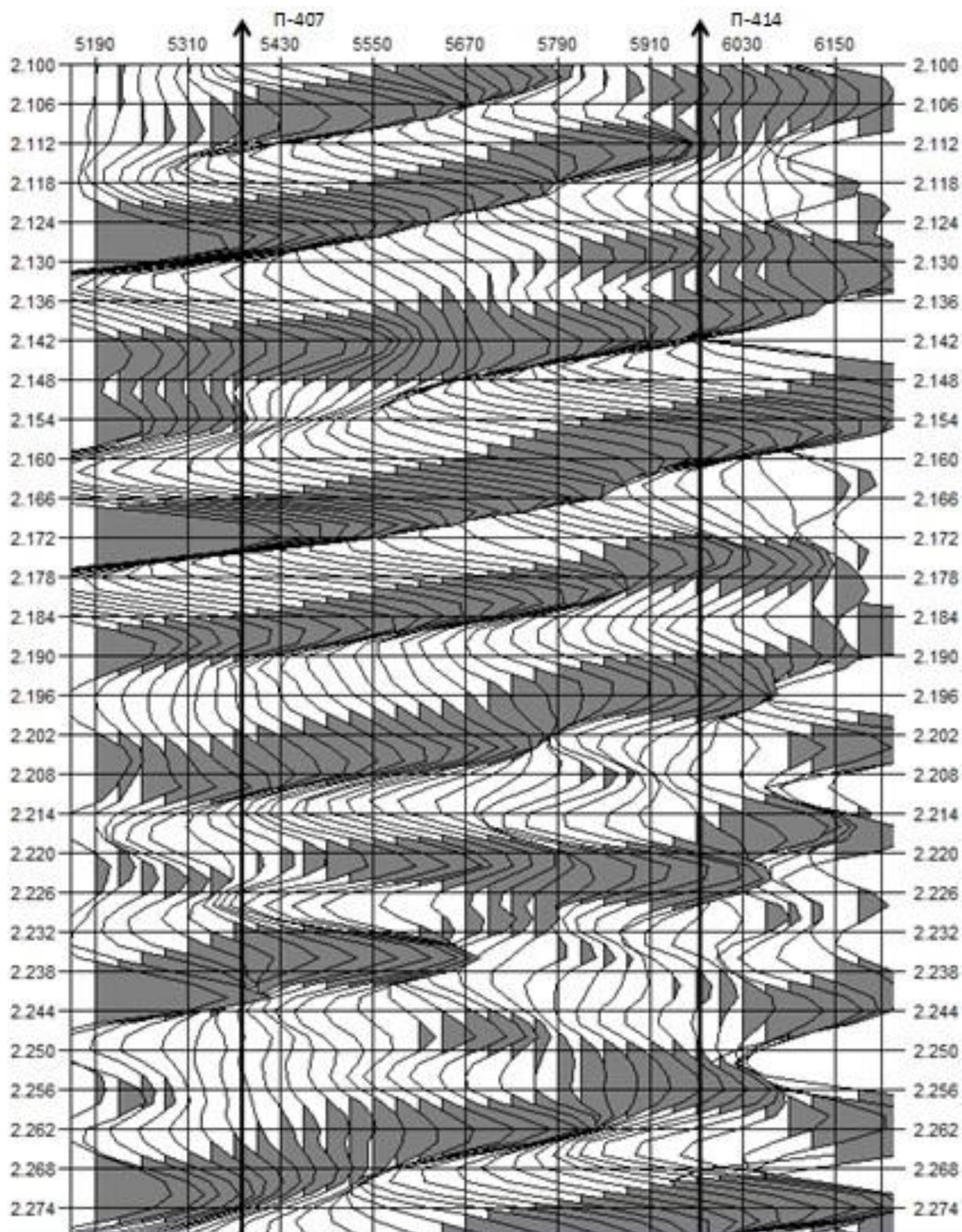


Рисунок Д.10 – Объектно-ориентированный разрез Крапивинское месторождение, профиль 89.4,5,7.85 с 5190 по 6150 пикет

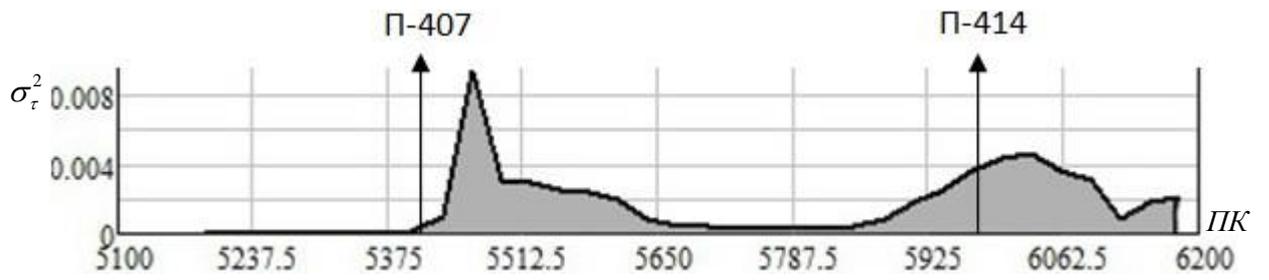


Рисунок Д.11 – ЦМВП для ВФЗ σ_r^2 , профиль 89.4,5,7.85 с 5190 по 6150 пикет

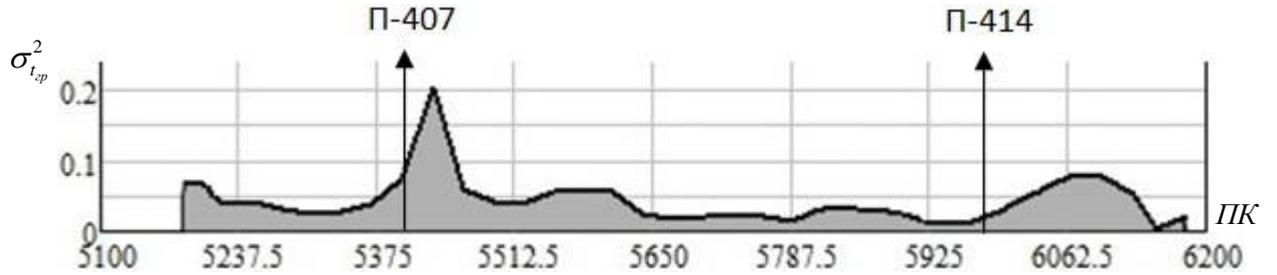


Рисунок Д.12 – ЦМВП для ВФЗ $\sigma_{t,sp}^2$, профиль 89.4,5,7.85 с 5190 по 6150 пикет

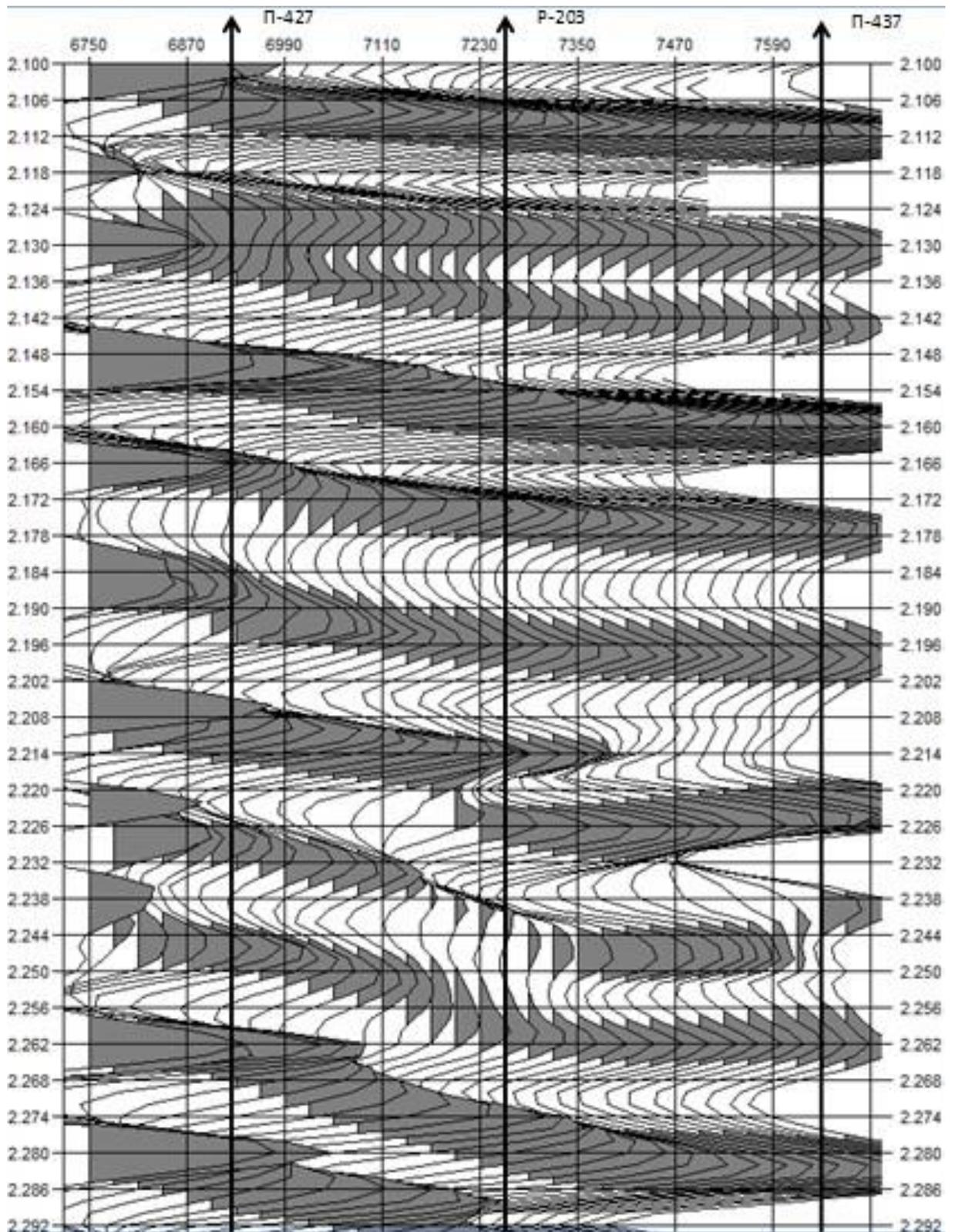


Рисунок Д.13 – Объектно-ориентированный разрез Крапивинское месторождение, профиль 89.4,5,7.85 с 6750 по 7710 пикет

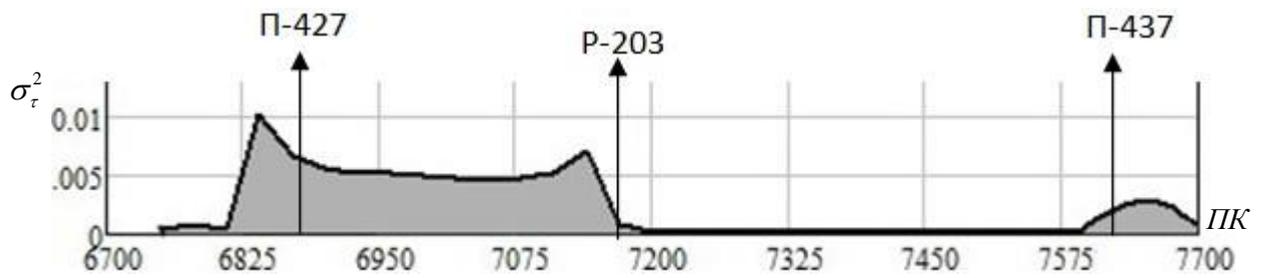


Рисунок Д.14 – ЦМВП для ВФЗ σ_r^2 , профиль 89.4,5,7.85 с 6750 по 7710 пикет

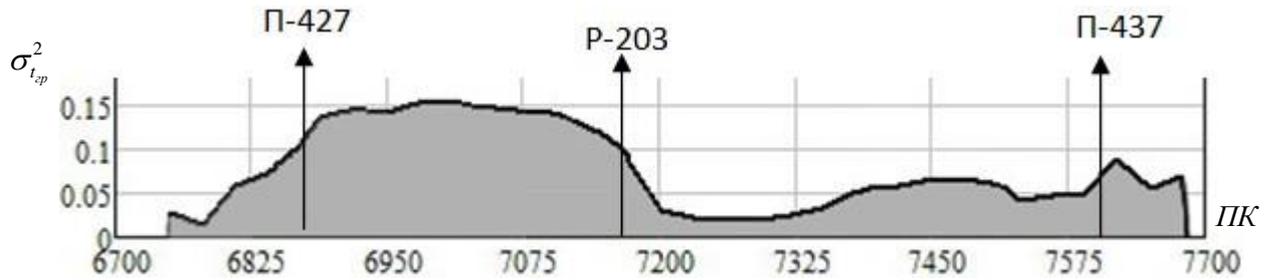


Рисунок Д.15 – ЦМВП для ВГЗ σ_t^2 , профиль 89.4,5,7.85 с 6750 по 7710 пикет