

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки  
Институт горного дела им. Н.А. Чинакала  
Сибирского отделения Российской академии наук

*На правах рукописи*



**Азаров Антон Витальевич**

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН И  
МНОГОКАНАЛЬНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА  
ОСНОВЕ ЧАСТОТНО-ВРЕМЕННЫХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ И  
ПРОЕКЦИОННЫХ МЕТОДОВ**

Специальность 1.2.2 –

«Математическое моделирование, численные методы и комплексы  
программ»

**Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

Научный руководитель:  
Кандидат физико-математических наук,  
Сердюков Александр Сергеевич

Новосибирск - 2023

## Оглавление

	стр.
<b>Введение.....</b>	4
<b>Глава 1. Анализ и обобщение результатов исследований по методам подавления шума в данных.....</b>	15
1.1 Проблема шума в сейсмических данных.....	15
1.2 Подавление поверхностных волн в данных сейсморазведки.....	21
1.3 Алгоритмы подавления шума в данных микросейсмического мониторинга .....	31
1.3.1 Одноканальные методы подавления шума .....	31
1.3.2 Многоканальные методы подавления шума.....	34
<b>Глава 2. Разработка метода моделирования поверхностных волн в наземной сейсморазведке в условиях пересечения спектров с объемными волнами .....</b>	40
2.1 Модель распространения поверхностных волн в частотно- временной области .....	40
2.2 Метод моделирования поверхностных волн и алгоритм фильтрации данных наземной сейсморазведки на его основе.....	43
2.3 Особенности реализации метода при пассивном МСМ .....	48
2.4 Тестирование метода подавления поверхностных волн .....	50
2.4.1 Подавление поверхностных волн в данных сейсморазведки в случае горизонтально-слоистой среды с плоской свободной поверхностью.....	50
2.4.2 Подавление поверхностных волн в данных сейсморазведки в случае среды с криволинейной свободной поверхностью.....	53
2.4.3 Подавление поверхностных волн в данных пассивного МСМ.	56

<b>Глава 3. Выделение полезных сигналов на основе проекционного фильтра.....</b>	<b>67</b>
3.1 Проекционный фильтр (теория).....	67
3.2 Статистические поправки времен пробега.....	71
3.3 Тестирование метода фильтрации на синтетических данных .....	73
3.4 Тестирование метода фильтрации на полусинтетических данных ....	78
<b>Глава 4. Комплексы программ обработки данных пассивного микросейсмического мониторинга и сейсморазведки наземными системами наблюдения.....</b>	<b>86</b>
4.1 Комплекс программ обработки данных пассивного микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения.....	87
4.1.1 Комплекс программ обработки данных пассивного микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения.....	87
4.1.2 Тестирование программного комплекса обработки данных микросейсмического мониторинга на синтетических данных.....	92
4.1.3 Обработка реальных данных микросейсмического мониторинга.....	97
4.2 Комплекс программ подавления поверхностных волн в сейсмических данных, собранных наземными системами наблюдения.....	100
4.2.1 Структура комплекса программ для подавления поверхностных волн.....	101
4.2.2 Тестирование комплекса программ подавления поверхностных волн на полевых данных.....	102
<b>Заключение.....</b>	<b>105</b>
<b>Список литературы.....</b>	<b>107</b>

## Введение

### **Актуальность работы.**

Сейсмическое зондирование и наблюдения упругих колебаний, генерируемых горными породами при их деформировании, используются для изучения строения и свойств геологической среды, дистанционного контроля геодинамических процессов природного и техногенного происхождения. При разработке полезных ископаемых, например нефти и газа, широкое применение получили сейсмическая разведка месторождений на отраженных волнах и мониторинг состояния продуктивных пластов и технологических процессов, например гидроразрыва, по эндогенному микросейсмическому излучению. При обработке данных, их редактировании, выделении полезных сигналов используются различные подходы, основанные на прямом моделировании распространения сейсмических волн, решении обратных задач динамической теории упругости и анализа сигналов.

Методами решения прямых и обратных задач динамической сейсмики занимался ряд российских ученых: Г.И. Петрашень, М.М. Лаврентьев, А.С. Алексеев, С.В. Гольдин, Б.М. Михайленко, В.Г. Романов В.Г., С.И. Кабанихин и др., результаты исследований сейсмичности горных пород и ее использования для контроля геодинамических процессов, представлены в работах А.В. Николаева, М.А. Садовского, Г.Н. Ерохина, А.Н. Кремлева и др., развитием численных методов обработки данных микросейсмического мониторинга занимались Колесников Ю.В., В.Н. Мартынов, А.Ф. Кушнир, S. Maxwell, P. Dunkan, L. Eiser, Д.А. Маловичко, V. I. Grechka, В.А. Рыжов, Рабинович Е.В., Вайнмастер П.И., Александров С. И., Мишин В.А., Шмаков Ф.Д., Бортников П.Б., Ерохин Г.Н., Кремлев А.Н. и др.

Регистрация и выделение сейсмических сигналов, приходящих из глубины породного массива, в условиях действующих предприятий затруднена интенсивными шумами, высокий уровень которых снижает информативность и достоверность сейсмических методов разведки и мониторинга месторождений



полезных ископаемых. Поэтому задача снижения уровня шума в данных и усиление полезных сигналов является важной, особенно в случае использования наземных систем наблюдения, где основная часть шумов представляет собой совокупность поверхностных волн, амплитуды которых на приемниках могут многократно превышать амплитуды объемных волн.

На сегодняшний день существующие методы не позволяют полностью решить проблему шума в данных, что делает её актуальной. Большая часть разработанных методов основана на использовании некоторых характеристик наблюдаемых сигналов, чаще всего временных и пространственных. При таком подходе могут возникать трудности в случае совпадения характеристик полезных сигналов и волн-помех. Например, применение полосовой фильтрации или  $f$ - $k$  фильтрации при пересечении спектров помех и полезных сигналов может приводить либо к тому, что в данных остается высокий уровень шума, либо к искажению полезного сигнала, либо и к тому и другому. Помимо этого, из-за малого числа используемых приемников при сейсмических наблюдениях, может также возникать пространственный алиасинг, который приведет к снижению эффективности такого типа фильтров.

В данной работе задачу подавления шума предлагается решать путем построения математических моделей и использования методов прямого моделирования. Такой подход позволит выделять только ту часть данных, которая соответствует модели (например, модели шума) и оказывать минимальное влияние на оставшуюся.

**Связь темы диссертации с научно-техническими программами.** Диссертационная работа выполнена в рамках проекта Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» по теме «Разработка научно-технических основ создания технологии микросейсмического мониторинга геодинамических процессов в массиве горных пород при разработке месторождений твердых полезных ископаемых в сложных горно-геологических условиях» (проект № 14-604-21-0047), а также при поддержке Российского фонда

фундаментальных исследований (грант «Развитие метода эмиссионной томографии в задачах мониторинга добычи полезных ископаемых на основе учета и определения механизмов микросейсмических событий» №16-35-00513, «Развитие методов обработки данных микросейсмического мониторинга с учетом анизотропии горных пород» №15-35-20932, «Создание и исследование новых адаптивных методов частотно-временной и пространственно-временной спектральной фильтрации сейсмических сигналов» №18-35-20030) и Российского научного фонда (проект «Развитие сейсморазведки на поверхностных волнах на основе создания и исследования метода многоканального анализа адаптивных частотно-временных представлений данных» №22-77-10023).

**Целью диссертационной работы** является разработка методов математического моделирования поверхностных волн в данных наземной сейсморазведки для последующего их подавления, разработка многоканальной фильтрации микросейсмических данных, численная реализация разработанных методов в виде комплекса проблемно-ориентированных программ.

**Предметом исследования** являются методы подавления помех и усиления полезного сигнала в сейсморазведке на отраженных волнах и пассивном микросейсмическом мониторинге с использованием наземных систем наблюдения, включающие в себя применение многоканальной фильтрации данных, моделирования волн-помех и полезного сигнала.

**Объектом исследования** являются поверхностные сейсмические волны, выступающие в роли помех в данных сейсморазведки на отраженных волнах и микросейсмического мониторинга геодинамических процессов разработки полезных ископаемых осуществляемых с использованием наземных систем наблюдения, а также сейсмические волновые поля, возникающие в результате микросейсмической эмиссии вследствие геодинамических процессов в ходе разработки полезных ископаемых, выступающие в качестве полезного сигнала и требующие усиления в целях проведения мониторинга.

**Основные задачи исследования:**

1. Разработка метода моделирования поверхностных волн в наземной сейсморазведке в условиях пересечения спектров с объемными волнами для последующего вычитания полученной модели из данных с целью подавления поверхностно-волновых помех.

2. Разработка и исследование метода многоканальной фильтрации микросейсмических данных для подавления сигналов от источников, расположенных вне заданной области среды и селективной фильтрации сигналов, механизм излучения которых соответствует природе наблюдаемого геодинамического процесса.

3. Разработка комплекса программ на основе предложенных методов для моделирования и подавления поверхностных волн в данных наземной сейсморазведки, многоканальной фильтрации и локации микросейсмических событий.

**Методы исследования:** анализ и обобщение сведений и публикаций по методам подавления поверхностно-волновых помех при обработке данных наземной сейсморазведки и микросейсмического мониторинга, методы решения обратных задач, корреляционного анализа, моделирования распространения упругих волн в сложно построенных упругих средах, методы частотно-временного и пространственного спектрального анализа данных на основе применения оконных Фурье и Вейвлет преобразований, преобразования Стоквелла, оптимизационные методы поиска минимума функционалов и решения плохо-обусловленных систем линейных алгебраических уравнений, численный метод конечных разностей моделирования распространения сейсмических волновых полей. Проведение комплексных исследований проблемы повышения эффективности подавления поверхностно-волновых помех и усиления полезного сигнала в данных наземной сейсмической разведки и микросейсмического мониторинга путем выполнения вычислительных экспериментов с использованием алгоритмов моделирования распространения сейсмических волновых полей в неоднородных средах.

**На защиту выносятся** следующие результаты, соответствующие четырем пунктам (1, 2, 3, 9) паспорта специальности 1.2.2 – «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ» по техническим наукам.

*Пункт 1: Разработка новых математических методов моделирования объектов и явлений.*

Метод моделирования поверхностных волн в наземной сейсморазведке, состоящий из последовательно выполняемых операций преобразования сейсмических данных в частотно-временную область, определения групповых скоростей поверхностных волн и соответствующих времен их прихода на приемники, внесения в данные соответствующих временных поправок, выделения мод поверхностных волн путем анализа главных компонент волнового поля и обратного преобразования выделенных мод во временную область.

Выходная модель описывает основные моды поверхностных волн, излучаемых совокупностью поверхностных источников, действующих в зоне приема, и их вклад в сейсмические данные. В численной реализации метода перевод данных из временной области в частотно-временную и обратно выполняется на основе прямого и обратного преобразований Стоквелла (ST), выделение волновых мод – на основе преобразования Кархунена-Лозва (KLT). Топография дневной поверхности и нерегулярность расстановки приемников учитываются во временных поправках путем решения прямой задачи распространения поверхностной волны в скоростной модели приповерхностной области среды.

*Пункт 2: Разработка, обоснование и тестирование эффективных вычислительных методов с применением современных компьютерных технологий.*

Метод многоканальной фильтрации микросейсмических данных путем их проецирования в частотной области на пространство решений уравнений распространения сейсмических волн от точечных источников с произвольным сейсмическим моментом, расположенных в заданной области неоднородной среды,

с внесением в решения фазовых поправок, определяемых из анализа сигналов от тестового физического источника.

Метод обеспечивает подавление сигналов от источников, расположенных вне заданной (целевой) области среды, и возможность селективной фильтрации сигналов, механизм излучения которых соответствует природе наблюдаемого геодинамического процесса. Искомое пространство решений представляет собой линейную оболочку системы векторов, содержащих все возможные значения амплитуд и фаз сигналов, принимаемых от точечных источников из заданной (целевой) области среды, механизм излучения которых описывается тензором сейсмических моментов. Численная реализация метода основана на аппроксимации проектора микросейсмических данных с использованием усеченного сингулярного разложения.

*Пункт 4: Реализация эффективных численных методов и алгоритмов в виде комплексов проблемно-ориентированных программ для проведения вычислительного эксперимента.*

Комплекс программ на основе разработанных методов для моделирования и подавления поверхностных волн в данных наземной сейсморазведки, многоканальной фильтрации и локации микросейсмических событий. Программы «MSM DatProc» и «PF Seism» из состава комплекса зарегистрированы в Федеральной службе по интеллектуальной собственности и использованы для проведения вычислительных экспериментов.

*Пункт 9: Постановка и проведение численных экспериментов, статистический анализ их результатов, в том числе с применением современных компьютерных технологий.*

Результаты обработки полевых данных микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении и данных наземной сейсморазведки на основе разработанного комплекса программ.

**Научная новизна** выносимых на защиту результатов заключается в следующем.

Отличительной особенностью разработанного метода моделирования поверхностных волн в данных наземной сейсморазведки являются: 1) состав и последовательность выполнения численных операций преобразования сейсмических данных; 2) определение временных поправок, вводимых в частотно-временное представление данных на основе анализа дисперсионных кривых групповой скорости поверхностных волн; 3) получение математической модели, описывающей основные моды поверхностных волн, которые излучаются совокупностью поверхностных источников, действующих в зоне приема.

Новизна разработанного метода многоканальной фильтрации микросейсмических данных состоит в: 1) выделении полезных сигналов путем проецирования данных микросейсмического мониторинга в частотной области на пространство решений уравнений распространения сейсмических волн от точечных источников с произвольным сейсмическим моментом, расположенных в заданной области неоднородной среды; 2) введении в решения фазовых поправок, определяемых из анализа сигналов от тестового физического источника.

Предложены численные реализации разработанных методов в виде комплекса программ для моделирования и подавления поверхностных волн в данных наземной сейсморазведки, многоканальной фильтрации и локализации микросейсмических событий.

**Достоверность и обоснованность научных результатов, выводов и рекомендаций** обеспечивается использованием в качестве основы моделирования фундаментальных законов динамической теории упругости (сейсмоки), выбором теоретически обоснованных численных алгоритмов преобразования сейсмических данных, корректностью принятых допущений, достаточным количеством численных экспериментов, использованием большого объема синтетических данных и примеров для сравнения разработанных методов с известными методами полосовой и  $f$ - $k$  фильтраций, работоспособностью созданного комплекса программ

на примере натуральных данных микросейсмического мониторинга гидроразрыва нефтяного пласта.

**Практическая ценность** диссертационной работы заключается в возможности применения ее результатов (методов, комплекса программ, численных расчетов) для повышения эффективности подавления поверхностных волн в данных наземной сейсморазведки, выделения полезных сигналов микросейсмического мониторинга геодинамических процессов различной природы и локации микросейсмических событий в условиях развитой инженерной инфраструктуры района работ (населенные пункты, транспортные пути, горнодобывающие предприятия и др.) и связанных с ней интенсивных техногенных помех. Моделирование разработанным методом поверхностных волн с последующим их вычитанием из сейсмограмм подавляет поверхностные волны-помехи в данных наземной сейсморазведки более эффективно, чем известные методы полосовой и  $f-k$  фильтраций, особенно при нерегулярных и разряженных расстановках приемников. Применение разработанного метода многоканальной фильтрации к данным микросейсмического мониторинга обеспечивает возможность локализации гипоцентров микросейсмических событий методом эмиссионной сейсмической томографии в условиях сильных помех, начиная с минимального отношения сигнал/шум минус 17,6 дБ.

Численная реализация разработанных методов в виде комплекса программ для ЭВМ «MSM DatProc» и «PF Seism» обеспечивает возможность применения результатов исследований в обработке натуральных данных наземной сейсморазведки, микросейсмического мониторинга гидроразрыва нефтяных пластов, других геодинамических процессов.

**Теоретическая значимость результатов** заключается в разработке, тестировании, численном исследовании и обосновании применимости новых эффективных методов моделирования поверхностных волн в данных наземной сейсморазведки и многоканальной фильтрации микросейсмических данных.

Разработанный метод математического моделирования решает задачу построения модели, описывающей основные моды поверхностных волн, которые

излучаются совокупностью поверхностных источников, действующих в зоне приема, и нахождения их вклада в сейсмические данные. Результаты моделирования поверхностных волн разработанным методом образуют основу эффективного их подавления в данных наземной сейсморазведки. Область применения метода включает сейсмические наблюдения с нерегулярными, разряженными и неплоскими расстановками приемников.

Предложенный метод многоканальной фильтрации микросейсмических данных применим для усиления полезных сигналов от микросейсмических событий, индуцированных локальными геодинамическими процессами, например, гидроразрывом нефтяного пласта. Алгоритм проецирования микросейсмических данных в частотной области, лежащий в основе метода, обеспечивает подавление сигналов от точечных источников с произвольным сейсмическим моментом, расположенных вне заданной (целевой) области неоднородной среды, и возможность селективной фильтрации сигналов, механизм излучения которых соответствует природе наблюдаемого геодинамического процесса.

**Представление работы и апробация результатов.** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на семинарах «Геофизический семинар», ИНГГ СО РАН (руководитель член-корреспондент РАН, профессор И.В. Кулаков,); «Современные геофизические поля и процессы, вызванные техногенной деятельностью; геомеханика горных пород и их массивов», ИГД СО РАН (руководитель, д.т.н., профессор В.М. Серяков), на всероссийских научных конференциях «Горняцкая смена – 2015», «Горняцкая смена – 2017» (Новосибирск, ИГД СО РАН, 2015, 2017); «Геодинамика и напряженное состояние недр Земли» (Новосибирск, ИГД СО РАН, 2015, 2017, 2019 и 2022); на всероссийской научной молодежной конференции с участием иностранных ученых «Трофимуковские Чтения» (Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2015); на всероссийской научной конференции по реализации проектов Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» (2015); на XX и XXII Международном научном симпозиуме имени



академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, ТГУ, 2016, 2018); Международном форуме «Интерэкспо ГЕО-Сибирь» (Новосибирск, в 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2022); на 15-ой международной конференции «15th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM» (Болгария, Албена, 2015); на международной конференции «Теория и численные методы решения обратных и некорректных задач» (Новосибирск, СО РАН, 2015), на Society of Exploration Geophysicists International Exposition and Annual Meeting 2019, SEG 2019 (San Antonio, Texas, 15-20 September 2019); и 80th EAGE Conference and Exhibition 2018: Opportunities presented by the energy transition (Copenhagen, Denmark, 11-14 June 2018).

**Публикации.** Основные результаты диссертации опубликованы в более чем 25 научных работах, в том числе в 17 статьях, из которых: 5 – в ведущих рецензируемых научных журналах из перечня ВАК, 5 – в научных изданиях, индексируемых в международной базе данных Web of Science, из них 3 - в журналах, входящих в Q1 в области геофизики, 7 – в научных изданиях, индексируемых международной базой данных Scopus. Получено два свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

**Личный вклад автора.** Результаты, составляющие основное содержание диссертации, получены автором самостоятельно. Во всех совместных работах автор участвовал в формулировании постановок задач, разрабатывал математические модели.

В работе [1] автору принадлежит метод моделирования поверхностных волн и численно реализованный на его основе метод фильтрации поверхностно-волновых помех; в работе [2] многоканальный метод фильтрации сигналов от источников из заданной области геологической среды и его численная реализация; в работах [3, 4, 5] численные реализации алгоритмов моделирования синтетических сейсмограмм; в работах [6, 7, 8] алгоритмы восстановления параметров сейсмических источников, их численные реализации, результаты тестирования; в работе [9] численная реализация алгоритма восстановления полезного сигнала на

основе использования преобразования Стоквелла; в [10, 11] комплекс программ обработки данных сейсморазведки.

Самостоятельно выполнен аналитический обзор известных исследований по теме работы. Самостоятельно создан комплекс программ для обработки данных микросейсмического мониторинга с дневной поверхности в условиях интенсивных помех на основе разработанных алгоритмов. Выполнено его тестирование на синтетических и полевых данных.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и содержит 118 страниц машинописного текста, включая 33 рисунков, 4 таблицы, список литературных источников из 122 наименований.

# **Глава 1. Анализ и обобщение результатов исследований существующих методов подавления помех в сейсмических данных**

Подавление шумов/помех в данных является важной задачей для технологий, которые используют сейсмические волны с целью исследования геологической среды и протекающих в ней процессов. Высокий уровень шума может оказывать значительное влияние на результаты обработки и интерпретации данных. Несмотря на большое количество работ в этой области, задача подавления волн-помех в сейсмических данных полностью не решена.

В диссертационной работе рассматривается проблема подавления шума в данных сейсморазведки и пассивного микросейсмического мониторинга (МСМ), полученных наземными системами наблюдения.

В разделе 1.1 дано подробное описание проблемы подавления шумов в данных сейсморазведки и пассивном МСМ.

В разделе 1.2 приведен обзор и анализ методов подавления шумов в данных сейсморазведки.

В разделе 1.3 дан обзор и анализ методов подавления шумов в данных пассивного МСМ наземными системами наблюдения.

По результатам анализа состояния изученности вопроса определены цель работы и задачи исследований для ее достижения.

## **1.1 Проблема шума в сейсмических данных**

В сейсморазведке на отраженных волнах сейсмические сигналы регистрируются приемниками, которые как правило, расставляются вдоль линии наблюдения на равном расстоянии друг от друга (рисунок 1.1а), для исследования

области линия наблюдений смещается (рисунок 1.1б) (двумерная площадная сейсморазведка).

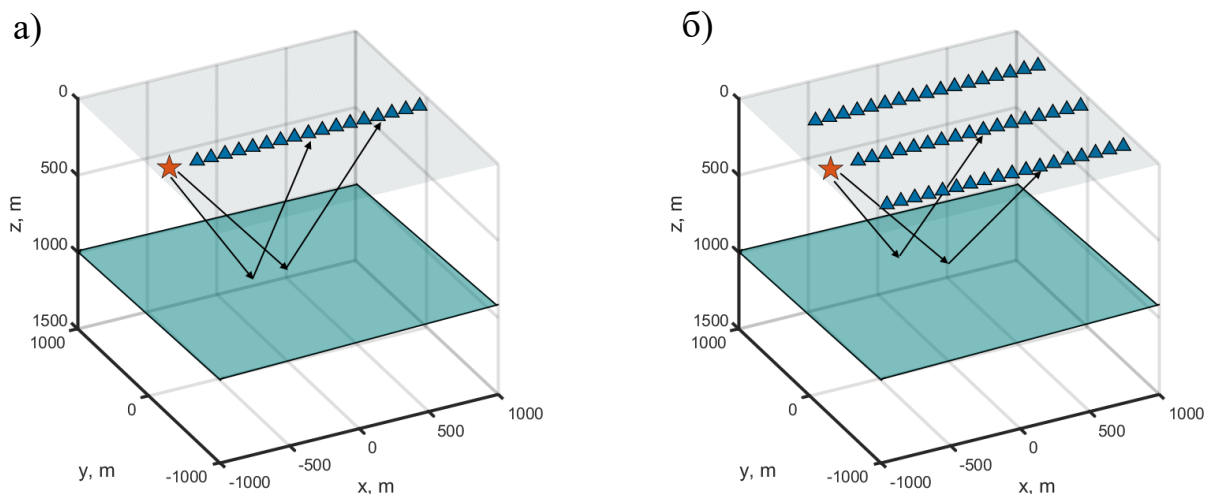


Рисунок 1.1 – Системы наблюдения сейсморазведки: а) приемники расставлены на одной линии на равном расстоянии друг от друга; б) приемники расставлены блоками параллельных линий.

Сейсмические волны возбуждаются источниками различного типа: взрывы, виброисточники, сейсморужьё, падающий груз, кувалда и т.д. В результате на приемниках регистрируют скорости смещений (как правило, используются так называемые геофоны), соответствующие сложной суперпозиции отраженных, рефрагированных, поверхностных и других типов сейсмических волн. Эти данные используются для определения положения отражающих границ, значений сейсмических скоростей и другой информации о геологической среде. В сейсмических данных присутствуют достаточно сильные помехи. Помехи подразделяют на когерентные и некогерентные. Записи некогерентных сигналов каждой пары приемников не связаны между собой и имеют случайный характер. Их природа может быть различной: эффекты рассеяния сейсмических волн вблизи приемника, особенности приемника, регистрирующего колебания среды, его положение в скважине или на поверхности и т.д. Волновые формы, соответствующие когерентным или, как еще их называют, регулярным помехам, прослеживаются на многих трассах. В задачах сейсморазведки на отраженных

волнах наиболее интенсивными регулярными помехами являются, как правило, поверхностные волны. Их амплитуды могут значительно превосходить амплитуды полезных сигналов. Поверхностные волны обладают дисперсией и низкой скоростью распространения, что приводит к трудностям их фильтрации.

Также в работе рассматривается схожая проблема подавления волн-помех в данных наземного микросейсмического мониторинга (МСМ), используемого для контроля процессов разработки полезных ископаемых. Основным результатом обработки микросейсмических данных, как правило, является определение положений гипоцентров микросейсмических событий и механизма их очага [12, 13]. Основной информацией, используемой для локации микросейсмических событий, являются времена прихода прямых Р- и S-волн [14]. Для определения типа и энергии событий, используются также динамические характеристики сигнала (знак первого вступления, амплитуда волны, спектральный состав).

Микросейсмический шум, наблюдаемый в процессе МСМ, является суперпозицией большого числа сейсмических сигналов, генерируемых природными и антропогенными источниками. К природным источникам можно отнести волнение на акватории морей и океанов, ветровое воздействие, земные колебания (треморы), сплошные приливы земли, шумы, связанные с особенностями геологического строения и геодинамической ситуацией в месте расположения сейсмической станции, возмущения в ионосфере и геомагнитные микропульсации. Антропогенными источниками являются взрывы в карьерах, операции по закачиванию жидкости в годную породу, движение транспортных средств, работа трансформаторов, мощных моторов и агрегатов, т.е. все источники наведенной сейсмичности, возникающие в процессе хозяйственной деятельности человека. При этом перечисленные источники могут генерировать различные типы волн: объемные, отраженные, поверхностные, волны, распространяющиеся вдоль волноводов и т.д.

В рамках МСМ полезным сигналом являются записи сейсмических волн необходимого типа (зависит от применяемого метода обработки) от источников, расположенного в заданной области геологической среды и возникающих

вследствие исследуемого геодинамического процесса (например гидроразрыва нефтяного пласта). Все остальные регистрируемые сигналы следует относить к помехам. Значительная, превосходящая полезный сигнал, амплитуда помех является основной проблемой при обработке данных МСМ. Другой важной проблемой является нехватка информации о строении геологической среды, которая на практике может иметь сложное неоднородную структуру, обладать свойствами анизотропии. Не учет свойств среды может приводить к значительным ошибкам при обработке данных [15, 16], поэтому требуется калибровка априорных скоростных моделей, используемых алгоритмами МСМ. Также проблемой обработки данных МСМ является наличие микросейсмических источников с различными механизмами, которые имеют разнообразные диаграммы излучения [17, 18]. Это приводит к различию фаз волновых форм, регистрируемых группой приемников, т.е. на часть приемников волна от источника может приходиться в одной фазе, а на другую часть в противоположной. Такие явления затрудняют применение методов накопления полезного сигнала путем суммирования записей различных трасс, которые часто используются при обработке данных отраженных волн.

Главной задачей МСМ является определение параметров геодинамических процессов, протекающих в геологической среде. Например, если рассматривать МСМ гидроразрыва нефтяного пласта, то по регистрируемой сейсмичности возможно отслеживать развитие трещины и её параметры [19, 20]. В горнодобывающей промышленности, мониторинг позволяет определять зоны деформации горной породы, связанные с разработкой месторождения [21], и находить зоны разлома в горном массиве [22]. Также существуют работы, касающиеся сейсмического мониторинга процессов фильтрации [23]. Таким образом, МСМ позволяет осуществлять контроль операций разработки полезных ископаемых и повышать эффективность их добычи.

Регистрация микросейсмической активности может проводиться с помощью скважинных и наземных систем наблюдения. В первом случае приемники

устанавливаются в скважинах (Рис. 1.2а), во втором приемники располагаются на дневной поверхности (Рис. 1.2б).

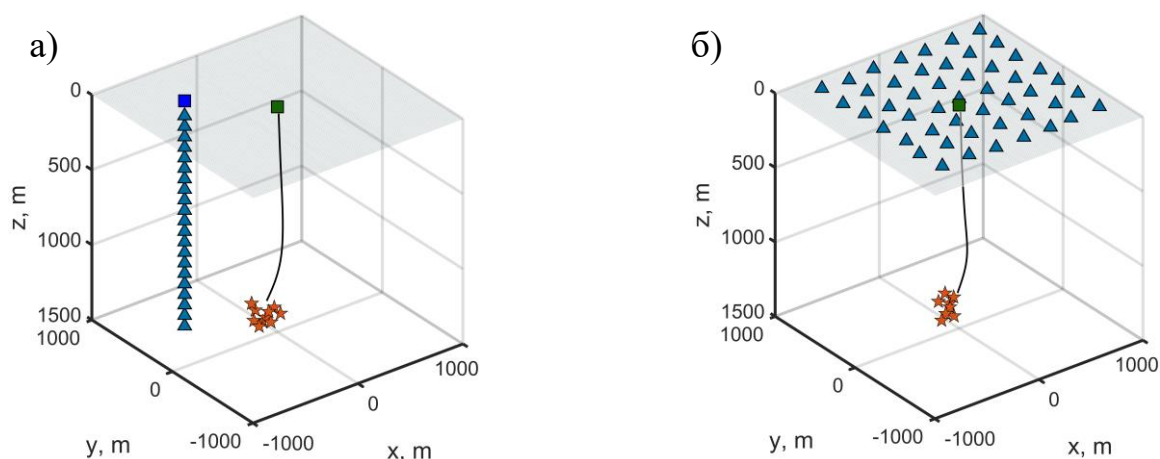


Рисунок 1.2 – Системы наблюдения: а) скважинная; б) наземная (площадная система). Обозначения: треугольники – приемники, звездочки – сейсмические события.

Преимуществами скважинных систем наблюдения являются близкое расположение приемников к источникам полезных сигналов и их удаленность от источников поверхностно-волновых помех (оборудование, движение транспорта и т.п.). Это позволяет получить данные с высоким отношением сигнал/шум. Основным недостатком является ограниченность апертуры системы приёмников, которая приводит к низкой точности определения радиального расстояния от скважины до источника и азимутального направления на источник. Помимо этого, установка такой системы наблюдения не всегда возможна по техническим причинам.

Преимуществами наземных систем наблюдения является простота ее развертывания на дневной поверхности и возможность установки большого числа приемников на обширной площади. К недостаткам относятся удаленность от исследуемых сейсмических источников, наличие множества высокоэнергетических источников поверхностных шумов техногенного характера, наличие зоны малых скоростей, поглощающей полезные сигналы и вносящей значительные возмущения во времена пробега волн. В результате этого собираются

данные с высоким уровнем шума, который и вносит основной вклад в ошибку определения параметров сейсмических событий [23]. Дополнительно, к недостаткам наземных систем наблюдения можно отнести низкую точность определения глубины источников, повысить которую можно путем увеличения апертуры системы наблюдения (разнос приемников на дневной поверхности).

На практике, данные, собранные в результате МСМ наземными системами наблюдения, имеют настолько низкое отношение сигнал/шум, что полезные сигналы, используя одноканальные методы обработки (например, простую полосовую фильтрацию), обнаружить, как правило, не удастся. Применяются многоканальные методы обработки данных, учитывающих информацию о распределении сигнала в пространстве. Для повышения эффективности таких методов используют различные геометрии расстановки приемников. Можно выделить три основных типа наземных систем наблюдения:

1. Площадная [24]. Приемники распределяются на некоторой выделенной площади (Рис. 1.2б). В этом случае, приемники не обязательно могут расставляться регулярно. Часто выбор расстановки связан с условиями местности, рельефом. Например, может мешать река, болото, лес, здание и т.д.

2. Патчевая система [25, 26]. Приемники объединяются в группы/патчи (Рис. 1.3а). Внутри каждой группы приемники устанавливаются регулярным образом рядом друг с другом, что позволяет фильтровать поверхностные шумы (волны с низкими кажущимися скоростями) или усиливать полезный сигнал путем применения алгоритмов накопления сигнала. Широкий разброс патчей по поверхности дает возможность производить локацию глубинных сейсмических событий.

3. Система «звездочка» [13, 27, 28]. Приемники располагаются вдоль лучей, выходящих из определенной точки (Рис. 1.3б). При МСМ ГРП такой точкой обычно служит устье скважины, через которую производится закачка жидкости разрыва. Рассматриваемая система наблюдений позволяет эффективно подавлять поверхностно-волновые шумы, источники которых сосредоточены в окрестности устья.



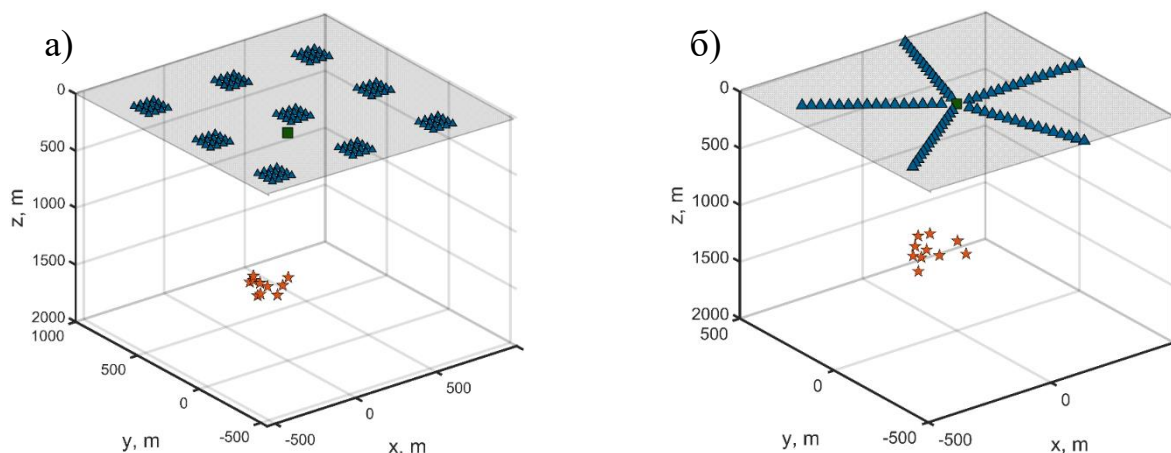


Рисунок 1.3 – Системы наблюдения: а) патчевая система; б) система «звездочка». Обозначения: треугольники – приемники, звездочки – сейсмические события.

При обработке данных, собранных наземными системами наблюдения, обычно используют только Р-волны. Несмотря на то, что вблизи источника S-волны имеют большие амплитуды, приходя на приемники расположенные на поверхности земли, их амплитуда может оказаться меньше, чем у Р-волн за счет более высокого коэффициента поглощения средой [30]. Это приводит к более низкому отношению сигнал/шум для S-волн по сравнению с Р-волнами. Дополнительная трудность заключается в определении скоростной модели среды для поперечных волн. Скоростную модель необходимо калибровать, а перфорационные взрывы, часто используемые для калибровки скоростной модели при обработке данных МСМ ГРП, генерируют в основном Р-волны.

## 1.2 Подавление поверхностных волн в данных сейсморазведки

При сейсморазведке наземными системами наблюдения, значительную часть помех составляют поверхностные волны, которые генерируются источниками, расположенными на дневной поверхности. При этом, в записях вертикальных компонент смещения (используются чаще всего), основную их долю составляют волны Релея. Поверхностные волны обычно имеют высокие амплитуды смещений

по сравнению с объемными волнами, но обладают низкой скоростью распространения и имеют более низкочастотный состав. Поэтому основным и самым простым способом подавления данных типов волн является фильтр высоких частот. К недостаткам такого подхода относится удаление низкочастотной составляющей полезных сигналов, что может оказывать крайне негативное влияние на результаты обработки данных.

Так как сейсмические процессы, генерируемые источниками взрывного и импульсного типа (в том числе и в случае использования свип-сигналов) создают нестационарные волновые поля, то большую эффективность по сравнению с полосовой фильтрацией могут показывать методы, основанные на анализе частотно-временного представления данных. Выполняются они, как правило, по следующей схеме:

- преобразование временного сигнала в частотно-временную область;
- преобразование частотно-временной плоскости, обеспечивающее подавление шума;
- применение обратного преобразования для перехода во временную область.

Извлечение шумовых сигналов в частотно-временной области, что приводит к меньшему искажению полезных сигналов по сравнению с полосовой фильтрацией. Все трассы обрабатываются последовательно, независимо друг от друга. В качестве самого простого частотно-временного преобразования в этом случае можно использовать оконное преобразование Фурье. В работе [31] для фильтрации поверхностных волн предлагается использовать преобразование Стоквелла (S-преобразование), которое, за счет зависимости ширины окна от частоты, дает более оптимальное частотно-временное разрешение спектрограмм, по сравнению с оконным преобразованием Фурье. Это позволяет повысить качество извлечения шумовых сигналов из данных. Также существуют подходы, основанные на использовании вейвлет преобразований [32, 33, 34].

К недостаткам подходов, основанных на частотно-временных представлениях, относится их низкая эффективность при плохой локализации шумовых сигналов в частотно-временной области. Эта проблема может

проявляться в случае поверхностных волн из-за дисперсии и рассеянии волн на неоднородностях среды. Также сложности возникают при наложении частотно-временных образов. Подавление помех при этом приводит к разрушению полезного сигнала. Подобные методы частотно-временной фильтрации являются одноканальными и не используют возможности многоканальной обработки, даже когда есть такая возможность.

В работах [35-37] предложен метод фильтрации сейсмического шума, основанный на методике разложения сигнала на эмпирические моды (EMD - empirical mode decomposition) [38]. При использовании EMD, сигнал разлагается на эмпирические моды, которые определяются в процессе анализа. Это является главным отличием от методов, основанных на преобразование Фурье, где заранее предполагается, что сигнал состоит из набора гармоник. Применение преобразования Гильберта к эмпирическим модам, позволяет проводить частотно-энергетический анализ сигнала в зависимости от времени. В работе [35] показано, что EMD позволяет эффективно подавлять случайный шум, работает как адаптивный нестационарный частотный фильтр и может использоваться вместо полосовой фильтрации. Помимо этого, EMD можно использоваться и в  $f$ - $x$  (где  $f$ - частота,  $x$ - расстояние вдоль профиля наблюдений) области.

К другому классу относятся методы многоканальной обработки данных, которые используют пространственно-временные характеристики сигналов. Классическими методами являются  $f$ - $k$  и  $\tau$ - $p$  фильтрация. При  $f$ - $k$  фильтрации к данным применяется двумерное преобразование Фурье (по времени и пространству), в результате чего получаются  $f$ - $k$  спектры, где  $f$  – временная частота, а  $k$  – волновое число [39]. Если пространственные характеристики (кажущиеся скорости) шумов и полезных сигналов отличаются, то их сигналы будут разделяться на  $f$ - $k$  плоскости. На рисунке 1.4 приведен пример типичного расположения областей  $f$ - $k$  плоскости, содержащих отраженные (сектор с номером 1) и поверхностные волны (сектор с номером 2) в случае данных сейсморазведки на отраженных волнах. Похожим методом является  $\tau$ - $p$  [40] фильтрация, которая основана на применении к данным преобразования Радона. В этом случае данные

представляются в  $\tau$ - $p$  плоскости, где  $\tau$  – это время на сейсмограмме, а  $p$  – медленность (величина обратная к кажущейся скорости). На рисунке 1.4б изображены области, содержащие отраженные и поверхностные волны на  $\tau$ - $p$  плоскости. Если требуется подавить поверхностные волны в данных, то в обоих случаях необходимо исключить из данных часть, попадающую в области с номером 2.

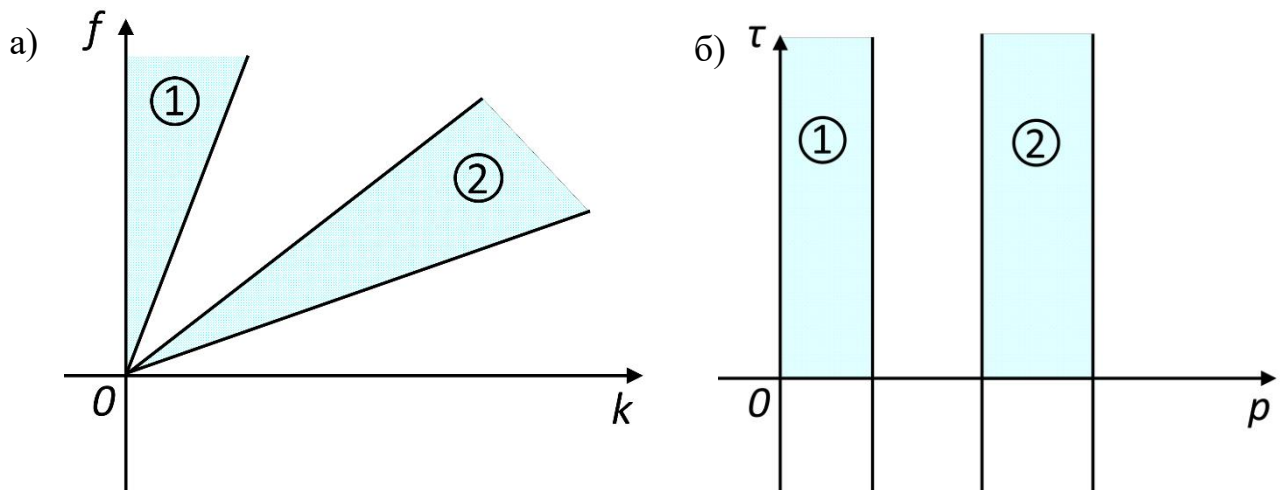


Рисунок 1.4 – а)  $f$ - $k$  плоскость; б)  $\tau$ - $p$  плоскости. Сектора, обозначенные цифрой 1, содержат волны с высокими кажущимися скоростями (например, отраженные волны или объемные волны, приходящие с глубины). Сектора, обозначенные цифрой 2, содержат волны с низкими кажущимися скоростями (например, поверхностные волны).

В некоторых работах обработку данных проводят в  $f$ - $x$  области. Например, в [41, 42] в  $f$ - $x$  области, на основе авторегрессионной модели, решается задача подавления случайного шума. В [43] анализ данных  $f$ - $x$  области проводится с помощью сингулярного спектрального анализа (singular spectrum analysis).

Применение  $f$ - $k$  и  $\tau$ - $p$  фильтров, как показано в работе [44], может существенно разрушать полезный сигнал. Эти фильтры хорошо подходят для обработки данных без пространственного алиасинга. Но из-за низкой скорости распространения поверхностных волн их длина может становиться меньше

расстояния между приемниками, особенно на высоких частотах. Это приводит к алиасингу и, как следствие, к пресечению спектров полезных сигналов и помех на  $f-k$  и  $\tau-p$  плоскостях. В итоге эффективность  $f-k$  или  $\tau-p$  фильтрации снижается.

Также, из-за дисперсии и рассеивания поверхностных волн, при  $f-k$  фильтрации бывает тяжело определить области извлечения на  $f-k$  плоскости. Для решения этой проблемы в работе [31] предложены  $x-f-k$  и  $t-f-k$  преобразования, выведенные на основе частотно-временного представления Стоквелла.  $t-f-k$  и  $x-f-k$  фильтрация позволяет локализовать события на  $f-k$  плоскости по времени и пространству соответственно. Эти преобразования, по сути, строят  $f-k$  преобразование данных, изменяющееся по времени или пространству, что позволяет разделять события с различными временами прихода (даже если кажущиеся скорости при этом одинаковы) и лучше извлекать шум из данных.

В работе [45, 46] предложен метод подавления поверхностных шумов, основанный на курвлет преобразованиях, которое широко используется при обработке изображений. В работе [45] показано, что использование курвлет преобразований позволяет подавлять в данных поверхностные волны с пространственным алиасингом. К недостаткам подхода относится большое требование к вычислительным ресурсам и сложности в ситуации, когда поверхностные волны и полезные сигналы имеют пересекающиеся частотные спектры и схожие углы падения на линию приемников.

Еще один подход подавления поверхностных волн-помех в сейсмических данных основан на методе главных компонент, реализация которого чаще всего происходит путем применения Karhunen-Loève (KL) преобразования, сводящегося к поиску собственных чисел и векторов ковариационной матрицы данных. Также этот подход может быть реализован путем применения сингулярного разложения (SVD) непосредственно к матрице данных, что является менее эффективным с вычислительной точки зрения по сравнению с использованием ковариационной матрицы. Некоторые исследователи считают SVD и KL фильтрации различными подходами. С нашей точки зрения, они эквивалентны с точки зрения конечного результата. Метод главных компонент позволяет разделить когерентную и

некогерентную часть сигнала. Под когерентной частью здесь понимаются события, возникающие на разных приемниках в один и тот же момент времени и имеющие схожие волновые формы (горизонтально-когерентные сигналы). Метод главных компонент позволяет извлекать из данных когерентные события с минимальным воздействием на другие сигналы.

В [47] использовали KL преобразование для усиления событий, близких к горизонтальным. Авторами показано, что такой подход дает лучшие результаты, чем полосовая и  $f-k$  фильтрация. В работе [48] дополнительно предложено вводить временные задержки в данные, обеспечивающие спрямление годографов полезных сигналов. За счет этого эффективность KL фильтра повышалась, так как повышался уровень когерентности сигналов. [49] показал возможности KL фильтра для работы с комплекснозначными сейсмическими сигналами. Такой позволяет использовать метод главных компонент совместно с преобразованием Гильберта.

В работе [50], с помощью KL преобразования, предложено извлекать из данных не полезные сигналы, а поверхностные волны. Для выполнения этой задачи авторы используют преобразование растяжения-сжатия временной оси на каждой трассе, позволяющее спрямить на сейсмограммах записи поверхностных волн. В работе [50] показано, что даже когда амплитуды поверхностных волн намного превышают амплитуды отраженных волн, использование KL преобразования позволяет в меньшей степени искажать сигналы отраженных волн, по сравнению с  $f-k$  фильтрацией. Несмотря на эти преимущества, предложенный способ является трудоемким из-за дисперсии поверхностных волн и требует тщательного контроля со стороны опытного человека. [51] предложили похожий, но более продвинутый способ подавления поверхностных волн в данных, собранных 3D системой наблюдения с использованием KL фильтра. Данный метод заключается в предварительном внесении в данные временных сдвигов, которые вычисляются с использованием средней фазовой скорости, с последующим применением Karhunen-Loève (KL) фильтра для извлечения энергии поверхностных волн из данных.

Как упоминалось ранее, схожими с KL фильтрацией, являются методы, основанные на использовании сингулярного разложения (SVD). В большинстве работ говорится, что эти два подхода по своей сути одинаковые. Тем не менее некоторые исследователи утверждают, что существуют задачи, когда они дают различные результаты [52]. В работе [53] для подавления поверхностных волн предложено использовать SVD фильтрацию. На первом шаге в данные вносятся временные сдвиги для выравнивания логографов отраженных волн. После этого фильтрация проводится в узком скользящем окне по времени и пространству(трассам), за счет чего полезный сигнал сосредотачивается в части данных, соответствующей нескольким первым членам сингулярного разложения. В работе [53] показано, что SVD дает лучшие результаты по сравнению с  $f-k$  фильтрацией. В работе [54] предложен метод извлечения поверхностных волн на основе применения SVD, который является аналогом метода [50]. Схожесть методов заключается в выполнении преобразования сжатия-растяжения трасс по времени с целью выравнивания сигнала поверхностных волн на сейсмограммах.

Большинство методов пространственно-временной фильтрации хорошо подавляют поверхностные волны, когда направление их распространения совпадает с ориентацией линейного профиля наблюдений. Если верхняя часть геологической среды содержит неоднородности, то на сейсмограммах могут присутствовать поверхностные волны, приходящие на линию приемников под некоторым углом. Для подавления таких волн в работах [55, 56] предложены методы, основанные на решении прямых задач распространения сейсмических волн. Реализация этих методов происходит в несколько этапов: 1) построение 3D скоростной модели среды; 2) моделирование распространения поверхностной волны от источника до каждого приёмника; 3) извлечение поверхностных волн из данных на основе результатов моделирования. Заметим, что такой подход позволяет успешно подавлять поверхностно-волновые помехи и в случае пространственного алиасинга. Недостатком таких подходов является необходимость предварительного построения точной скоростной модели среды, от достоверности которой сильно зависит качество фильтрации данных.

[57] предложил использовать метод сейсмической томографии с целью получения модели верхней геологической части разреза для последующего моделирования поверхностных волн и извлечения их из данных. Этот метод может потребовать проведения дополнительных полевых сейсморазведочных работ, высоких вычислительных ресурсов, времени для обработки большого объема данных. Также отметим, что метод сейсмической томографии, применительно к изучению верхней части разреза, часто дает не достоверные результаты, в силу наличия резких контрастов скоростей (например, скорости в грунтах и скальных породах могут различаться как, в два раза так и в десять раз).

В работе [58] предложен метод подавления поверхностных волн, основанный на внесении фазовых поправок в данные. За счет внесенных поправок сигнал поверхностной волны перемещается на сейсмограмме в начальный момент времени. После этого данные вблизи начального времени откидываются, что обеспечивает извлечение поверхностной волны. Саму процедуру авторы предлагают применять по отдельности к каждой трассе во временной области. Недостатком метода является необходимость решения задачи корректного определения фазовых сдвигов. В схожей работе [59] для устранения алиасинга и извлечения поверхностных волн в данные вводятся линейные фазовые сдвиги. Линейные в смысле, что фазовые сдвиги линейно зависят от частоты. Отметим, что некоторые авторы для борьбы с алиасингом предлагают использовать методы интерполяции данных. Несмотря на то, что существуют методы интерполяции даже для неравномерно распределенных в пространстве приемников [60], применение их на практике осложнено из-за чувствительности к случайному шуму.

В сейсморазведке иногда используются многокомпонентные приемники, измеряющие скорости смещения среды в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Это дает возможность применения поляризационных фильтров [61, 62], основанных на анализе траекторий движения частиц среды. В работе [63] предложен поляризационный фильтр, использующий вертикальную компоненту смещения и горизонтальную компоненту смещения в направлении линии приемников. Авторами показано, что фильтр хорошо убирает из данных часть



поверхностно-волнового поля, в которой частицы среды совершают нелинейные движения. В работе [64] предложен поляризационный SVD фильтр и показано его превосходство по сравнению с  $f-k$  фильтрацией. С помощью SVD, трехкомпонентные данные разлагаются на линейную и эллиптическую части. Далее эллиптическая часть извлекается, так как относится к поверхностным волнам. Преимуществом поляризационных фильтров относится то, что данные с каждого приемника обрабатываются независимо друг от друга. Поэтому при их использовании расстановка приемников может быть произвольной, что делает эти фильтры невосприимчивыми к пространственному алиасингу. Движение частиц при распространении поверхностной волны может изменяться от эллиптических (вплоть до близких к круговым) до почти линейных в зависимости от частоты и моды. По этой причине, как было замечено в работе [63], применение поляризационных фильтров не позволяет полностью решить задачу подавления поверхностных волн в сейсмических данных.

Существуют методы, основанные на использовании статистических характеристик шумов. В работе [65] для подавления поверхностных волн применяется фильтр Винера, реализация которого отличается от традиционной. Идея предлагаемого подхода заключается в том, что вначале выбирается желаемая модель шумового сигнала и затем производится оценка её параметров. Параметры вычисляются на основе решения задачи минимизации среднеквадратичного отклонения между зарегистрированными данными и желаемой моделью. В итоге получается шумовой сигнал, который может быть вычтен из данных. В качестве модели шумового сигнала для подавления поверхностных волн авторы [65] предлагают использовать гармонические колебания, у которых частота изменяется со временем (chirp). В рамках такого подхода показано, что при нелинейной зависимости частоты от времени, улучшает результат фильтрации поверхностных волн по сравнению с линейной. В работе [65] делается вывод, что данный подход не разрушает полезный сигнал, даже когда его спектр пересекается с шумом. К недостаткам описанного метода является то, что на его эффективность влияет степень соответствия поверхностной волны выбранной модели сигнала.

В работах [66, 67] предложен метод подавления поверхностных волн, основанный на сейсмической интерферометрии. Сейсмическая интерферометрия позволяет с помощью кросс-корреляции записей приемников оценивать функцию Грина распространения сейсмических волн между точками среды, в которых расположены приемники. При этом не требуется какой-либо информации о скоростном строении геологической среды. В случае применения этого метода к данным наземной сейсморазведки, как отмечают авторы [67], удастся оценить функцию Грина волны Релея, так как она возбуждается источниками, расположенными на поверхности, и её амплитуда превышает другие сигналы. С теоретической точки зрения предложенный метод может работать в средах с любой степенью неоднородности и подходит для подавления как прямых, так и рассеянных поверхностных волн. Тем не менее использование методов, основанных на сейсмической интерферометрии, не позволяет полностью решить задачу фильтрации поверхностного шума. Одна из основных проблем заключается в том, что как полезные сигналы, так и поверхностные волны в данных являются когерентными. Из-за этого после кросс-корреляции записей возникает проблема их разделения. В работе [68] дополнительно с сейсмической интерферометрией применялась нелинейная локальная фильтрация, позволяющая извлекать поверхностные волны вдоль заданного наклона (в пространственно-временной плоскости данных) на сейсмограмме в выбранном  $x-t$  окне. [68] показано, что для эффективной работы метода, характеристики прихода поверхностных и отраженных волн на приемники должны отличаться друг от друга. Иначе полезные сигналы будут разрушаться при фильтрации.

В [69] предложено использовать морфологический компонентный анализ, основанный на теории разреженных представлений и построении словарей, содержащих различные морфологические составляющие сигнала. По морфологическим признакам идет разделение шумовых и полезных волн. В частности, в работе [69] в качестве разреженного представления поверхностных волн предлагается использовать вейвлет преобразование, а для отраженных волн – косинус преобразование (так как отраженные волны имеют высокую степень

корреляции на близкорасположенных приемниках). На тестовых примерах продемонстрировано, что данный метод позволяет эффективно разделять различные типы волн, сохраняя при этом полезный сигнал.

В последнее десятилетие появились методы подавления шума, основанные на алгоритмах машинного обучения [70, 71, 72]. В работе [70] фильтрация поверхностных шумов производится с помощью глубокой нейронной сети. Реализация подхода включает три шага: 1) разработка архитектуры нейронной сети; 2) обучение нейронной сети на тестовом наборе данных; 3) применение нейронной сети ко всему набору данных. В подходе [72] использовался вейвлет анализ сигнала совместно с нейронной сетью. Основной проблемой методов, основанных на алгоритмах машинного обучения, является необходимость создания большой обучающей выборки данных, от качества которой зависит эффективность фильтрации.

### **1.3 Алгоритмы подавления шума в данных МСМ**

В предыдущем параграфе были рассмотрены методы подавления волн-помех в активной сейсморазведке на отраженных волнах. Эти методы не всегда подходят для использования при обработке данных пассивного МСМ. Одно из отличий заключается в том, что при МСМ приемники могут располагаться нерегулярным образом. Другая проблема — это низкое отношение сигнал/шум. Два этих фактора не позволяют напрямую применять многие методы подавления шумов из алгоритмов сейсморазведки в пассивном МСМ.

В данном параграфе рассматриваются методы подавления шумов и выделения полезных сигналов применительно к данным пассивного МСМ.

#### **1.3.1 Одноканальные методы подавления шума**

В случае одноканальных методов, каждый одномерный временной сигнал с приемника обрабатывается отдельно, независимо от других. К данной группе

относится полосовая фильтрация [73], позволяющая значительно уменьшить уровень шума. Полосовой фильтр пропускает сигналы из выбранного диапазона частот. Например, при наземном МСМ ГРП, имеет смысл пропускать только частоты от 10 до 80 герц [74]. Недостатком полосовой фильтрации является отсутствие возможности подавлять шум, спектр которого находится в диапазоне частот, совпадающего с полезным сигналом.

Так как сейсмические процессы не стационарны, то большую эффективность в МСМ по сравнению с полосовой фильтрацией могут показывать методы, основанные на анализе частотно-временного представления данных.

Важным для таких методов, как отмечалось в предыдущем параграфе, является задача выбора оптимального способа частотно-временного представления сигнала. Тем не менее, даже при использовании вейвлет преобразований [75] или преобразования Стоквелла [77, 78], происходит размытие спектра на частотно-временной плоскости, что в совокупности с низким отношением сигнал/шум в пассивных микросейсмических данных, может не позволять обнаруживать полезные сигналы. Чтобы решать эту проблему, в работах [78, 79] предложены алгоритмы подавления шума, основанные специальных алгоритмах «стягивания» спектральной энергии. Данный подход позволяет лучше локализовать сигналы на спектрограмме, за счет преобразования частотно-временной плоскости, которое заключается в переносе энергии в точки с одинаковой мгновенной частотой. В работе [78] такую процедуру предлагается проводить со спектром оконного преобразования Фурье. Mousavi [79] улучшил этот подход путем использования вейвлет преобразований. В работе [79] на примере обработки данных пассивных микросейсмических наблюдений показано, что метод позволяет повысить отношение сигнал/шум и повысить достоверность обнаружения событий по сравнению с методом, основанным на вычислении отношения среднего по короткому и длинному окну (STA/LTA).

Во всех вышеперечисленных методах, подавление шума производится путем применения различных алгоритмов пороговой фильтрации к сигналу в частотно-временной области. Поэтому при низком отношении сигнал/шум или неправильно

выбранном пороге, такие методы могут быть не эффективны и мало. Т.е. сигнал и шум не разделяются во временной и в частотно-временной области.

Проблемы возникают и при использовании подходов, основанных на построении фильтра Винера [65]. Основной недостаток таких методов заключается в необходимости предварительного задания статистических характеристик шумовых сигналов, которые на практике оценить проблематично. Для решения этой проблемы [80] при построении фильтра Винера предложил использовать две особенности микросейсмических данных. Первая заключается во внезапном/импульсном возникновении сейсмических событий. Это означает, что при рассмотрении сейсмотрассы, её некоторая часть будет занята чистым шумом. Вторая особенность состоит в том, что статистические характеристики сигналов заранее не известны. На основе этого предложен фильтр Винера с бесконечной импульсной характеристикой (IIR Wiener filter), который оценивает статистику шума из данных наблюдения (данные, которые содержат полезный сигнал с шумом) без использования какой-либо априорной информации о шуме и полезном сигнале. Поэтому предложенный метод способен подавлять любой тип шума (коррелируемый, не коррелируемый, Гауссовский, не Гауссовский) и не требует данных с чистым шумом для построения фильтра. Как показано в работе [80] использование IIR фильтра Винера позволяет выделять события при очень низком отношении сигнал/шум (до -12 дБ), что делает его пригодным при обработке данных МСМ наземными системами наблюдения.

К одноканальным методам можно отнести подход, предложенный в работе [81], суть которого заключается в вычислении кросс корреляции зашумленного временного ряда с «эталонным» сигналом, т.е. с сигналом, полученным после его прохождения от источника до приемника. Требование наличия «эталонного» сигнала является главным недостатком данного метода.

### 1.3.2 Многоканальные методы подавления шума

Далее рассмотрим многоканальные методы, в которых фильтрация шума производится с использованием особенностей распределения времен пробега и/или фаз (т.е. волновых чисел) сигналов в зависимости от положения приемника. Так как при МСМ наземными системами наблюдения отношение сигнал/шум низкое, источники имеют различные механизмы и применяются нелинейные расстановки приемников, то многочисленные методы фильтрации, рассмотренные в параграфе 1.2 могут быть не применимы или требуют адаптации. Это привело к появлению специальных алгоритмов многоканальной фильтрации данных МСМ, которые будут рассмотрены ниже.

К первой группе можно отнести методы, основанные на том, что волновые числа полезных и шумовых сигналов различаются (полезные сигналы приходят с глубины и имеют высокие значения волновых чисел; поверхностные шумы имеют низкие значения волновых чисел). В работе [82, 83] предложено преобразовать данные в  $\tau - p$  область, в которой характеристики поверхностных шумов и микросейсмических событий можно разделить. Перед  $\tau - p$  преобразованием авторы [82, 83] применяют к каждой трассе временные задержки, пропорциональные расстоянию от предполагаемого (тестового) местоположения микросейсмического источника до приемников. Таким образом осуществляется фокусировка микросейсмических событий около нулевой медленности (величина обратная к кажущейся скорости). Далее на  $\tau - p$  плоскости сохраняются лишь значения выше заданного порога. После обратного  $\tau - p$  преобразования и введения обратных временных задержек на сейсмограмме остаются сигналы от источников, расположенных в выбранной тестовой точке пространства. Рассмотренный подход аналогичен подходу, предложенному в [84], в котором выполняется двойное преобразование Фурье по пространству и времени ( $f - k$  преобразование). Эти методы применимы для любых систем наблюдения. Недостатками является необходимость задания скоростной модели среды и

трудности с обработкой полезных сигналов от источников с различными механизмами.

В работе [85] предложено подавлять шум в данных пассивного микросейсмического мониторинга с помощью метода усечения сингулярного разложения (SVD фильтрация). Авторы отмечают, что стандартная реализация метода, используемая в разведочной сейсмике, мало пригодна для задач пассивного микросейсмического мониторинга из-за низкого отношения сигнал/шум. Поэтому в работе разработана специальная версия алгоритма, которая использует 3D массив данных (время, частота, приемник), т.е. дополнительно к данным применяется спектральное преобразование с целью их представления в частотно-временной плоскости. Предложенный метод работает с линейными системами наблюдения, поэтому хорошо подходит для патчевой системы наблюдения или системы звездочка (см. рис. 1.3а и 1.3б).

Следующая группа методов основана на анализе статистических характеристик шума. В работе [86] предложен фильтр многоканальной обработки данных пассивного микросейсмического мониторинга, основанного на поиске фильтра Виннера. Идея метода заключается в определении статистических характеристик шума на всех трассах с целью его вычитания с выбранной трассы. Достоинством алгоритма является то, что для его реализации не важна система расстановки приемников и не используются предположения о типе распространяющихся волн (волна может быть как плоская, так и сферическая). К недостаткам метода относится то, что в некоторых случаях поверхностно-волновые помехи могут не подавляться и интерпретируются фильтром как полезный сигнал. Это происходит, например, когда длина поверхностной волны много больше апертуры системы наблюдения или когда волна приходит в перпендикулярном линии приемников направлении. Особенностью фильтра является то, что он эффективен при подавлении когерентного шума и не подавляет случайный шум. Подобные алгоритмы предложены в работах [87, 88]. В работе [89] разработан алгоритм фильтрации, основанный на том факте, что реальный шум коррелирует на приемниках [90], и что реальный шум можно моделировать с помощью

специальной ковариационной матрицы [91]. Авторами показано, что предложенный метод позволяет значительно увеличить отношение сигнал/шум на реальных и синтетических данных. После применения предложенной в работе процедуры фильтрации, в данных остается белый шум и полезный сигнал.

К недостаткам всех упомянутых алгоритмов, основанных на статистике, относится необходимость наличия набора данных с «чистым» шумом с целью вычисления параметров фильтров. При этом, если с течением времени свойства шума будут меняться, то эффективность фильтров будет снижаться.

В работе [92] предложен алгоритм, использующий сейсмическую интерферометрию для усиления слабых микросейсмических событий. Улучшение стандартного метода заключается в выполнении суммирования данных с временными задержками и применении процедуры конволюции, дополнительно к кросс-корреляции различных трасс. Авторами [92] показано, что разработанный фильтр позволяет увеличить отношение сигнал/шум. Тем не менее [92] отмечают, что предложенный метод генерирует волны предшественники, которые затрудняют определение времен вступлений волн в записях приемников.

Как правило, даже после применения вышеупомянутых методов фильтрации, уровень шума в данных наземного МСМ остается высоким. По этой причине используются методы выделения/обнаружения полезных сигналов, основанных на суммировании данных. Примером является эмиссионная томография (СЭТ) [93 - 96]. При реализации СЭТ в каждой интересующей точке пространства вычисляется мера когерентности  $S(\mathbf{x}, \tau)$  по формуле:

$$S(\mathbf{x}, \tau) = \frac{\left[ \sum_{k=1}^{k=N} a_k(t = \tau_k(\mathbf{x}) + \tau) \right]^2}{N \sum_{k=1}^{k=N} \left[ a_k(t = \tau_k(\mathbf{x}) + \tau) \right]^2},$$

где  $u_k(t)$  – трасса с приемника  $k$ ,  $\tau$  – время пробега волны от точки пространства  $\mathbf{x}$ , в которой вычисляется  $S(\mathbf{x}, \tau)$ , до приемника  $k$ ,  $N$  – количество приемников. Т.е. данные суммируются с временными задержками, которые соответствуют времени пробега волны от выбранной точки пространства до приемника. Подобную



процедуру можно проводить также и в частотной области [97; 98]. Таким образом, задачи выделения/усиления событий и локация источников становятся связанными в рамках МСМ.

Модифицированная версия СЭТ разработана в работе [99]. При суммировании используется статистическая теория оценивания параметров случайных процессов. Авторы показывают, что в случае белого Гауссовского шума, стандартный алгоритм СЭТ хорошо работает, демонстрируя точность даже немного выше, чем у предлагаемого ими алгоритма. Но при разработке полезных ископаемых, как правило, наблюдается сильный корреляционный по пространству и времени шум, который имеет различную спектральную мощность и спектральный состав на различных группах приемников. В таких условиях, точность локации у предлагаемого в работе [99] алгоритма становится выше, по сравнению со стандартным СЭТ.

В большинстве существующих алгоритмов, основанных на суммировании, не учитываются различные механизмы микросейсмических источников. Обычно предполагается, что они представляют собой центры расширения. Это может приводить к неверным результатам из-за не учета фазовых характеристик диаграммы направленности источника (при суммировании сигналы в противоположной фазе будут взаимно уничтожаться). Наиболее простым методом решения данной проблемы является суммирование абсолютных значений амплитуд смещения [100], что является малоэффективным при высоком уровне шума. Более продвинутый подход представлен в статье [101]. В ней предлагается новая модификация алгоритма СЭТ, не зависящая от диаграммы излучения источника, основанная на применении математической статистики. В работе [102] перед суммированием данных в каждый момент времени предлагается решать обратную задачу определения механизма источника и знака (в смысле фазы) вступления волны на приемник. Далее полученная информация используется при расчете меры когерентности: если на приемник волна приходит с обратным знаком, то при суммировании величины смещений берутся с обратным знаком. Подобные подходы используются в работах [103, 28]. Для поиска механизма источника, в

МСМ применяются методы [102, 103] аналогичные используемым в сейсмологии при исследованиях очагов землетрясений. Исходя из выше сказанного, задача локации событий в МСМ тесно связана с задачей восстановления механизмов очагов.

Альтернативой алгоритмам выделения событий, основанных на суммировании, является технология бимформинга [104], которая широко используется в сонарах, радарх, радиоастрономии и других областях. Бимформинг так же известен как направленное суммирование и выполняет роль пространственного фильтра, который усиливает события, приходящие вдоль желаемого направления, и подавляет события, приходящие из других направлений [105]. Данная технология основана на использовании фазовых характеристик сигналов и может быть использована и в МСМ. Например, в работе [106] с помощью бимформинга производится оценка кажущихся скоростей волн, с использованием которых производится локация источников. В работе [107] показана помехоустойчивость такого подхода и возможность его использования в микросейсмике. Недостатком бимформинга является трудность его применения для данных, содержащих сигналы от источников с различными механизмами.

Отличным от вышеописанных алгоритмов локации, является метод обратного продолжения поля, предложенный в работе [108 - 110]. Метод обратного продолжения поля позволяет обнаруживать события при низких отношениях сигнал/шум. Идея метода заключается в том, что волновое поле, записанное на всех приемниках, пересчитывается обратно в полупространство. Скоростная модель среды предполагается известной. Сейсмические поля от приемников интерферируют в пространстве, в результате чего энергия фокусируется в гипоцентрах источников. К недостаткам данного метода относится его высокая вычислительная сложность, так как приходится решать уравнения, описывающие распространения волн в среде, для каждого момента времени. Также метод будет плохо работать при малом количестве приемников и небольшой апертуре. Помимо этого, необходима скоростная модель.

## Выводы и задачи исследования

На основе выполненного обзора можно сделать следующие выводы:

1. Важной проблемой сейсморазведки и пассивного МСМ является подавление волн помех, влияющих на результаты обработки и интерпретации данных. При использовании наземных систем наблюдения, основной задачей является подавление поверхностных волн. Подавление помех особенно важно при проведении МСМ наземными системами наблюдения с низким отношением сигнал/шум.

2. Существующие алгоритмы фильтрации и локации источников имеют свои ограничения и не могут полностью решить проблему подавления шумов, выделения полезных сигналов на их фоне и получения достоверных результатов обработки.

Проведенные обзор и анализ позволили определить круг задач и вопросов, подлежащих изучению и решению. Сформулированы следующие задачи исследования:

1) Разработка метода моделирования поверхностных волн в наземной сейсморазведке в условиях пересечения спектров с объемными волнами для последующего вычитания полученной модели из данных с целью подавления поверхностно-волновых помех.

2) Разработка и исследование метода многоканальной фильтрации микросейсмических данных для подавления сигналов от источников, расположенных вне заданной области среды и селективной фильтрации сигналов, механизм излучения которых соответствует природе наблюдаемого геодинамического процесса.

3) Разработать комплекс программ на основе разработанных методов для моделирования и подавления поверхностных волн в данных наземной сейсморазведки, многоканальной фильтрации и локации микросейсмических событий.

## Глава 2. Разработка метода моделирования поверхностных волн в наземной сейсморазведке в условиях пересечения спектров с объемными волнами

В главе 2 описан метод моделирования поверхностных волн для решения проблемы их подавления в данных наземной сейсморазведки. Исследуется применение метода к фильтрации поверхностно-волновых помех в данных сейсморазведки на отраженных волнах с использованием линейных расстановок приемников и пассивного микросейсмического мониторинга с использованием площадных систем наблюдения.

### 2.1 Модель распространения поверхностных волн в частотно-временной области

Пусть  $g(x_n, t)$  данные, где  $x_n$  положение приемника с номером  $n$ , а  $t$  – время записи. Поверхностные волны обладают дисперсионными свойствами и распространяются в виде волновых пакетов (нестационарные колебания) будем исследовать процессы их распространения в частотно-временной области:

$$g(x_n, t) \rightarrow g(x_n, f, \tau) \quad (2.1)$$

Для перехода в частотно-временную область нами используется S-преобразование Стоквелла [111], которое для сигнала  $h(t)$  определяется следующим образом:

$$S(\tau, f) = \int_{-\infty}^{+\infty} h(t) w(\tau - t, f) e^{-i2\pi ft} dt, \quad (2.2)$$

где  $\tau$  и  $f$  время и частота,  $w(t, f) = \frac{|f|}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{t^2 f^2}{2}}$  - окно Гаусса. Как видно, с ростом частоты ширина окна уменьшается. За счет этого свойства S-преобразование обеспечивает более оптимальное частотно-временное разрешение по сравнению с классическим преобразованием Фурье в скользящем окне. S-преобразование

позволяет сохранять фазу сигнала на частотно-временной плоскости, и изменение фазы сигнала соотносится с началом исходного сигнала во временной области.

На практике оказывается быстрее и проще применять S-преобразование к сигналам в частотной области. Применим преобразование Фурье (при реализации алгоритмов используется быстрое преобразование Фурье) к записям приемников:  $g(x_n, t) \rightarrow g(x_n, f)$ . После этого S-преобразование вычисляется по формуле:

$$g(x_n, \tau, f) = \int_{-\infty}^{+\infty} g(x_n, \alpha + f) e^{\frac{2\pi^2 \alpha^2}{f^2}} e^{i2\pi \alpha \tau} d\alpha \quad (2.3)$$

Рассмотрим плоскую поверхностную волну, распространяющуюся вдоль линии наблюдения  $x$

$$q(x, t) = \int_{-\infty}^{+\infty} A(f) e^{i2\pi(k(f)x - ft)} df \quad (2.4)$$

где  $k(f)$  – волновое число, соответствующее поверхностной волне и являющееся решением дисперсионного уравнения (здесь мы его вывода приводить не будем, данный материал есть в известной книге [114]), множитель  $A(f)$  определяет амплитуду поверхностно-волновых колебаний, в том числе и с учетом затухания, а так же может быть и комплексным, что соответствует временному сдвигу инициализирующего импульса в источнике. В частотной области получаем поверхностно-волновое поле (нормирующие коэффициенты возникающие при вычислении преобразования Фурье учитывать не будем, так как амплитудный фактор в дальнейших алгоритмах определяется непосредственно из записей уже в частотно-временной области):

$$q(x, f) = A(f) e^{2\pi i k(f)x} \quad (2.5)$$

Это выражение подставим в формулу (2.3) с целью вычисления S-преобразования. Перед этой подстановкой применим приближенное представление:

$$k(f + \alpha) \sim k(f) + k'(f)\alpha, \quad (2.6)$$

заметим, что  $k'(f) = \frac{dk}{df}$  есть величина обратная к групповой скорости (т.е. групповая медленность) рассматриваемой поверхностной волны. После

подстановки и несложных преобразований получаем модель частотно-временного представления поверхностно-волнового пакета:

$$q(x, \tau, f) = Q(f, \tau - x / u(f)) e^{i2\pi k(f)x}, \quad (2.7)$$

где  $u(f) = 1/k'(f)$  – групповая скорость поверхностной волны. В этой модели также можно простым образом учесть поглощение поверхностных волн, введя дополнительный экспоненциальный множитель с вещественным показателем:

$$q(x, \tau, f) = Q(f, \tau - x / u(f)) e^{i2\pi k(f)x} e^{-\lambda x}, \quad (2.7)$$

При моделировании поверхностных волн будем рассматривать модель еще более общего вида:

$$q(x, \tau, f) = Q(f, \tau - x / u(f)) P(f, x) \quad (2.8)$$

Обрабатываемые в частотно-временной области данные будем разделять на два слагаемых:

$$g(x_n, \tau, f) = q(x_n, \tau, f) + d(x_n, \tau, f). \quad (2.9)$$

Задача моделирования поверхностной волны, рассматриваемая в диссертационной работе, заключается в поиске групповой скорости  $u(f)$  (при фиксированной частоте  $f$  это скалярная величина) и двух комплекснозначных функций одного переменного (вторая переменная - частота  $f$  предполагается заданной)  $Q$  и  $P$ , которые и определяют модель вида (2.8), минимизирующих норму разности:

$$\sum_{n=1}^N \int_0^T [g(x_n, \tau, f) - q(x_n, \tau, f)]^2 d\tau \rightarrow \min \quad (2.10)$$

Задача моделирования поверхностных волн рассматривается для диапазона низких частот (для данных сейсморазведки на отраженных волнах этот диапазон обычно от 0 до 15-25Hz). В основе предлагаемого принципа (2.10) поиска параметров модели (2.8) лежит предположение о доминировании амплитуд поверхностных волн над остальной частью поля в рассматриваемом частотном диапазоне. Диапазоны поиска групповых скоростей  $u(f)$  целесообразно также ограничить, учитывая характер пород, составляющих верхнюю часть геологического разреза. Для грунтов типичные значения составляют от 150 до 1000м/с. Для конкретного типа грунтов, учитывая структуру верхней части разреза, этот диапазон может быть

существенно уменьшен. Таким образом, можно дополнительно гарантировать, что найденная часть волнового поля будет относиться именно к поверхностным волнам, так как они, как правило, обладают меньшими скоростями распространения по сравнению с другими типами волн.

## 2.2 Метод моделирования поверхностных волн и алгоритм фильтрации данных наземной сейсморазведки на его основе

Первым шагом предлагаемой методики моделирования поверхностных волн является применение к данным  $g(x_n, f)$  S-преобразования:

$$g_f(x_n, t) = S[g(x_n, f)](x, \tau, f). \quad (2.11)$$

Комплекснозначную функцию  $g_f(x_n, t)$  будем называть псевдосейсмограммой на частоте  $f$ . На рисунке 2.2б изображен пример псевдосейсмограммы, построенной по синтетическим данным, которые содержат поверхностную и плоскую объемную волну (без дисперсии). Сами данные рассчитаны для линейного профиля горизонтально-слоистой среды и приведены на рис. 2.2а. На рис. 2.1б показаны модули комплексных значений  $g_f(x_n, t)$ .

Следующий шаг заключается в нахождении групповых скоростей пробега поверхностных волн на каждой частоте. В случае сейсморазведки на отраженных волнах с использованием линейных систем наблюдения групповые скорости предлагается находить перебором, в ходе которого вычисляется следующая величина:

$$E = \sum_{x_n} \left| g_f \left( \frac{x_n}{u}, x_n \right) \right| \quad (2.12)$$

где  $u$  – тестируемая групповая скорость, из заданного диапазона. После вычисления (2.12) выбирается такая  $u$ , для которой значение  $E$  максимально. Графически тестирование скоростей можно представить как суммирование модулей значений псевдосейсмограммы вдоль наклонных прямых (рис. 2.2в). Отметим, что в общем случае (горизонтально-неоднородный геологический разрез) групповая скорость зависит от пространственных координат приемника  $u = u(x_n)$ .

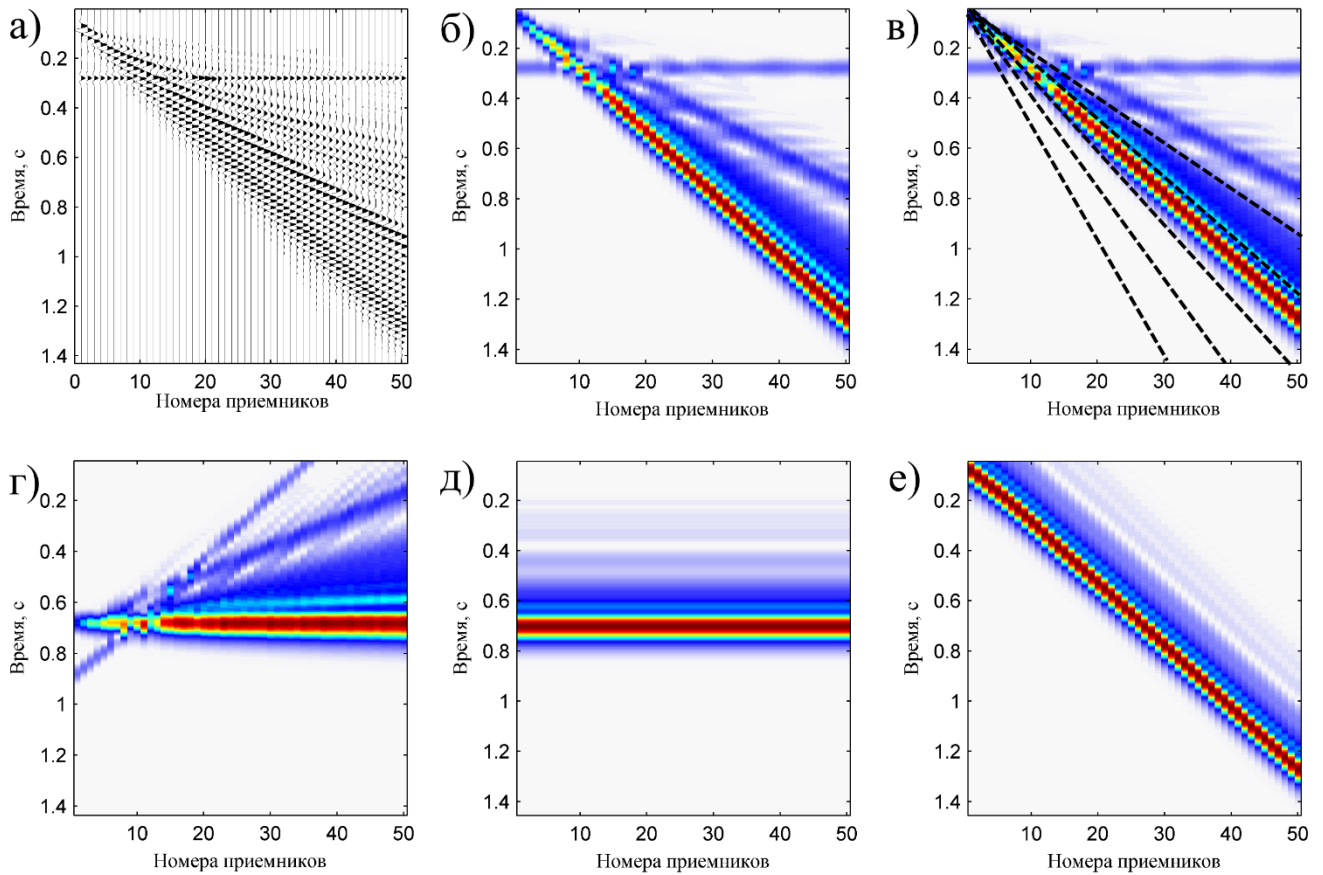


Рисунок 2.1. метод моделирования поверхностных волн а) сейсмические данные, содержащие сигнал поверхностной и плоской объемной волны; б) псевдосейсмограмма на частоте 40 Гц. (модуль комплексных значений частотно-временных спектрограмм на частоте 40 Гц.); в) процесс тестирования различных групповых скоростей; г) псевдосейсмограмма после внесения оптимальных временных задержек, соответствующих найденным групповым скоростям; д) когерентная часть данных, выделенная методом главных компонент; е) выделенная часть данных на псевдосейсмограмме после внесения обратных временных задержек.

Если приемники расставляются не вдоль линейных профилей на поверхности земли, то подход перебора групповых скоростей становится непригодным. Подробнее данный случай будет рассмотрен в параграфе 2.4.

Далее временные задержки, соответствующие найденным групповым скоростям пробега, вносятся в данные:



$$\tilde{g}_f(x_n, \tau) = g_f\left(\tau - \frac{x_n}{u(x_n)}, x_n\right) \quad (2.13)$$

Это приводит к спрямлению годографа поверхностной волны на каждой псевдосейсмограмме (рис. 2.2г).

Следующий шаг метода заключается в выделении когерентной части данных. Решение этой задачи проводится с помощью метода главных компонент, реализация которого основана на применении сингулярного разложения (*SVD*) или Karhunen-Loeve (*KL*) преобразования к ковариационной матрице данных. В рамках предлагаемого метода используется *KL* преобразование. Пусть  $x_i(t)$ ,  $i=1..N$  – записи сейсмического поля на приемниках. Определим набор ортогональных сигналов  $\psi_i(t)$  и матрицу **A** такие, что:

$$\psi_j(t) = \sum_{i=1}^N a_{ij} x_i(t) \quad j=1..N \quad (2.14)$$

где  $a_{ij}$  элементы матрицы **A**. Каждый сигнал  $x_i(t)$  может быть приближенно восстановлен через  $M$  компонент  $\psi_i(t)$ :

$$\tilde{x}_i(t) = \sum_{j=1}^M b_{ij} \psi_j(t) \quad i=1..N \quad (2.15)$$

где  $M < N$ ,  $b_{ij}$  – элементы матрицы коэффициентов **B**, которые находятся из условия минимизации невязки между сигналом и его аппроксимацией:  $\|x_i(t) - \tilde{x}_i(t)\| \rightarrow \min$ . Если  $M=N$ , то исходные сигналы  $x_i(t)$  восстанавливаются точно. Суть метода, заключается в том, чтобы найти матрицу преобразования **B** и набор базовых сигналов  $\psi_i$ , которые соответствуют полезному сигналу и необходимы для восстановления данных по формуле (2.15).

Конкретная реализация данного подхода в разработанном алгоритме заключается в следующем. Составим ковариационную матрицу **Г**, компоненты которой определяются как  $\gamma_{ij} = \int_0^T \tilde{g}_f(x_i, \tau) \tilde{g}_f(x_j, \tau)$ , где  $T$  – интервал обрабатываемых данных,  $\tilde{g}_f(x_n, \tau)$  – данные с внесенными фазовыми поправками.

То же самое в матричном виде:

$$\mathbf{\Gamma} = \mathbf{D}\mathbf{D}^T, \quad (2.16)$$

где  $\mathbf{D}$  – матрица данных, строки которой составляют дискретные записи сигналов с каждого приемника. Так как матрица  $\mathbf{\Gamma}$  симметричная и положительно полуопределенная матрица, то её можно разложить:

$$\mathbf{\Gamma} = \mathbf{R}\mathbf{\Lambda}\mathbf{R} \quad (2.17)$$

где  $\mathbf{\Lambda} = \text{diag}(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_N)$  – диагональная матрица состоящая из собственных чисел матрицы  $\mathbf{\Gamma}$  и  $\lambda_1 > \lambda_2 > \dots > \lambda_N$ ,  $\mathbf{R}$  – матрица, столбцы которой состоят из собственных векторов  $\mathbf{r}_i$  матрицы  $\mathbf{\Gamma}$ , т.е.  $\mathbf{\Gamma}\mathbf{r}_i = \lambda_i\mathbf{r}_i$ . В работе [47] показано, что значение  $\lambda_i$  соответствует энергии  $\psi_i$  компоненты. Поэтому за счет внесенных временных задержек в данные, энергия поверхностных волн будет находиться в первых главных компонентах  $\psi_i$ , соответствующих наибольшему собственному числу. Тогда когерентная часть данных (она соответствует поверхностной волне) в матричном виде записывается как:

$$\mathbf{G}_{kl} = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{\Psi} \quad (2.18)$$

где  $n$ -ая строка матрицы  $\mathbf{G}_{kl}$  соответствует частотно-временному представлению модели поверхностной волны (2.8) и является записью сигнала на  $n$ -ом приемнике с внесенными задержками  $\tilde{q}_f(\tau, x_n)$ .  $\mathbf{R}$  – матрица, состоящая из правых собственных чисел ковариационной матрицы данных  $\mathbf{\Gamma}$ , а матрица  $\mathbf{\Psi} = \mathbf{R}^T\mathbf{D}$ . При этом, для вычисления  $\mathbf{G}_{kl}$ , используется только один собственный вектор  $\mathbf{r}$ , соответствующей максимальному по модулю собственному значению  $\lambda$  ковариационной матрицы данных  $\mathbf{\Gamma}$ . Остальные собственные вектора в матрицы  $\mathbf{R}$  не учитываются и заменяются нулями. Вычисление собственного вектора  $\mathbf{r}$  и числа  $\lambda$  производится степенным методом:

$$\mathbf{r}_{k+1} = \frac{\mathbf{\Gamma}\mathbf{r}_k}{\|\mathbf{\Gamma}\mathbf{r}_k\|}, \quad \lambda_{k+1} = \frac{(\mathbf{r}_k, \mathbf{\Gamma}\mathbf{r}_k)}{(\mathbf{r}_k, \mathbf{r}_k)} \quad (2.19)$$

Для оптимизации поиска  $\mathbf{r}$  и  $\lambda$ , в качестве их начальных приближений берутся значения с предыдущей обрабатываемой частоты  $f$ .

Далее компенсируем раннее внесенные временные задержки:

$$q_f(\tau, x_n) = \tilde{q}_f\left(\tau + \frac{x_n}{u(x_n)}, x_n\right) \quad (2.20)$$

Проинтегрировав полученную модель по временной переменной  $\tau$ , в силу известного свойства S-преобразования, получим поверхностную волну в частотной области:

$$q(f, x_n) = \int_{-\infty}^{+\infty} q_f(\tau, x_n) d\tau \quad (2.21)$$

Далее, применив обратное преобразование Фурье можем перейти во временную область либо вычистить полученную поверенную волну (2.21) из данных в частотной области в целях фильтрации поверхностно-волновых помех.

При решении задачи сейсморазведки вдоль профилей, рассматриваемую методику моделирования поверхностных волн целесообразно повторять для каждой частоты несколько раз, что, как показали численные эксперименты, будет приводить к извлечению нескольких мод поверхностной волны из данных и, как следствие, более полному подавлению поверхностно-волновых помех в данных. Блок-схема предлагаемого алгоритма моделирования поверхностной волны, предназначенного для фильтрации данных сейсморазведки, показана на рис. 2.2. Цифрами обозначены основные шаги:

1. Представление данных в частотно-временной области с помощью S-преобразования;
2. Поиск и внесение в данные временных задержек, соответствующих групповым скоростям поверхностных волн;
3. Выделение когерентной части данных с помощью метода главных компонент, внесение обратных временных задержек;
4. Применение обратного S-преобразования.

Для более полной фильтрации производится повтор шагов 1-4 для выбранной частоты  $f$  необходимое количество раз (как правило, достаточно 2-3).

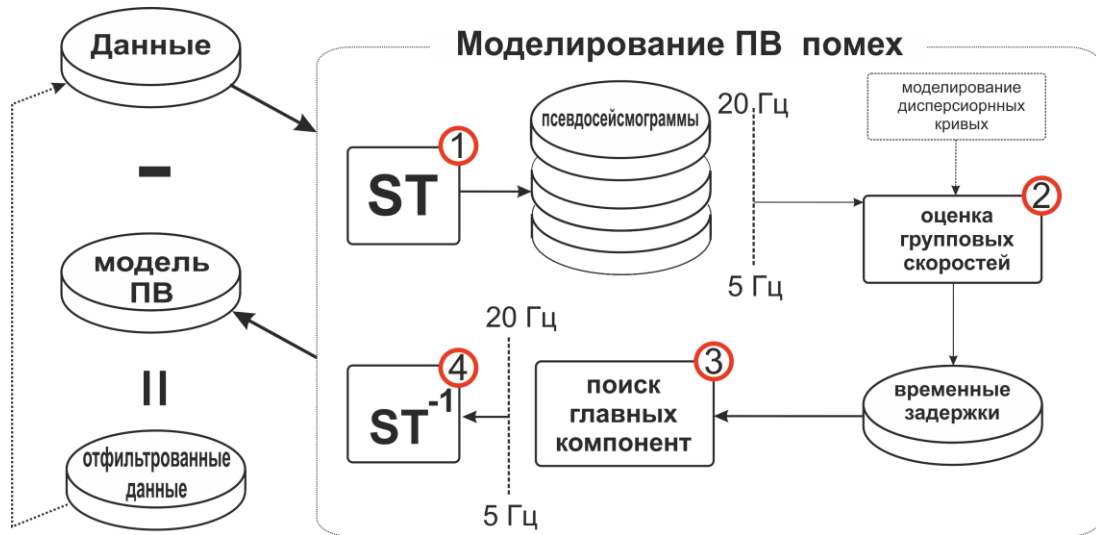


Рисунок 2.2. Блок-схема извлечения поверхностных волн из сейсмических данных.

### 2.3 Особенности реализации метода при пассивном МСМ

Применительно к задаче подавления поверхностных волн в данных наземного микросейсмического мониторинга (МСМ) предложенный выше алгоритм требует дополнений. Проблема заключается в том, что при МСМ приемники размещаются на некоторой площади, возможно нерегулярным образом. В этом случае, способ поиска групповых скоростей с помощью перебора, как это предложено делать в параграфе 2.2, не применим. В этом случае групповые скорости следует находить на основе решения прямых задач распространения поверхностных волн. При этом необходимо знание скоростной модели верхней части геологического разреза. На практике, подобная информация может быть получена в результате применения метода многоканального анализа поверхностных волн MASW.

Чтобы найти групповые времена пробега в первую очередь необходимо рассчитать лучи  $L$ , вдоль которых распространяются поверхностные волны на каждой частоте. Для этого необходимо решить систему дифференциальных уравнений:

$$\frac{d\mathbf{r}}{ds} = C\mathbf{k}, \quad \frac{d\mathbf{k}}{ds} = -\frac{\nabla C}{C}, \quad (2.22)$$

где радиус вектор  $\mathbf{r}(s)$  точки на луче,  $\mathbf{k} = \frac{\mathbf{e}_\tau}{C}$  – вектор медленность,  $\mathbf{e}_\tau$  – касательный к лучу вектор,  $C=C(f)$  – фазовая скорость зависящая от частоты  $f$ .  $\mathbf{r}(s)=\mathbf{r}(x_1(s), x_2(s))$ , где  $x_1$  и  $x_2$  – горизонтальные координаты обозначающие положение точки на поверхности земли, т.е. система (2.21) решается для двумерной области.

Тогда групповые времена пробега поверхностных волн могут быть вычислены по формуле:

$$t = \int_L \frac{ds}{U(s)} \quad (2.23)$$

где  $L$  – луч, рассчитанный с помощью решения системы (2.22),  $U(s)$  – групповая скорость волны в точке  $s$  на луче  $L$ .

Если скоростная модель среды не известна, то может быть использован альтернативный подход поиска временных задержек (соответствующих групповым скоростям поверхностных волн), основанный на анализе записи поля от тестового источника поверхностных волн, расположенного в заданной точке  $\mathbf{x}_s$  (точка, где предположительно сосредоточены источники поверхностных волн). В качестве этой точки может выступать устье скважины с работающим оборудованием, служащим сановным источником поверхностно-волновых помех при микросейсмическом мониторинге гидравлического разрыва пласта (МСМ ГРП). Пусть  $\mathbf{H} = \{h_n(t) | n=1, \dots, N\}$  запись сигнала от тестового источника с гипоцентром  $\mathbf{x}_s$ . Представим эти данные в частотно-временной области с помощью S-преобразования:

$$S_n(\tau, f, \sigma) = \int_{-\infty}^{+\infty} h_n(t) w(\tau - t, f, \sigma) e^{-i2\pi ft} dt, \quad (2.24)$$

где  $\tau$  и  $f$  – время и частота соответственно, а  $\sigma$  – дополнительный параметр,

характеризующий ширину окна Гаусса,  $w(t, f, \sigma) = \frac{|f|}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-\frac{(\tau-t)f^2}{2\sigma^2}}$  – окно Гаусса.

Каждое значение  $S_n(\tau, f, \sigma)$  есть комплексное число, которое можно представить в виде:

$$S_n(\tau, f, \sigma) = A_n(\tau, f) e^{i\varphi_n(\tau, f)}, \quad (2.25)$$

где  $A_n(\tau, f)$  и  $\varphi_n(\tau, f)$  соответственно амплитудный и фазовый спектр сигнала на частоте  $f$  в момент времени  $\tau$ . Для каждой частоты  $f$  на каждом приемнике с индексом  $n$  найдем момент времени, когда амплитудный спектр сигнала становится максимальным (т.е. находим время прихода энергии волны на частоте  $f$  в приемник  $n$ ):

$$\tilde{\tau}_n(f) = \max_{\tau} \{A_n(\tau, f)\}. \quad (2.26)$$

$\tilde{\tau}_n(f)$  – будут искомыми групповыми временами пробега, которые необходимы для фильтрации поверхностных волн, распространяющихся из точки  $\mathbf{x}_s$ .

## 2.4 Тестирование метода подавления поверхностных волн

Как было сказано ранее, на основе предложенного метода моделирования был реализован метод фильтрации поверхностно-волновых помех. Приведем результаты тестирования этого метода на синтетических данных. Вначале рассматривается задача подавления поверхностных волн в данных сейсморазведки на отраженных волнах с использованием линейных систем наблюдения. Затем рассматриваются примеры фильтрации данных пассивного микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения.

### 2.4.1 Подавление поверхностных волн в данных сейсморазведки в случае горизонтально-слоистой среды с плоской свободной поверхностью

В первом примере рассмотрим фильтрацию синтетических данных, рассчитанных для горизонтально-слоистой среды. Система наблюдения представляла собой линию равноудаленных между собой приемников. Полученная сейсмограмма, которая изображена на рисунке 2.3а, содержит поверхностную волну и множество отраженных волн. На рис. 2.3б изображены данные после полосовой фильтрации, на рис. 2.3в после  $f$ - $k$  фильтрации и на рис. 2.3г после

фильтрации предложенным методом. На рис. 2.3е приведен  $f-k$  спектр синтетических данных и границы областей, соответствующих полосовой и  $f-k$  алгоритмам фильтрации.  $f-k$  фильтрация не позволила полностью подавить поверхностную волну в данных (закрашенный прямоугольник на сейсмограмме из рис. 2.3в). Главная причина этого заключается в пространственном алиасинге, возникающем из-за того, что приемники располагаются далеко друг от друга по сравнению с длиной поверхностной волны. Алиасинг, в свою очередь, приводит к тому, что сигналы от различных типов волн не разделяются на  $f-k$  плоскости, делая  $f-k$  фильтрацию не эффективной. Полосовой фильтр позволил подавить поверхностную волну (рис. 2.3б), но, если рассмотреть часть данных, удаленных фильтром (рис. 2.3д), то видно, что часть энергии отраженных волн была потеряна (отмечено фиолетовым прямоугольником). В то же время, предложенный метод позволил извлечь из данных только ту часть, которая соответствует именно поверхностным волнам. Это видно из рис. 2.3ж, где приведен  $f-k$  спектр данных, удаленных предложенным методом. На рис. 2.3ж можно также наблюдать, что разработанный метод позволяет извлекать сигналы с пространственным алиасингом.

Рассмотренный пример показывает, что в горизонтально-слоистой среде и линейной системе наблюдения предложенный метод:

1. Позволяет извлечь из данных только ту часть поля, которая относится к поверхностным волнам, даже если наблюдается пространственный алиасинг;
2. Не искажает полезные сигналы отраженных волн;
3. Более эффективен, чем полосовая и  $f-k$  фильтрация в задаче подавления поверхностных волн в данных.

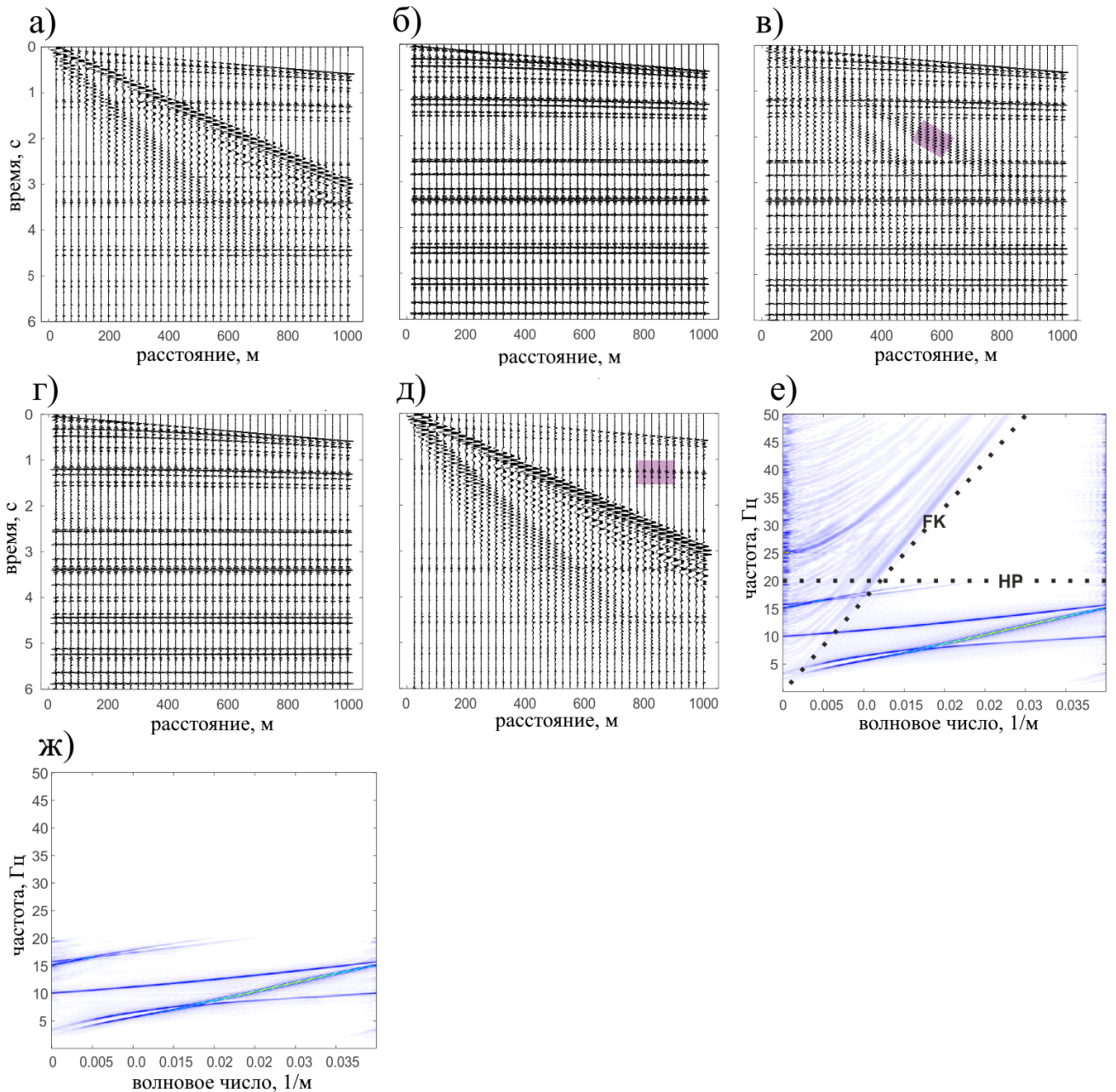


Рисунок 2.3 – Подавление поверхностных волн в синтетических данных. а) синтетические данные; б) данные после полосовой фильтрации; в) данные после  $f-k$  фильтрации (в прямоугольнике выделена часть поверхностной волны пропущенная фильтром); г) данные обработанные предложенным методом; д) часть данных отфильтрованная полосовым фильтром; е)  $f-k$  спектр исходных данных и границы областей, которые использовались при полосовой и  $f-k$  фильтрации; ж)  $f-k$  спектр данных, удаленных предложенным методом.



## 2.4.2 Подавление поверхностных волн в данных сейсморазведки в случае среды с криволинейной свободной поверхностью

Расчет синтетических сейсмограмм, которые содержали поверхностные волны, распространяющиеся вдоль криволинейной свободной поверхности, осуществлялся с помощью метода конечных элементов (МКЭ) с использованием конечно-элементного решателя Abaqus [112]. Причина выбора МКЭ, заключается в том, что при его реализации условие свободной поверхности в выбранных моделях выполняется автоматически, что делает его удобным при решении подобных задач по сравнению, например, с методом конечных разностей.

В рамках МКЭ Размер всей расчетной области составлял 3000x3000 метров, который выбирался так, чтобы отраженные от внешних границ объемные волны, сгенерированные источником, не успевали прийти на приемники. На рис. 2.4а показана скоростная модель среды, положения источника (красная звезда) и приемников (черные треугольники). Параметры скоростной модели среды приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Скоростные параметры слоев.

Номер слоя	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
1	500	300	1700
2	1000	600	1800
3	1800	1100	2200

При моделировании использовалась сетка (рис. 2.4б), состоящая из треугольных элементов типа *CPE3* (обозначение реализованных в Abaqus элементов).

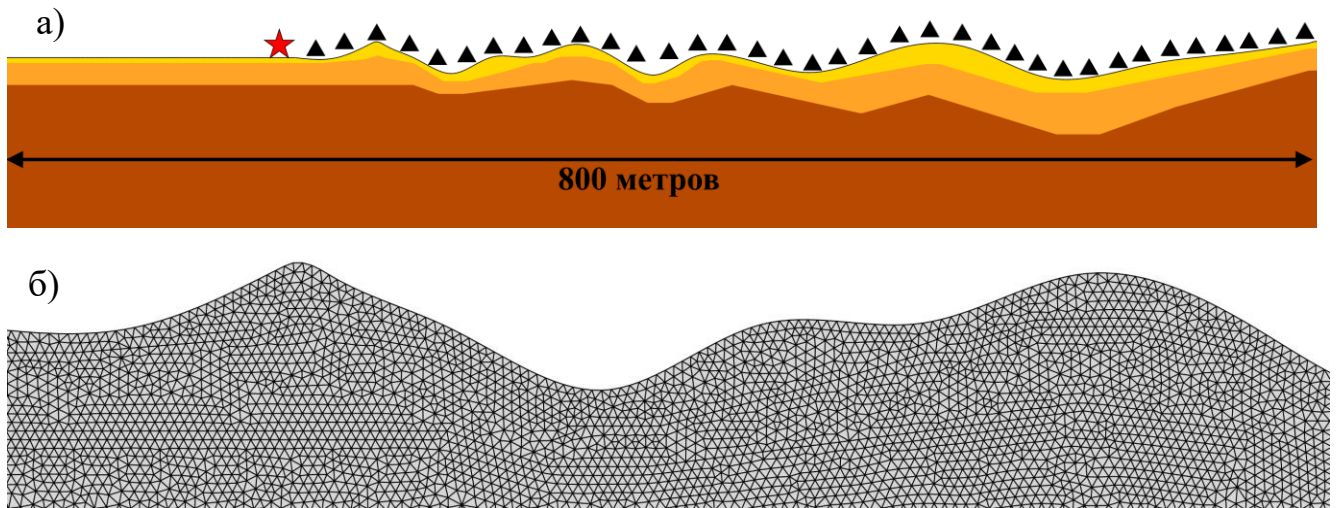


Рисунок 2.4 – а) Скоростная модель среды, положение источника (красная звезда) и приемников (черные треугольники); б) дискретизация расчетной области.

Сигнал в источнике имел форму импульса Риккера с центральной частотой 8 Гц. На рис. 2.5 изображена величина смещения среды ( $\sqrt{u_1^2 + u_2^2}$ ) в момент времени 0.3 секунды.

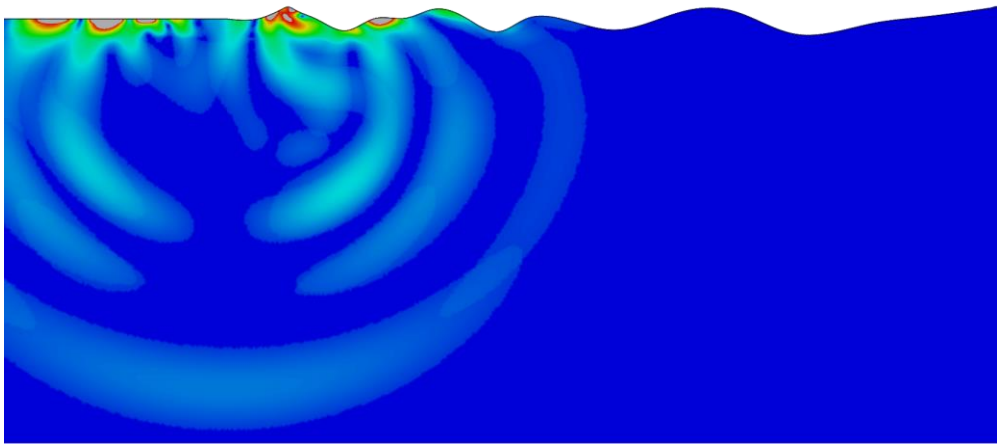


Рисунок 2.5 – Смещение среды в момент времени 0.3 секунды.

Для тестирования алгоритма подавления поверхностно-волновых помех использовалось 27 приемников на свободной поверхности, расположенных друг от друга на расстоянии 25 метров. На рис 2.6а изображены полученные синтетические данные, к которым дополнительно были добавлены сигналы плоских волн с частотным составом от 10 до 100 Гц. Использование разработанного в работе

алгоритма позволило успешно подавить основную часть энергии поверхностных волн, сохранив сигналы плоских волн (рис. 2.6б – результат фильтрации и рис. 2.6в, где показаны отфильтрованные данные).  $f-k$  фильтрация в данном случае не позволила полностью извлечь поверхностную волну (рис. 2.6г), при этом в отфильтрованной части данных можно наблюдать импульсы полезных сигналов (рис. 2.6е, внутри красного прямоугольника). Наилучший результат подавления поверхностных волн можно получить путем последовательного применения предложенного метода и  $f-k$  фильтрации (рис. 2.6д).

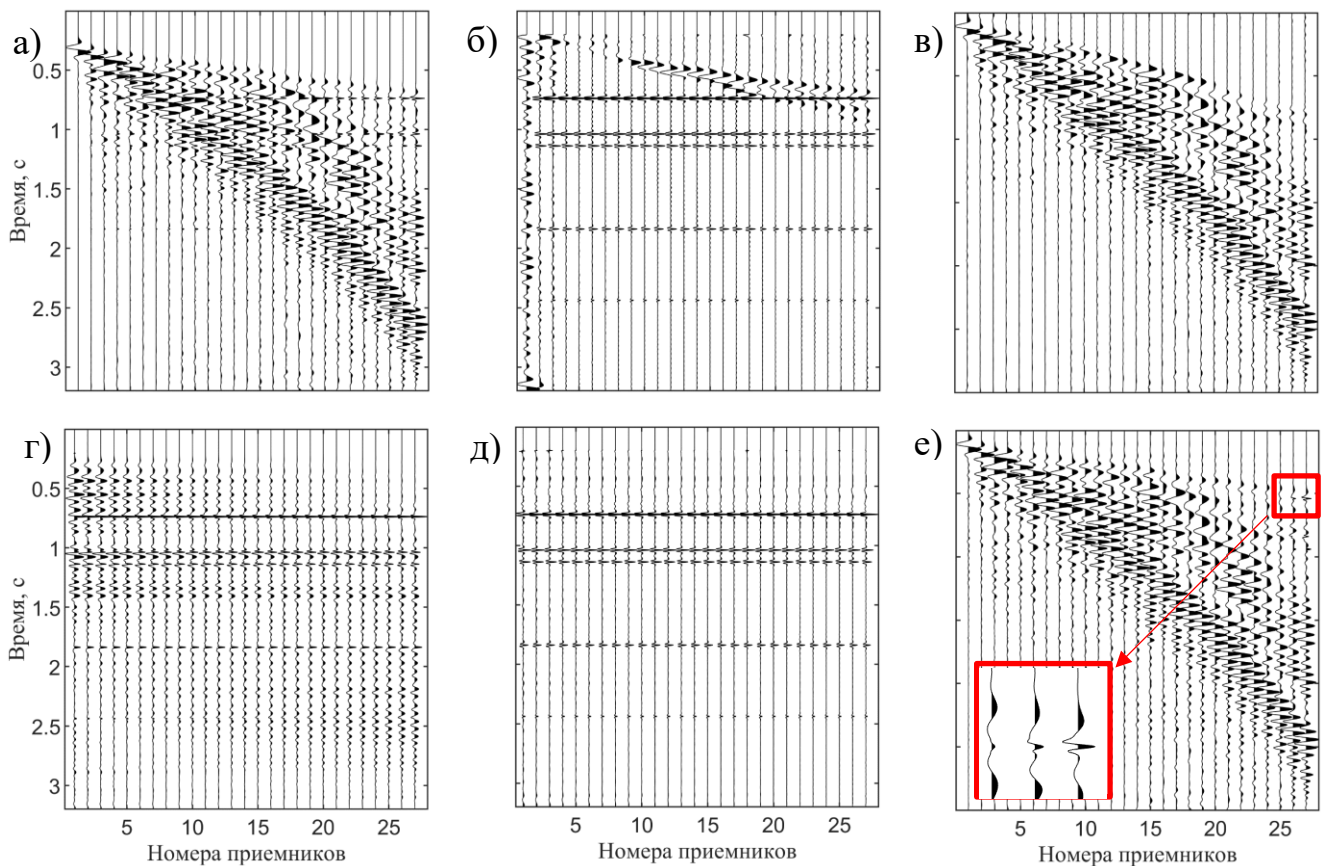


Рисунок 2.6 – Обработка синтетических данных для среды с криволинейной свободной поверхностью: а) синтетическая сейсмограмма; б) результат фильтрации поверхностных волн предложенным методом; в) часть данных, удаленных предложенным методом; г) результат  $f-k$  фильтрации; д) результат последовательного применения предложенного метода и  $f-k$  фильтрации; е) часть данных, удаленных  $f-k$  фильтром.

### 2.4.3 Подавление поверхностных волн в данных пассивного МСМ

Рассмотрим пример подавления поверхностных волн в данных пассивного микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения. Обработывались синтетические данные. При реализации предлагаемого метода, групповые времена пробега поверхностных волн будем находить подходом, описанным в параграфе 2.4, т.е. решать прямую задачу, предполагая, что строение среды известно.

Рассмотрим 3D модель горизонтально слоистой среды, содержащую источник поверхностных волн и источник объемных волн (рис. 2.7). Регистрацию сейсмических волн будем проводить с помощью площадной системы наблюдения, состоящей из 576 приемников, распределенных на верхней поверхности модели. Источник объемных волн расположен в точке (475,475,500) (единицы измерения координат – метры), источник поверхностных волн – в точке (475,475,0). Размеры расчетной области были 800x800x550 метров.

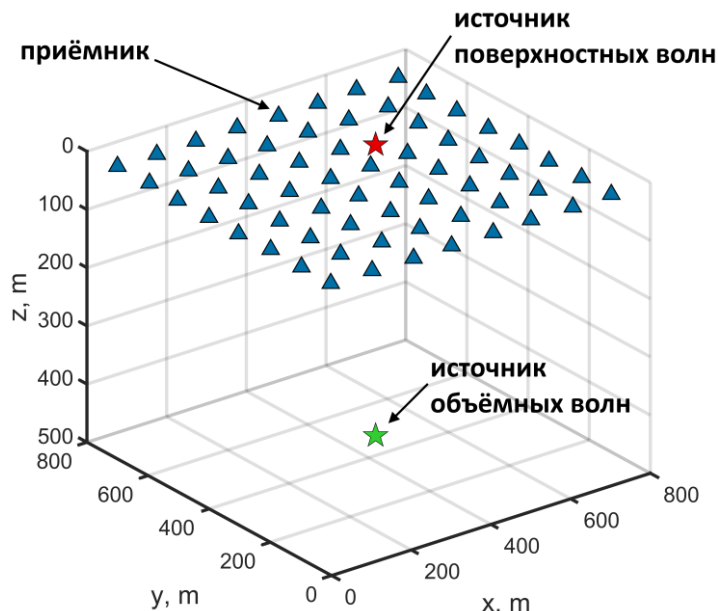


Рисунок 2.7 – Модель, используемая для расчета синтетических сейсмограмм: 3d среда, система наблюдения, источник поверхностных волн, источник объемных волн.

Параметры горизонтально-слоистой среды приведены в таблице 2.2. Расчёт синтетических сейсмограмм производился методом конечных разностей [113] с использованием методики, предложенной в работах [4]. В качестве формы волны в источниках использовался импульс Риккера с центральной частотой 18 Гц. Механизм источника объёмных волн – изотропное расширение, источника поверхностных волн – сила, направленная по  $z$ .

Таблица 2.2

Скоростная модель горизонтально-слоистой среды

Номер слоя	Мощность слоя, м	Скорость продольных волн, м/с	Скорость поперечных волн, м/с	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
1	4	500	300	1700
2	12	1000	600	1800
3	$\infty$	1800	1100	2200

На рисунке 2.8а приведена рассчитанная синтетическая сейсмограмма, содержащую волны от двух источников. При отрисовке данных приемники сортировались по удаленности от источника поверхностных волн (чем выше номер приемника, тем дальше он удален от источника). На рис. 2.8б показаны данные, обработанные предлагаемым методом. На рис. 2.8в и рис. 2.8г изображены результаты  $f-k$  и  $\tau-p$  фильтрации соответственно. Красным прямоугольником выделена область сейсмограммы, внутри которой амплитуда поверхностной волны после фильтрации предложенным методом на несколько порядков ниже, чем после  $f-k$  и  $\tau-p$ .

Рассмотренный пример показывает, что разработанный метод в случае горизонтально-слоистой среды позволяет извлекать основную часть поверхностных волн в данных, собранных площадной наземной системой наблюдения, и решает эту задачу лучше, чем  $f-k$  и  $\tau-p$  фильтры.

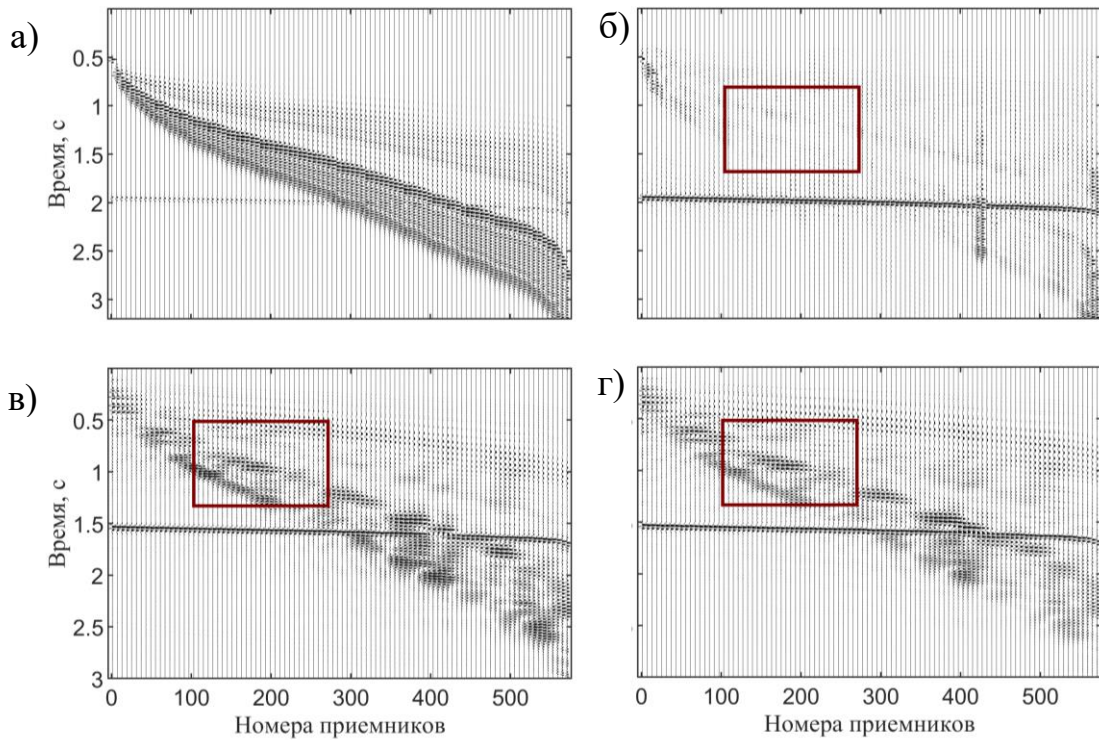


Рисунок 2.8 – Пример фильтрации данных в случае горизонтально-слоистой среды; а) синтетическая сейсмограмма; б) сейсмограмма, обработанная предложенным методом фильтрации; в) сейсмограмма после  $f-k$  фильтрации; г) сейсмограмма после  $\tau-p$  фильтрации

В следующем примере рассмотрим неоднородную модель среды, изображенную на рисунке 2.9. Главное отличие скоростной модели от предыдущей заключается в том, что верхний слой имеет резкую вертикальную границу. Положения приемников и источников как в примере 1.

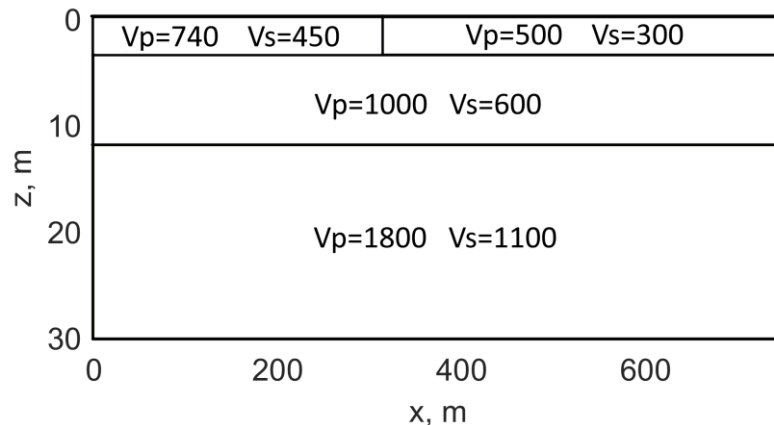


Рисунок 2.9 – Скоростная модель среды в  $x-z$  плоскости при любом значении координаты  $y$ .



Рассчитанная сейсмограмма для неоднородной среды изображена на рисунке 2.10а. На рис. 2.10б изображены данные после предлагаемого метода фильтрации, на рис. 2.10в после  $f-k$  фильтрации и на рис. 2.10г после  $\tau-p$  фильтрации. Также, как и в первом примере, предложенный метод позволил убрать из данных больше энергии поверхностной волны по сравнению с  $f-k$  и  $\tau-p$  фильтрами. Красным прямоугольникам выделена область сейсмограммы, в которой после  $f-k$  и  $\tau-p$  сигналы от объемных волн сравнимы по амплитуде с поверхностными волнами-помехами. На сейсмограмме это проявляется в том, что полезный сигнал в выделенной области визуально не выделяется.

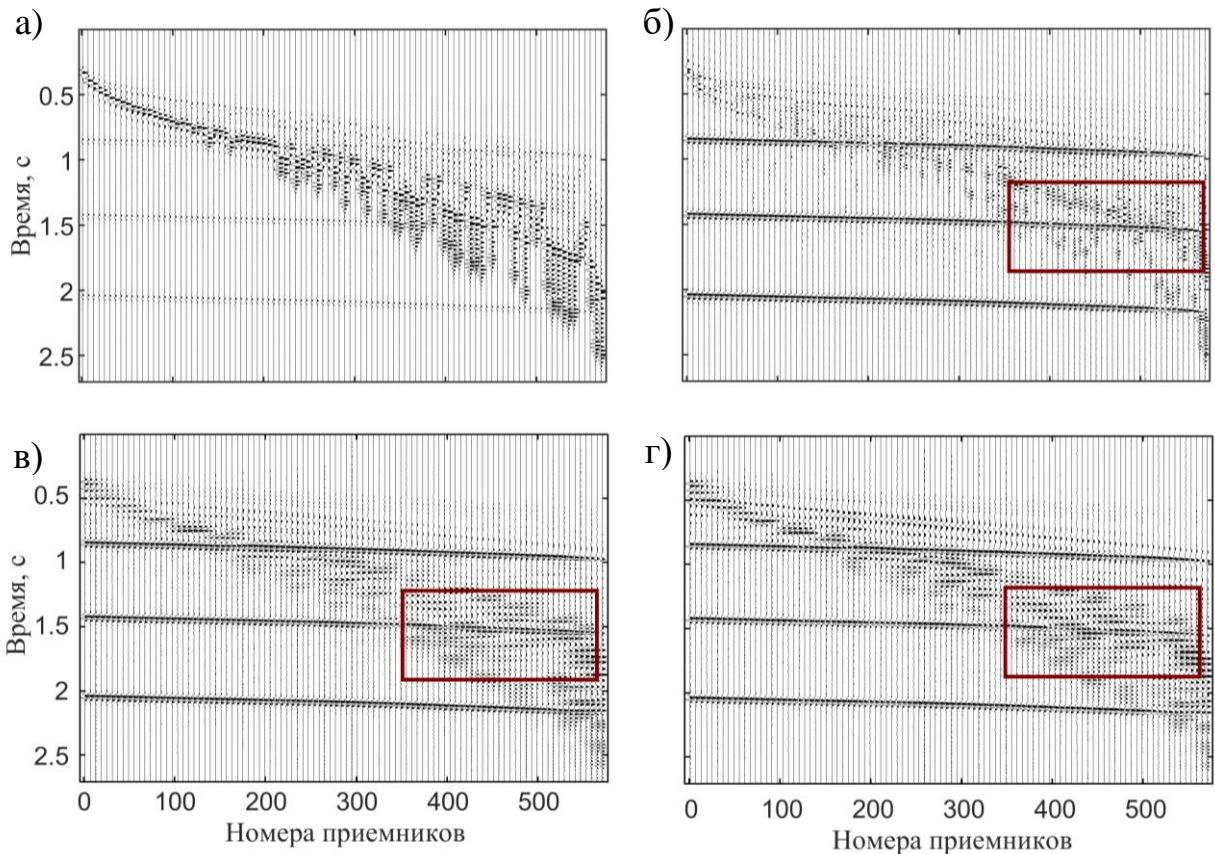


Рисунок 2.10 – Фильтрация поверхностной волны в случае неоднородной среды; а) синтетическая сейсмограмма; б) сейсмограмма, обработанная предложенным методом фильтрации; в) сейсмограмма после  $f-k$  фильтрации; г) сейсмограмма после  $\tau-p$  фильтрации

Одна из причин, по которой  $f-k$  и  $\tau-p$  фильтрация работает хуже, чем предложенный метод, заключается в том, что расстояние между соседними приёмниками не постоянно после процедуры их сортировки по удаленности от источника объемных волн. Из-за этого в пространственном сигнале наблюдаются «скачки» фаз, что приводит к «размыванию» энергии волн на  $f-k$  или  $\tau-p$  плоскости из-за эффектов алиасинга. Для демонстрации этого эффекта можно рассмотреть следующий пример. Используем скоростную модель среды и положения источников из первого примера. Рассмотрим две системы наблюдения. Первая система получена путем равномерного (регулярного) распределения 375 приемников на поверхности (рис. 2.7). В данном примере количество приемников уменьшено по сравнению с первым примером для более яркой демонстрации эффекта «размывания» спектра. Синтетическая сейсмограмма для первой системы изображена на рис. 2.11а. Вторая система наблюдения получена путем смещения приемников первой системы таким образом, чтобы после их сортировки по удаленности от источника поверхностных волн, расстояние между любыми соседними было одинаковым в пределах некоторой погрешности. Полученная сейсмограмма изображена на рис. 2.11б. На рис. 2.11в и рис. 2.11г изображены  $f-k$  спектры для первой и второй системы наблюдения. Видно, что во втором случае энергия поверхностной волны более сфокусирована на  $f-k$  плоскости, чем в первом. Поэтому эффективность  $f-k$  или  $\tau-p$  фильтров возрастет при их применении к данным, которые зарегистрированы второй системой наблюдения.



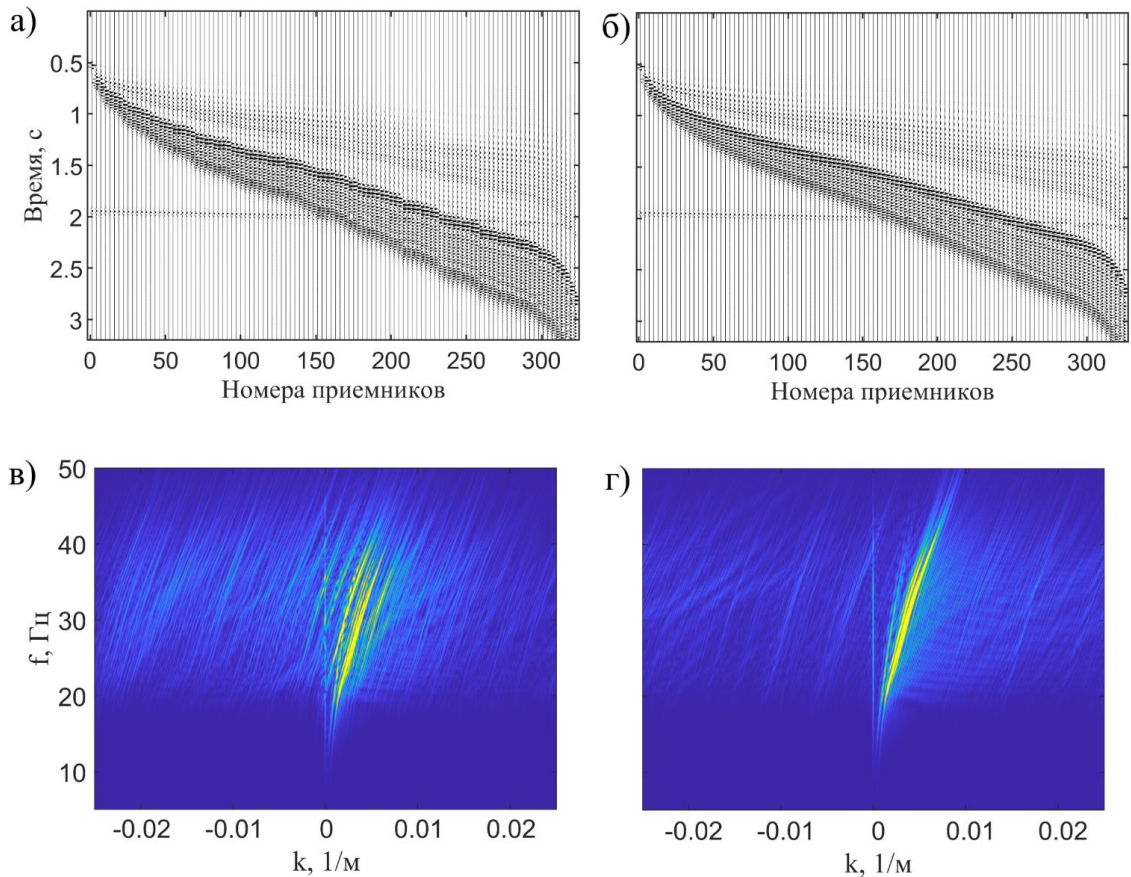


Рисунок 2.11 – а) синтетическая сейсмограмма для системы наблюдения с регулярной расстановкой приемников по всей поверхности модели; б) синтетическая сейсмограмма для системы наблюдения, где положения приемников выбирались таким образом, что после сортировки по удаленности от источника поверхностных волн расстояние между любыми соседними приемниками было одинаковым в пределах некоторой погрешности; в)  $f$ - $k$  спектр для данных из а); г)  $f$ - $k$  спектр для данных из б).

Если теперь рассмотреть первый пример и систему наблюдения, где приемники сдвинуты относительно исходных позиций таким образом, чтобы после их сортировки расстояние между ними было одинаковым, то все три метода дадут схожий результат (рис. 2.12). На рис. 2.12а приведена синтетическая сейсмограмма для этого случая. На рис. 2.12б, рис. 2.12в и рис. 2.12г изображены результаты обработки данных предложенным методом,  $f$ - $k$  и  $\tau$ - $p$  фильтрами соответственно. Как видно, все три метода фильтрации достаточно хорошо подавили поверхностную волну.

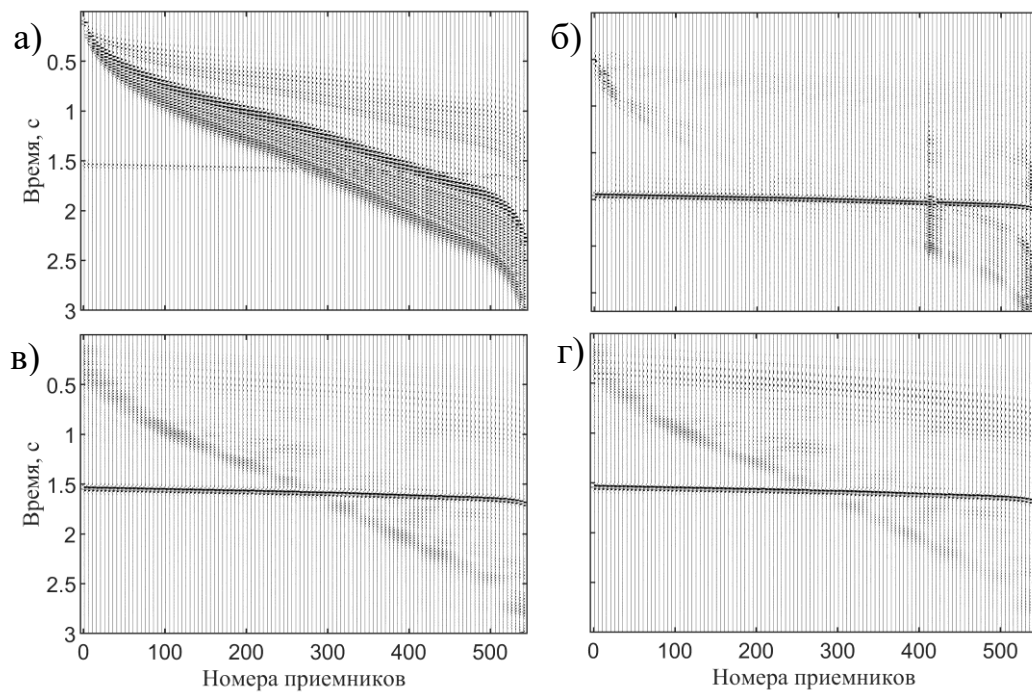


Рисунок 2.12 – Синтетические данные и результаты фильтрации в случае использования системы наблюдения, где положения приемников выбирались таким образом, что после сортировки по удаленности от источника поверхностных волн расстояние между любыми соседними приемниками было одинаковым в пределах некоторой погрешности; а) синтетическая сейсмограмма; б) сейсмограмма, обработанная предложенным методом фильтрации; в) сейсмограмма после  $f-k$  фильтрации; г) сейсмограмма после  $\tau-p$  фильтрации

Заметим также, что с помощью  $f-k$  или  $\tau-p$  фильтрации можно добиваться более сильно подавления поверхностных волн за счет увеличения области удаления данных на  $f-k$  или  $\tau-p$  плоскости. Но это может приводить к изменению/искажению “полезной” части сигнала. Например, рассмотрим данные из примера 1, но с отличием, которое заключается в том, что сигнал от объемной волны отсутствует на трассах с номера 40 по номер 80 (рис. 2.13а) выделено красным квадратом). На рис. 2.13б изображен результат фильтрации с параметрами  $f-k$  фильтра, которые позволяют сохранить исходный вид объемной волны. На рисунке 2.13в изображен результат, при параметрах  $f-k$  фильтра, позволяющих подавить основную часть энергии поверхностной волны (область удаления данных на  $f-k$  плоскости была увеличена). Как видно, в этом случае сигнал объемной волны

был искажен:  $f$ - $k$  фильтр восстановил сигнал объемной волны, где его не было. Рассмотренный эффект может быть полезен, только если ставится задача восстановления данных.

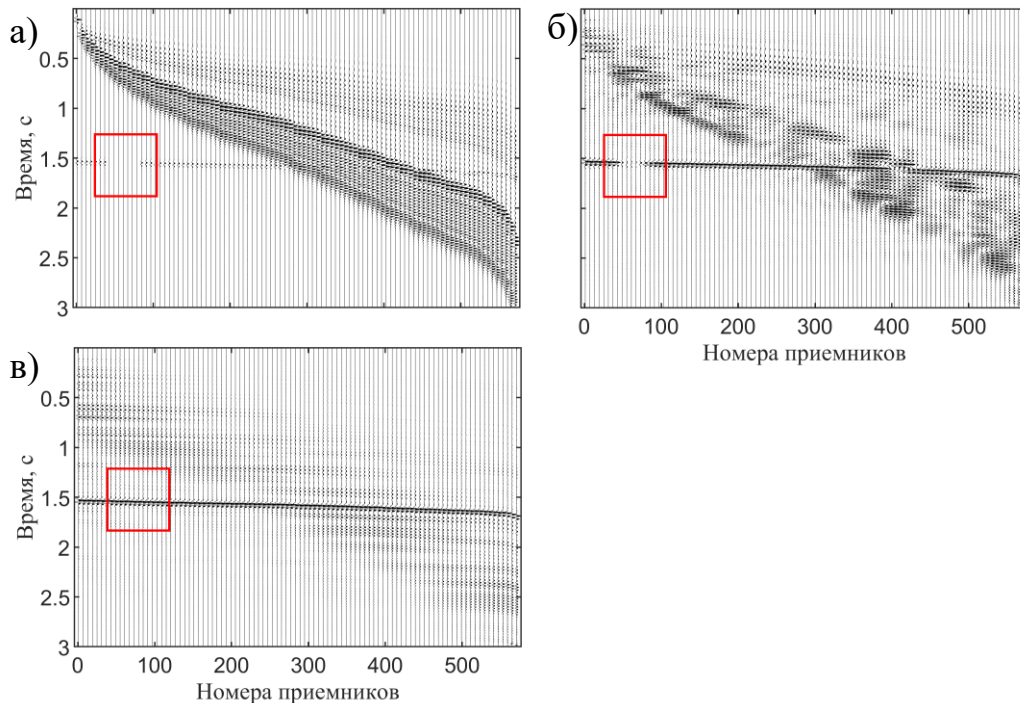


Рисунок 2.13 – Пример искажения данных при стандартной  $f$ - $k$  фильтрации.

В красном квадрате указано место на сейсмограмме, где исходный сигнал объемной волны отсутствовал; а) синтетическая сейсмограмма; б) результат фильтрации при выборе параметров, позволяющих сохранить исходный сигнал объемной волны; в) результат  $f$ - $k$  фильтрации при параметрах фильтра, позволяющих подавить основную часть энергии поверхностной волны, но с нежелательным эффектом в виде изменения исходного сигнала объемной волны.

В заключении разберем случай, когда источник объёмных волн отличен от взрывного типа. Например, рассмотрим подвижку вдоль разрыва, плоскость которого параллельна плоскости  $x$  $y$ . Направление подвижки выберем вдоль оси  $x$ . Используем модель среды, положения источников и приемников как в первом примере. Тогда продольная волна, возбужденная источником объёмных волн, на часть приемников будет приходить с противоположной полярностью (на приемники, у которых координата  $x$  больше 475 со знаком «+»), на приемники с

координатой  $x$  меньше 475 со знаком «-»). В синтетических данных рассмотрим только продольную волну от источника. На рисунке 2.14а изображена исходная синтетическая сейсмограмма. На рисунке 2.14б показан результат фильтрации данных предложенным методом. Поверхностная волна была успешно подавлена, сигнал объемной волны и его фазы сохранены. На рисунках 2.14в, 2.14г приведены результаты  $f-k$  и  $\tau-p$  фильтрации при тех же параметрах, что использовались в первом примере из рисунка 2.8. Как видно, фильтрации не удалось подавить поверхностную волну и сохранить сигнал источника объемных волн. Причина заключается в том, что объемная волна на часть приемников приходит в противоположных фазах. Из-за этого её сигнала не может сфокусироваться в определенной области спектральной плоскости. Поверхностная волна и объемная волна не разделяются на  $f-k$  и  $\tau-p$  плоскости (волны пересекаются), и поэтому фильтрация невозможна. Чтобы использовать эти методы, необходимо производить анализ полярности полезных сигналов. Например, в работе [Forghani-Arani, 2013] обработка данных с помощью  $\tau-p$  ведется в скользящем окне охватывающим «полезный» сигнал. Внутри каждого окна с помощью корреляционного метода оценивается полярность сигнала. Если полярность сигнала на выбранной трассе отличается от полярности на опорной трассе, то она переворачивается (умножается на -1). После этого производится  $\tau-p$  фильтрация и восстановление полярностей на трассах. Как видно, реализация метода значительно усложняется. К тому же, для определения полярностей волн на приемниках необходим достаточно чистый сигнал (с высоким отношением сигнал/шум), что при наземном микросейсмическом мониторинге, как правило, не наблюдается.

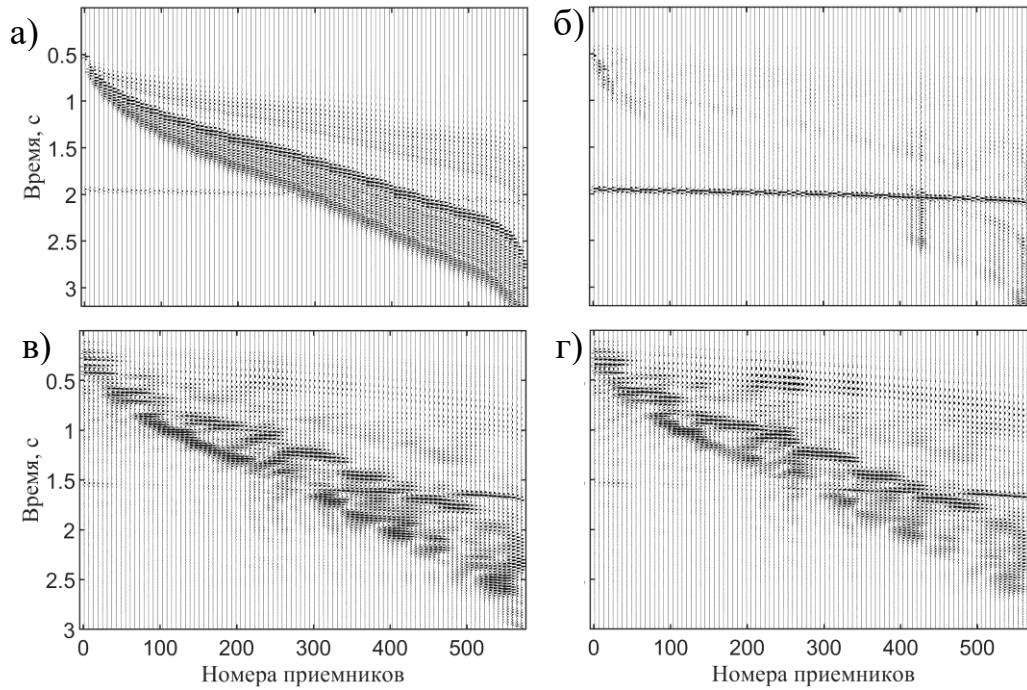


Рисунок 2.14 – Пример фильтрации данных в случае, если источник объемных волн имеет механизм подвижки по разрыву; а) синтетическая сейсмограмма; б) сейсмограмма, обработанная предложенным методом фильтрации; в) сейсмограмма после  $f-k$  фильтрации; г) сейсмограмма после  $\tau-p$  фильтрации

### Выводы.

В главе 2 был изложен метод моделирования поверхностно-волновой части волнового поля данных наземной сейсморазведки, основанный на поиске главных компонент поверхностно-волнового поля путем эффективного численного поиска собственных векторов комплекснозначных ковариационных матриц, получаемых после применения частотно зависимых временных поправок, соответствующих групповым скоростям основной моды поверхностной волны. На основе предложенного подхода был реализован метод фильтрации подавления поверхностных волн.

На синтетических данных сейсморазведки на отраженных волнах показана возможность применимости метода моделирования поверхностных волн для

горизонтально-слоистых сред с плоскими границами и неоднородных сред с криволинейной свободной поверхностью. Показаны преимущества использования предложенного метода в задаче подавления поверхностных волн по сравнению с полосовой и  $f$ - $k$  фильтрацией. В частности продемонстрировано, что разработанный метод: 1) позволяет извлекать из данных только ту часть поля, которая относится к поверхностным волнам, даже если наблюдается пространственный алиасинг; 2) не разрушает полезный сигнал.

На синтетических данных микросейсмического мониторинга наземными площадными системами наблюдения, показана возможность применимости метода для горизонтально-слоистых и неоднородных сред с плоской свободной поверхностью. Показаны преимущества использования предложенного метода в задаче подавления поверхностных волн в сравнении с известными методами  $f$ - $k$  и  $\tau$ - $p$  фильтрации, в том числе для обработки сигналов с различными механизмами. Разобраны причины, по которым с помощью  $f$ - $k$  и  $\tau$ - $p$  фильтров не удается достичь результат, схожий с предложенным методом. Показано, что разработанный метод позволяет сохранить «полезный» сигнал в случае, если источники объёмных волн имеют механизмы отличные от изотропного расширения (источник типа центр расширения).

## **Глава 3. Выделение полезных сигналов на основе проекционного фильтра**

Одной из главных проблем наземного микросейсмического мониторинга является высокий уровень шума, который может приводить к некорректной работе алгоритмов обработки данных и неверной интерпретации результатов. Особенно эта проблема актуальна при проведении мониторинга с использованием поверхностных систем наблюдения, где отношение сигнал/шум мало. Как правило, удается выделять только высокоэнергетические сигналы. Разработка способов подавления шумов может позволить выделять более низкие по энергии события, повысив информативность результатов обработки данных.

В данной главе представлен алгоритм фильтрации микросейсмических данных, позволяющий подавлять сигналы от источников, расположенных вне выделенной области наблюдения.

В параграфе 3.1 приведена теория, описывающая принцип работы предлагаемого алгоритма и результаты его тестирования на синтетических и полусинтетических данных.

В параграфе 3.2 приведен алгоритм поиска статических поправок, необходимых для корректной работы предлагаемого алгоритма.

В параграфе 3.3 приведены результаты тестирования алгоритма на синтетических данных.

В параграфе 3.4 приведены результаты тестирования алгоритма на полусинтетических данных.

### **3.1 Проекционный фильтр (теория)**

В этом параграфе представлен метод фильтрации сейсмических данных, который позволяет усилить сигналы от источников, расположенных в заданной

области пространства. Его можно рассматривать как расширение подхода, предложенного в работе [82, 83]. Так же, как и в [82, 83], предлагаемый метод основан на использовании информации о возможном распределении фаз полезного сигнала в приемниках. Распределения находятся путем расчета волновых полей от тестовых источников. В работах [82, 83] предлагается преобразовывать данные в  $\tau - p$  область, в которой различные типы волн разделяются. Перед  $\tau - p$  преобразованием в [82, 83] к каждой трассе применяют временные задержки, пропорциональные расстоянию от предполагаемого местоположения тестового источника до приемников, чтобы микросейсмические события фокусировались около нулевой медленности (величина обратная к кажущейся скорости). Далее на  $\tau - p$  плоскости осуществляется пороговая фильтрация, т.е. сохраняются лишь области плоскости, в которых модуль образа сигнала превышает некоторое заданное пороговое значение. После обратного  $\tau - p$  преобразования и введения обратных временных задержек, на сейсмограмме должны оставаться сигналы от источников, расположенных в выбранной тестовой точке пространства. Рассмотренный подход аналогичен подходу, предложенному в [84], когда над данными выполняется двойное преобразование Фурье по пространству и времени ( $f - k$  преобразование). Недостатком такого метода является высокая вычислительная сложность, так как введение задержек и выполнение  $\tau - p$  преобразования необходимо проводить для каждой потенциальной точки пространства.

Чтобы решить данную проблему в диссертационной работе предлагается заранее выбрать тестовые источники, которые будут располагаться внутри заданной области. Волновое поле от любого возможного источника, расположенного внутри заданной области, представляется при этом линейной суперпозицией волновых полей тестовых источников. Из-за перехода в частотную область размерность задачи снижается, что позволяет использовать методы ортогонального проецирования. Чтобы операция построения оператора



проецирования была устойчивой, предлагается использовать усечение сингулярного разложения матрицы ортогонального проектора.

Рассмотрим сейсмическое поле, которое генерируется набором источников:

$$u_k(t) = \sum_j G(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, t, \mathbf{M}^j) * s_j(t) + \mu_k(t), \quad (3.1)$$

где  $\mathbf{x}_k$  – координаты приемников;  $k = 1 \dots N$  – номера приемников;  $\mathbf{x}_j$  – координаты источников;  $\mathbf{M}^j = (\mathbf{M}_{11}^j, \mathbf{M}_{22}^j, \mathbf{M}_{33}^j, \mathbf{M}_{12}^j, \mathbf{M}_{23}^j, \mathbf{M}_{13}^j)$  – компоненты тензора сейсмического момента [69], определяющие механизм  $j$  – ого источника;  $s_j(t)$  – функция, характеризующая форму импульса;  $G$  – функция Грина;  $\mu_k(t)$  – шум. Применим преобразование Фурье к сигналу (3.1):

$$\hat{u}_k(\omega) = \sum_j \hat{G}(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, \omega, \mathbf{M}^j) \hat{s}_j(\omega) + \hat{\mu}_k(\omega), \quad (3.2)$$

Функцию Грина в частотной области можно представить в виде:

$$\hat{G}(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, \omega, \mathbf{M}^j) = \exp(-i\omega\tau(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, \omega, \mathbf{M}^j)) A(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, \omega, \mathbf{M}^j) \quad (3.3)$$

где  $\tau$  – время пробега от источника до приемника (в данном случае рассматриваем только времена первого вступления  $P$ -волн);  $A$  – значение амплитуды. Будем полагать, что время пробега  $\tau$  зависит от тензора  $\mathbf{M}^j$  (необходимо для учета сдвига фазы сигнала на  $\pi$  при рассмотрении источников с различными механизмами). Например, если рассмотреть источник сдвиговой дислокации, то поле для  $P$ -волны будет получаться путем умножения формы сигнала на  $\pm 1$  в зависимости от направления распространения, что соответствует сдвигу фазы на  $\pi$

Волновое поле, которое возбуждается точечным сейсмическим источником, можно представить как суперпозицию (линейную комбинацию) шести волновых полей, соответствующих полям от каждой компоненты тензора сейсмического момента. Рассмотрим конечный набор из  $L$  источников, расположенных внутри выделенной области пространства, и введем комплекснозначный вектор длины  $6L$  в  $N$  мерном пространстве данных  $\mathbf{D}$  в частотной области (на фиксированной частоте):

$$\mathbf{v}_{nm}^j = \begin{pmatrix} A(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) \exp(-i\omega\tau(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j)) \\ A(\mathbf{x}_2, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) \exp(-i\omega\tau(\mathbf{x}_2, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j)) \\ \vdots \\ A(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) \exp(-i\omega\tau(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j)) \\ \vdots \\ A(\mathbf{x}_N, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) \exp(-i\omega\tau(\mathbf{x}_N, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j)) \end{pmatrix}, \quad (3.4)$$

где  $j$  – номер источника,  $k$  – номер приемника,  $nm$  – индекс компоненты тензора сейсмического момента,  $A(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j)$  – амплитуда от  $j$ -го источника, имеющего механизм  $M_{nm}^j$  на приемнике  $k$ . Каждый источник внутри выделенной области будем называть тестовым источником. Набор векторов  $S = \{ \mathbf{v}_{nm}^j \mid n, m = 1, \dots, 3, j = 1, \dots, L \}$  образует линейное подпространство решений:

$$\mathbf{V} = \left\{ \sum_{n=1}^{6L} \lambda_n v_n \mid v_n \in S, \lambda_n \in \mathbf{R} \right\} \quad (3.5)$$

Пространство данных является прямой суммой подпространств  $\mathbf{V}$  и его ортогонального дополнения  $\mathbf{V}^\perp$ :

$$\mathbf{D} = \mathbf{V} \oplus \mathbf{V}^\perp \quad (3.6)$$

Суть предлагаемого метода заключается в оценке проекции вектора данных  $\hat{\mathbf{u}}(\omega) = (\hat{u}_1(\omega), \dots, \hat{u}_k(\omega), \dots, \hat{u}_N(\omega))^T$  на подпространство  $\mathbf{V}$ . Оператор ортогональной проекции задается следующей матрицей:

$$\mathbf{P} = \mathbf{A} \left( \mathbf{A}^T \mathbf{A} \right)^{-1} \mathbf{A}^T, \quad (3.7)$$

где  $\mathbf{A}$  – матрица размером  $N$  на  $6L$ , столбцы которой образованы векторами  $v_n \in S$ .

Предложенная процедура фильтрации реализуется в три шага. На первом шаге выполняется преобразование Фурье каждой трассы:

$$u_k(t) \rightarrow \hat{u}_k(\omega) \quad (3.8)$$

Далее для каждой частоты мы применяем проектор (3.7), чтобы получить вектор данных в частотной области  $\hat{\mathbf{u}}(\omega) = (\hat{u}_1(\omega), \dots, \hat{u}_k(\omega), \dots, \hat{u}_N(\omega))^T$ :

$$\hat{\mathbf{u}}^F = \mathbf{P}\hat{\mathbf{u}} \quad (3.9)$$

На последнем шаге применим обратное преобразование Фурье к  $\hat{u}_k(\omega)$ , чтобы получить уже отфильтрованные трассы во временной области.

Если расстояние между источниками мало, то соответствующие векторы (3.4) становятся близки к линейно зависимым, что приводит к высокому числу обусловленности матрицы  $\mathbf{A}$  и, как следствие, численной неустойчивости процедуры обращения  $\mathbf{A}^T\mathbf{A}$  в формуле (3.7). Для решения этой проблемы предлагается использовать усеченное сингулярное разложение матрицы  $\mathbf{A}$ :

$$\mathbf{A}_r = \mathbf{U}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{V}_r^T, \quad (3.10)$$

где  $\mathbf{A}_r$  – матрица  $N \times 6L$ , имеющая  $\text{rank}(\mathbf{A}_r) = r$ ;  $r < \min(6L, N)$ ; – матрица, образованная левыми сингулярными векторами;  $\mathbf{U}_r^T \mathbf{U}_r = \mathbf{I}$  ( $\mathbf{I}$  – единичная матрица размера  $r \times r$ );  $\mathbf{\Sigma}_r$  – диагональная матрица размера  $r \times r$ , составленная из первых наибольших сингулярных значений матрицы  $\mathbf{A}$ :  $\mathbf{\Sigma}_r = \text{diag}(\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_r)$ ;  $\mathbf{V}_r$  – матрица размером  $r \times 6L$ , образованная правыми сингулярными векторами;  $\mathbf{V}_r^T \mathbf{V}_r = \mathbf{I}$  ( $\mathbf{I}$  – единичная матрица размера  $r \times r$ ). Аппроксимация проектора (3.7) с помощью усечения сингулярного разложения можно найти как:

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_r &= \mathbf{A}_r (\mathbf{A}_r^T \mathbf{A}_r)^{-1} \mathbf{A}_r^T = \mathbf{U}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{V}_r^T (\mathbf{V}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{U}_r^T \mathbf{U}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{V}_r^T)^{-1} \mathbf{V}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{U}_r^T = \mathbf{U}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{V}_r^T (\mathbf{V}_r \mathbf{\Sigma}_r^2 \mathbf{V}_r^T)^{-1} \mathbf{V}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{U}_r^T \\ &= \mathbf{U}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{V}_r^T \mathbf{V}_r \mathbf{\Sigma}_r^{-2} \mathbf{V}_r^T \mathbf{V}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{U}_r^T = \mathbf{U}_r \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{\Sigma}_r^{-2} \mathbf{\Sigma}_r \mathbf{U}_r^T = \mathbf{U}_r \mathbf{U}_r^T. \end{aligned}$$

Таким образом, при реализации предложенного метода фильтрации, матрица проектора  $\mathbf{P}$  заменяется его аппроксимацией  $\mathbf{P}_r$ .

### 3.2 Статические поправки времен пробега

Временные поправки за неоднородность верхней части геологического разреза используются в сейсмической разведке на отраженных волнах [115].

Обычно рассматриваются задачи определения больших временных сдвигов (длиннопериодные статические поправки) и небольших временных невязок или фазовых возмущений. Методом определения длиннопериодных поправок является создание/уточнение скоростной модели верхней части геологического разреза (ВЧР) с последующим расчетом времен пробега. Традиционными приемами построения модели ВЧР является анализ преломленных волн, к которому относятся такие широко известные методы, как плюс-минус метод [116] и метод томографии на преломленных (рефрагированных) волнах (diving-wave first-arrival travel time tomography) [117]. В ряде работ для поиска поправок применяют методы анализа поверхностных волн, например, метод многоканального анализа MASW [118-120]. Введение остаточных поправок (небольших временных невязок) уже не связано с определением структуры ВЧР, эта процедура является корректирующим преобразованием данных (критерием успешности подбора таких поправок является, например, спрямление годографов отраженных волн).

Предложенный в этой главе метод фильтрации основан на решении прямых задач распространения волн. Ошибки в используемой скоростной модели среды при этом влияют на результаты обработки данных. Чтобы компенсировать имеющиеся неопределенности в задании модели среды, производится внесение статических поправок в теоретические рассчитанные времена пробега волн. Для поиска поправок предлагается использовать сигнал от источника с известной локацией, как это делается в многочисленных работах, например, [121]. В рассмотренных далее примерах, в качестве таких источников будут выступать перфорационные взрывы, которые выполняются в ходе операций гидравлического разрыва.

Предположим, что перфорационный взрыв расположен внутри выделенной области, которая была выбрана для процедуры фильтрации. Пусть  $(\tau_p^1.. \tau_p^N)$  – истинные времена пробега от источника с известной локацией до каждого приемника, а  $(\tau^1.. \tau^N)$  – теоретические времена, которые вычислены с помощью

имеющейся скоростной модели среды. Для каждого приемника, ошибку во времени пробега можно вычислить как:

$$\tau_\varepsilon^k = \tau^k - \tau_p^k + \delta_{nm}^j \pi, \quad k=1, \dots, N, \quad (3.11)$$

где  $\delta_{nm}^j \pi$  — отвечает за учет различных механизмов,  $\delta_{nm}^j = 0$  когда фаза на приемнике соответствует фазе сигнала от источника типа центр расширения;  $\delta_{nm}^j = 1$  когда сигнал на приемнике имеет фазу, сдвинутую на  $\pi$  относительно фазы полученной от источника центр расширения. В результате вектор с фазовыми поправками запишется как:

$$\tilde{\mathbf{v}}_{nm}^j = \begin{pmatrix} A(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) \exp(-i\omega\tau(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) - i\omega\tau_\varepsilon^1) \\ A(\mathbf{x}_2, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) \exp(-i\omega\tau(\mathbf{x}_2, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) - i\omega\tau_\varepsilon^2) \\ \vdots \\ A(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) \exp(-i\omega\tau(\mathbf{x}_k, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) - i\omega\tau_\varepsilon^k) \\ \vdots \\ A(\mathbf{x}_N, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) \exp(-i\omega\tau(\mathbf{x}_N, \mathbf{x}_j, \omega, M_{nm}^j) - i\omega\tau_\varepsilon^N) \end{pmatrix}.$$

Достоверность вносимых фазовых сдвигов будет уменьшаться при удалении тестовых источников (для которых рассчитываются  $\tilde{\mathbf{v}}_{nm}^j$ ) от источника, по которому были найдены истинные времена пробега  $\tau_p^n$ .

### 3.3 Тестирование метода фильтрации на синтетических данных

Рассмотрим примеры обработки синтетических данных предложенным методом. Пусть имеется двумерная область пространства, которая содержит 4 источника взрывного типа (Рисунок 3.1). Среда является однородной со скоростью продольных волн  $\mathbf{V}_p = 3000$  м/с. Источники 1 и 2 расположены внутри выделенной области пространства (обозначена на рисунке 3.1 как «целевая область»); источники 3 и 4 расположены вне выделенной области пространства. Используется импульс Риккера с центральной частотой 50 герц. Все четыре источника излучают

импульс одновременно. Линейная система наблюдения расположена на прямой  $y=0$ . Расстояние между приемниками 20 метров.

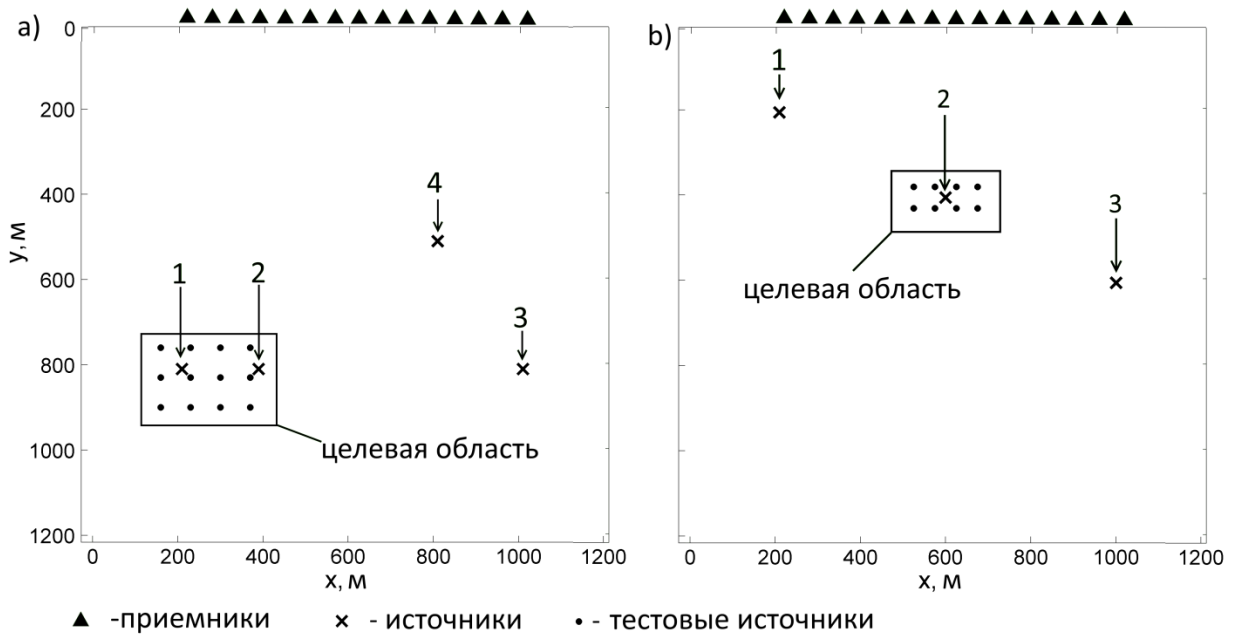


Рисунок 3.1 – Модели, используемые для получения синтетических сейсмограмм: расстановка приемников, источников, тестовых источников, выделенной/целевой области. а) два источника внутри выделенной области, два источника вне области; б) один источник внутри целевой области, два источника вне области.

Полученная синтетическая сейсмограмма (вертикальная компонента смещения) изображена на рисунке 3.2а. Номера около каждой волны соответствуют номерам источников из модели 3.1а. Для построения проекционного оператора (3.7), были выбраны 12 тестовых источников внутри выделенной области (рисунок 3.1а). В данном примере мы полагаем, что все источники имеют тип центра расширения и используем только фазовую информацию сигнала, т.е. в (3.4) амплитуды  $A$  принимались равными 1. Таким образом, пространство решений  $V$  является линейной оболочкой набора векторов  $S = \{v^j | j = 1, \dots, 12\}$ , где  $v^j$  порожден  $j$ -ым тестовым источником. Результат фильтрации приведен на рисунке 3.2г. Как видно, в результате фильтрации были

подавлены  $P$ -волны от источников, которые находились вне выделенной области. Отметим, что амплитуда волны от четвертого источника на выносе 900-1000 метров подавилась в меньшей степени, чем при более малых значениях выноса. Причина этого заключается в том, что при больших значениях выноса, угол прихода волны (распределение фаз на приемниках), становится близким к углам прихода от волн, порождаемых тестовыми источниками.

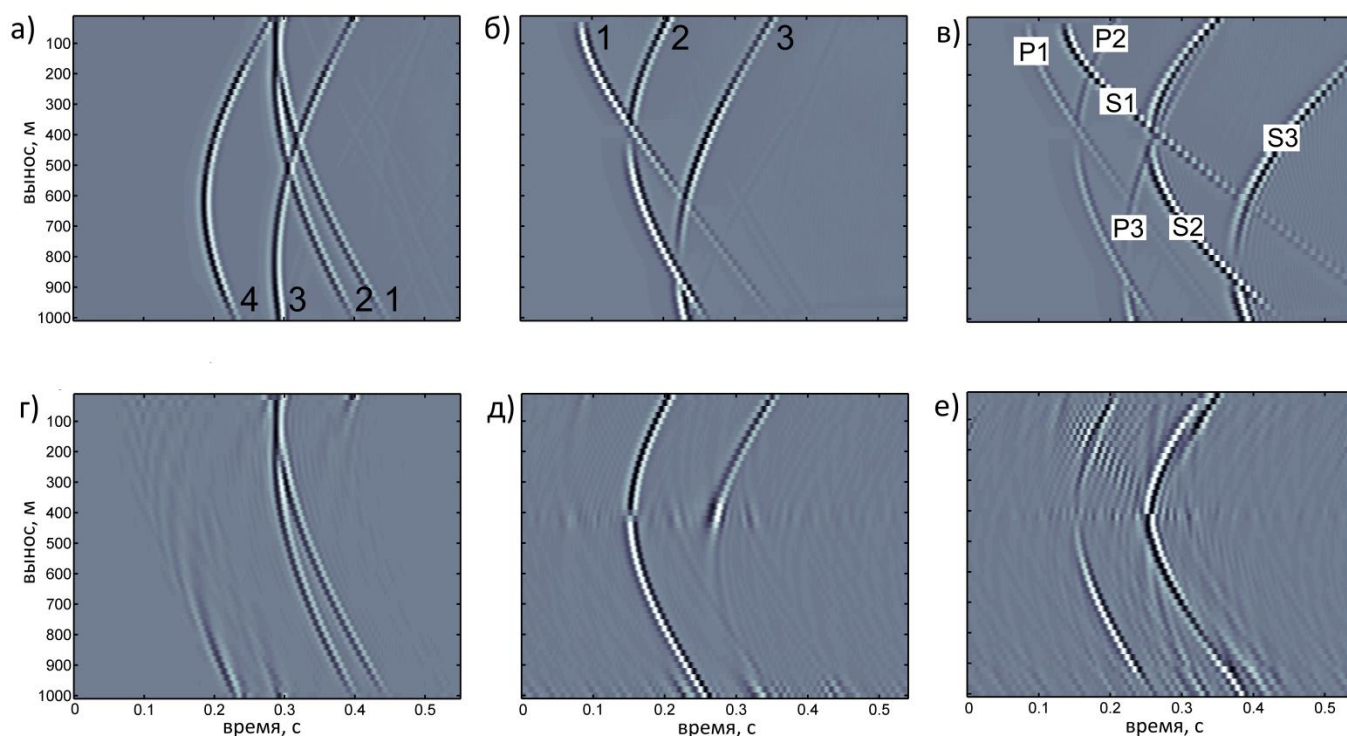


Рисунок 3.2 – Фильтрация синтетических данных. а) сейсмограмма для модели из рисунка 3.1 а) и источников взрывного типа; б) сейсмограмма для модели из рисунка 3.1 б) и источников имеющих тензор сейсмического момента ненулевой компонентой  $M_{12}$ , где рассматривались только  $P$ -волны; в) сейсмограмма для модели из рисунка 3.1 б) и источников имеющих тензор сейсмического момента ненулевой компонентой  $M_{12}$ , где рассматривались  $P$  и  $S$  волны. г), д), е) соответствующие сейсмограммы, обработанные предлагаемым методом.

В следующем примере, рассмотрим три одновременно срабатывающих источника, имеющих тензор сейсмического момента с одной ненулевой

компонентой:  $M_{12} \neq 0$ . Гипоцентры источников показаны на рисунке 3.1б. Вначале рассмотрим только  $P$ -волны, излучаемые источниками. Система наблюдения, форма импульса источника и скоростная модель среды, как в первом примере. В данном случае построении пространства решений  $\mathbf{V}$  находим уже все компоненты двумерного тензора сейсмического момента, т.е. для каждой выбранной позиции тестового источника необходимо рассмотреть три варианта механизма: когда тестовый источник имеет одну ненулевую компоненту  $M_{11}$ ,  $M_{12}$  или  $M_{22}$ . В этом примере было выбрано 8 точек, в которые устанавливались тестовых источника. Получаем набор  $S = \{\mathbf{v}_{nm}^j | n, m = 1, 2; j = 1, \dots, 8\}$ , состоящий из 24 векторов, на которые натягивается пространство решений  $\mathbf{V}$ . В отличие от первого примера, теперь важно учитывать значения амплитуд при построении векторов  $\mathbf{v}_{nm}^j$  (3.4).

Результат фильтрации представлен на рисунке 3.2д. Как видно, предложенный метод сохраняет распределение фаз для выбранного механизма источника. Аналогично с примером 1,  $P$ -волны от третьего источника, который находился вне целевой области, почти не подавляются для некоторых интервалов выноса из-за схожести распределения фаз обрабатываемых сигналов и сигналов от тестовых источников.

В следующем примере рассмотрим уже как  $P$ , так и  $S$  волны. Подобно второму примеру, источник будет иметь тензор сейсмического момента с одной ненулевой компонентой  $M_{12}$ . Геометрия модели (включая положения источников) используется та же, что и во втором примере (рисунок 3.1б). Параметры однородной модели среды следующие:  $\mathbf{V}_p = 3000$  м/с,  $\mathbf{V}_s = 1730$  м/с, и  $\rho = 2400$  кг/м<sup>3</sup>. Полученные синтетические сейсмограммы изображены на рисунке 3.2в. Пространство решений  $\mathbf{V}$  было построено аналогично предыдущему примеру. Результат фильтрации сейсмограмм с помощью предложенного алгоритма приведен на рисунке 3.2е.  $S$ -волна, возбужденная вторым источником, который был расположен внутри выделенной области, подавилась не полностью. Причина этого заключается в схожем распределении фаз на приемниках для  $P$  и  $S$  волн.



Также на фильтрованных сейсмограммах присутствуют артефакты, вызванные эффектом алиасинга.

Следующий пример демонстрирует способность предложенного проекционного фильтра подавлять поверхностные волны. При генерации поверхностных волн, была использована горизонтально-слоистая модель, параметры которой приведены в таблице 3.1. Источник типа центр расширения располагался на глубине 800 метров. Однородная модель с параметрами  $V_p = 3000$  м/с,  $V_s = 1730$  м/с, and  $\rho = 2400$  кг/м<sup>3</sup> была использована для вычисления волновых полей от сейсмических источников объемных волн. Итоговая сейсмограмма представлена на рисунке 3.3а. Целевая область содержит 12 тестовых источников, позиции которых были выбраны аналогично первому примеру (рис. 3.1а). Результат фильтрации сейсмограмм приведен на рисунке 3.3б. Как видно, предложенный метод практически полностью подавил поверхностные волны.

Таблица 3.1 Горизонтально слоистая модель среды для генерации поверхностных волн.

Слой	$V_p$ (м/с)	$V_s$ (м/с)	$\rho$ (кг/м <sup>3</sup> )	Мощность (м)
1	600	300	1700	5
2	1000	500	1750	5
3	1600	900	1800	10
4	3000	1730	2400	$\infty$

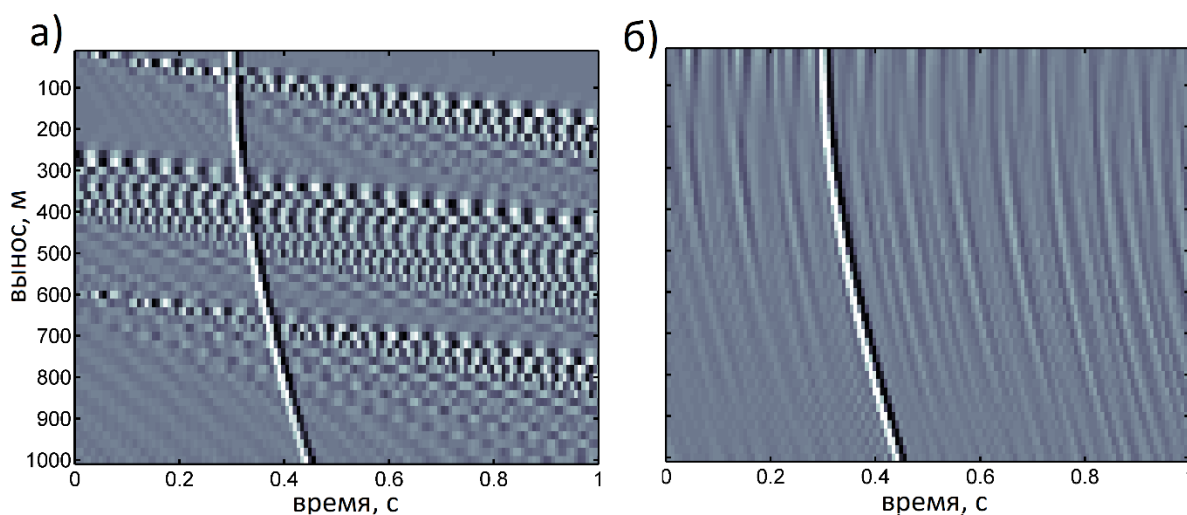


Рисунок 3.3 – Фильтрация поверхностных волн: а) данные с поверхностными волнами; б) результат обработки предложенным методом.

Отметим, что все сейсмограммы, представленные на рисунках 3.2, 3.3 нормированы – каждая трасса была разделена на максимум, найденный на той же трассе.

### 3.4 Тестирование метода фильтрации на полусинтетических данных

Стандартный подход при тестировании методов фильтрации заключается в добавлении к полезному сигналу шума, который генерируется на основе статистических моделей. В действительности такой подход не совсем корректный, так как не может проверить возможность метода фильтрации подавлять реальный шум. Реальный шум часто является нестационарным и может коррелировать на различных приемниках. Следуя работе [122], будем использовать реальные записи сейсмического поля на каждом приемнике в качестве шума, который будет добавляться к синтетическому сигналу. Синтетический сигнал будет также построен на основе реального сигнала от перфорационного взрыва. Далее рассмотрим схему построения полусинтетических данных.

В качестве реальных записей для построения полусинтетических данных были использованы экспериментальные полевые данные, полученные в результате

микросейсмического мониторинга операций ГРП на нефтяном месторождении. Возьмем запись сейсмического поля на каждом приемнике в качестве реального шума. Выбранный интервал записи по времени совпадает с операцией по закачке жидкости. Предполагаем, что эти данные не содержат полезный сигнал, т.е. сигнал, приходящий из выделенной области. После этого записанный шум, умноженный на различный коэффициент, добавляется к синтетическому сигналу. На рисунках 3.4а и 3.4б изображена система наблюдения, которая использовалась при микросейсмическом мониторинге ГРП. Поверхностная система наблюдения состояла из 42 нерегулярно расставленных приемников (рис. 3.4б).

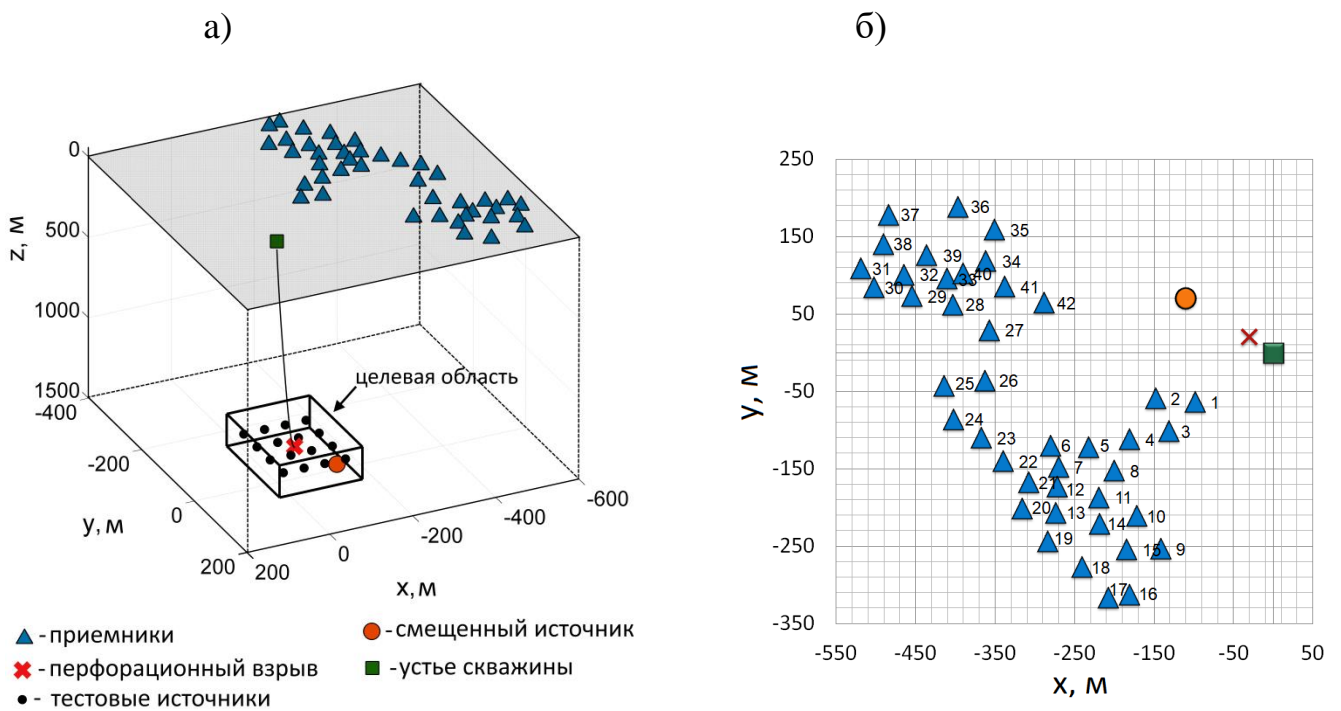


Рисунок 3.4 – а) Поверхностная система наблюдения: позиции 42 приемников, скважина, точка перфорационного взрыва и смещенный источник; б) проекция на дневную поверхность.

Далее рассмотрим способ получения синтетического сигнала, к которому добавлялся шум. Перед операциями ГРП выполнялись перфорационные взрывы. Запись одной из перфорации после полосовой фильтрации изображена на рисунке

3.5. В результате полосовой фильтрации были сохранены частоты в диапазоне от 10 до 80 герц. Введем декартову систему координат с началом отчета в точке, совпадающей с устьем скважины, единица измерения метр. В данной системе координат перфорация находилась в точке  $\mathbf{r}_p = (x_p, y_p, z_p) = (-30, 20, 1260)$ .

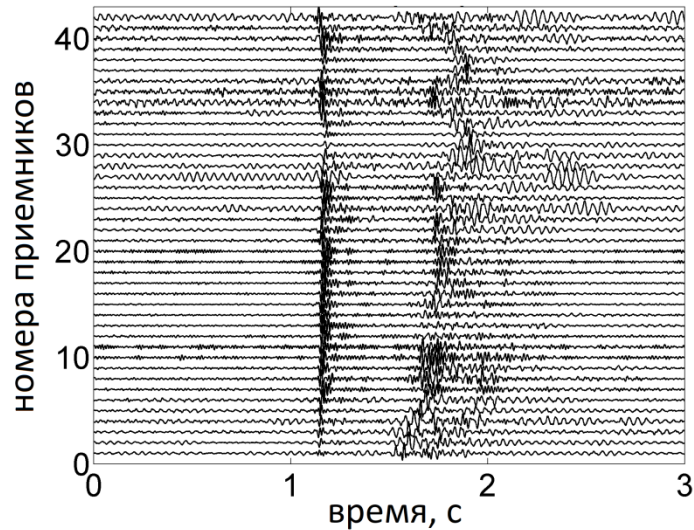


Рисунок 3.5 – Запись перфорационного взрыва после полосовой фильтрации.

Теперь рассмотрим микросейсмический источник, который смещен относительно перфорационного взрыва на 80 метров по оси  $x$ , на 50 метров по оси  $y$ , т.е. имеет координаты  $(-110, 70, 1260)$ . Чтобы получить синтетический сигнал от заданной точки, введем соответствующие временные задержки к трассам перфорационного взрыва. Задержки определяются как разницы во временах пробега  $P$ -волн между источником, расположенным в точке перфорации, и смещенном источнике. Для вычисления времен пробега использовалась однородная среда со скоростью 2400 м/с. По аналогии с работой [122], получившийся синтетический сигнал складывался с записью шума, который умножался на различные коэффициенты. На рисунках 3.6а шум умножен на 2; 3.6в шум умножен на 5; 3.6д шум умножен на 10. Значение отношения сигнал/шум ( $SNR$ ) в каждом случае составляет соответственно -3.6, -11.54 и -17.56 дБ.  $SNR$  вычислялось в окне длиной 0.08 секунд по стандартной формуле:

$$SNR = 20 \log_{10} \left( \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{RMS_s}{RMS_n} \right),$$

где  $RMS_s$  – среднеквадратичное сигнала,  $RMS_n$  – среднеквадратичное шума,  $N$  – число приемников.

В качестве целевой области, задаваемой для построения, предлагаемого в диссертации, проекционного фильтра, использовался куб со стороной 200 метров, окружающий точку расположения перфорации. Внутри целевой области были выбраны 16 тестовых источников, расположенных на расстояние 50 метров друг от друга в горизонтальной плоскости на глубине 1260 метров (рис. 3.4). Фазовые поправки находились согласно формуле (3.11). На рисунках 3.6б, 3.6г, 3.6е приведены результаты фильтрации полусинтетических данных с шумом, умноженным на множитель 2,5 и 10 соответственно. Как видно, в случае, когда шум умножался на коэффициент 2 и 5 (рис. 3.6а, 3.6в), применение предлагаемого метода позволяет значительно усилить полезный сигнал (рис. 3.6б, 3.6г)). В случае, когда шум умножался на коэффициент 10, применение проекционного метода позволяет проследить данное событие, но уже не всюду (рис. 3.6е).



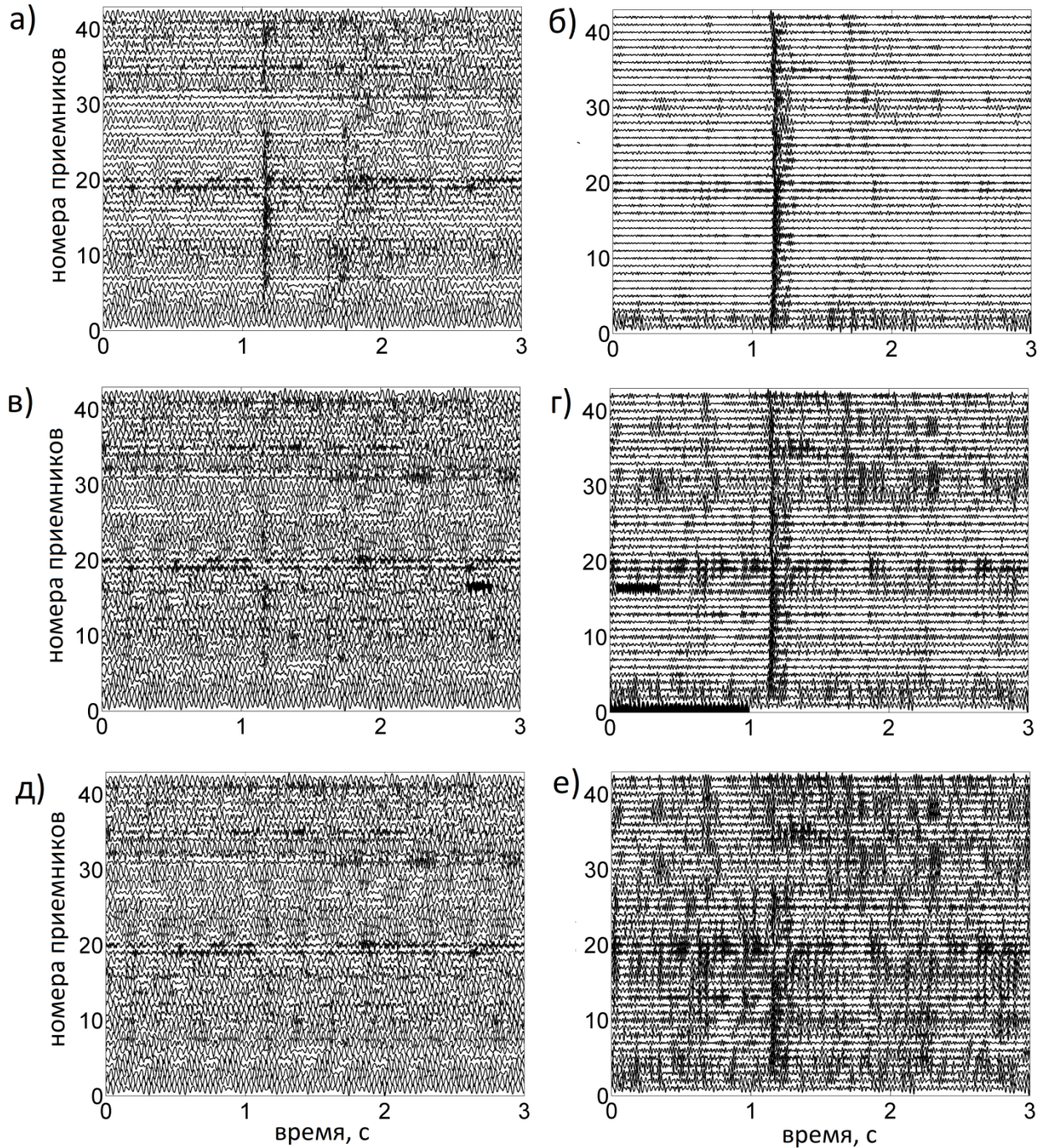


Рисунок 3.6 – Полусинтетические данные после полосовой фильтрации (левый столбик) и результаты обработки предложенным методом (правый столбик). Использовались данные, где к полезному сигналу добавлялся различный уровень шума: а) и б) – шум умножен на коэффициент 2, в) и г) – шум умножен на коэффициент 5; д) и е) шум умножен на коэффициент 10.

Исследуем влияние предложенного метода фильтрации данных на результаты локации микросейсмических событий методом сейсмоэмиссионной

томографии на примере обработки тех же полусинтетических данных. В каждой точке пространства в каждый момент времени будем вычислять меру когерентности  $S(\mathbf{x}, \tau)$  по следующей формуле [Neidell & Taner, 1971]:

$$S(\mathbf{x}, \tau) = \frac{\left[ \sum_{k=1}^{k=N} u_k^F(t = \tau_k(\mathbf{x}) + \tau) \right]^2}{N \sum_{k=1}^{k=N} \left[ u_k^F(t = \tau_k(\mathbf{x}) + \tau) \right]^2},$$

где  $u_k^F(t)$  – фильтрованная трасса с приемника  $k$ ,  $u_k^F(t)$  – время пробега  $P$ -волны от точки пространства, в которой вычисляется  $S(\mathbf{x}, \tau)$ , до приемника с номером  $k$ ,  $N$  – количество приемников. Считаем, что время события неизвестно. Для интерпретации результатов рассмотрим для каждой точки пространства максимум меры когерентности по времени:  $S_f(\mathbf{x}) = \max[S(\mathbf{x}, \tau)]$ . На рисунке 3.7 показаны значения функции когерентности в горизонтальной плоскости на глубине 1260 метров (глубина, на которой располагался источник). На рисунке 3.7. в левой колонке изображена мера когерентности, которая рассчитывалась при обработке полусинтетических данных после применения к ним полосовой фильтрации при различном уровне шума: а) шум умножался на коэффициент 2; в) шум умножался на коэффициент 5; д) шум умножался на коэффициент 10. На рисунке 3.7. в правой колонке изображена мера когерентности, которая рассчитывалась на основе полусинтетических данных, обработанных предлагаемым методом фильтрации при различном уровне шума: б) шум умножался на коэффициент 2; г) шум умножался на коэффициент 5; е) шум умножался на коэффициент 10. Крестиком обозначено истинное положение микросейсмического источника. Как видно, предложенный метод значительно улучшает результаты локации микросейсмических событий при низком отношении сигнал/шум. В случае, когда шум умножался на коэффициент 10 ( $SNR = -17.56$  дБ), полосовой фильтрации данных оказалось недостаточно, чтобы точно определить гипоцентр источника. В то же время использование предлагаемого метода позволило достоверно определить положение источника.



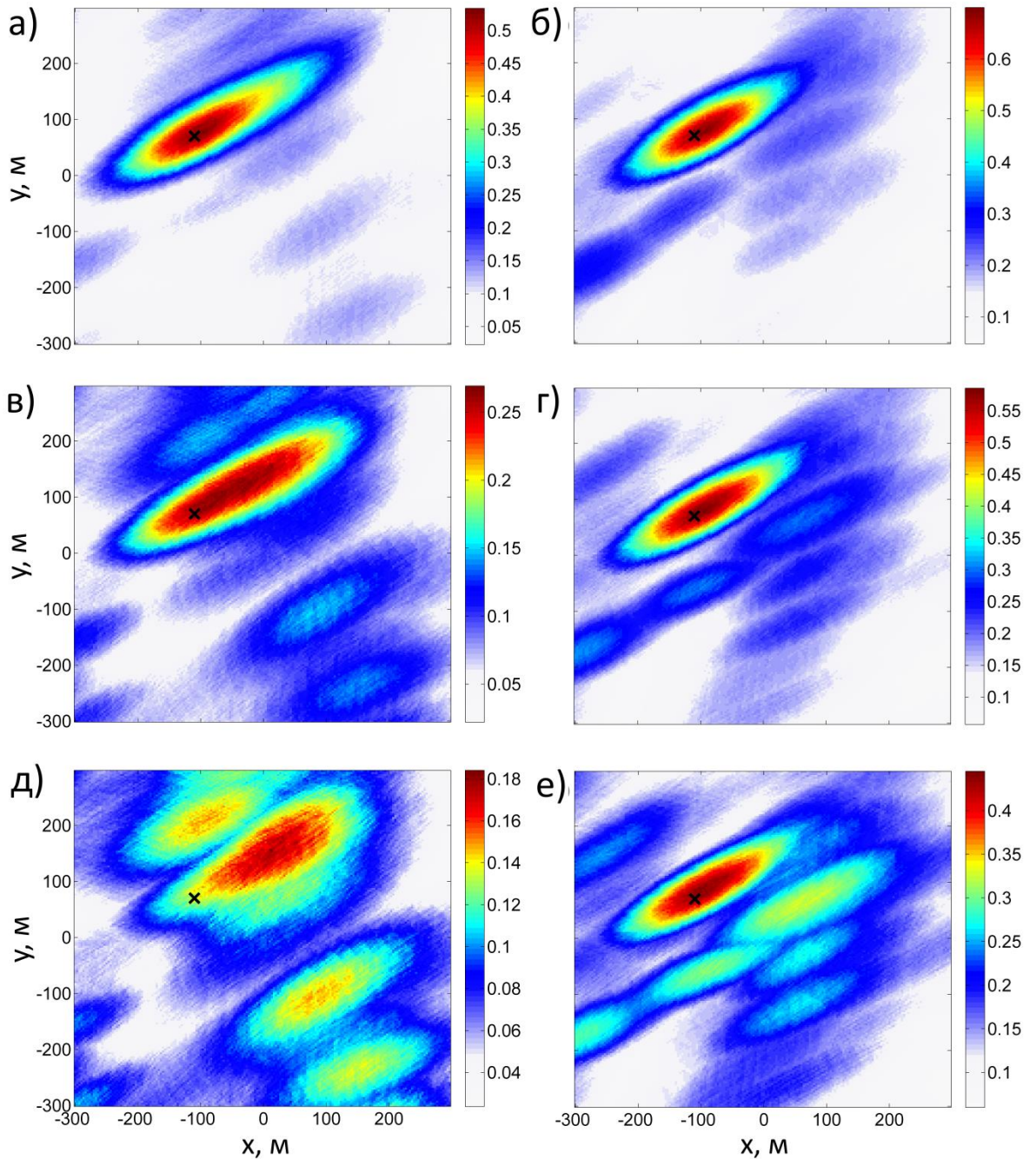


Рисунок 3.7 – Мера когерентности в горизонтальной плоскости на глубине 1260 метров. Левая колонка – мера когерентности для послусинтетических данных. Правая колонка – мера когерентности для фильтрованных данных. а) результат для данных после полосовой фильтрации с шумом умноженным на коэффициент 2; в) результат для данных после полосовой фильтрации с шумом умноженным на коэффициент 5; д) результат для данных после полосовой фильтрации с шумом умноженным на коэффициент 10; б) результат для данных обработанных предлагаемым методом, с шумом умноженным на коэффициент 2; г) результат для



данных обработанных предлагаемым методом, с шумом умноженным на коэффициент 5; е) результат для данных обработанных предлагаемым методом, с шумом умноженным на коэффициент 10;

### **Выводы**

Разработан новый метод фильтрации микросейсмических данных. На синтетических данных показано, что предлагаемый проекционный фильтр позволяет подавлять поверхностные волны и сигналы от источников, расположенных вне выделенной области пространства. Также была продемонстрирована способность фильтра обрабатывать данные, содержащие сигналы от источников с различными механизмами, и сохранять при этом распределение фаз исходного полезного сигнала. На полусинтетических данных показано, что разработанный алгоритм фильтрации позволяет подавлять реальный шум и улучшает результаты локации микросейсмических событий.

Отметим также, что предложенный метод всегда усиливает часть сигнала, которая имеет фазово-амплитудное распределение, принадлежащее пространству решений (пространство, содержащее всевозможные варианты фазово-амплитудных распределений от источников, лежащих внутри выделенной области). Это приводит к тому, что микросейсмическая активность в выделенной области пространства, после применения фильтра, будет выше, чем в остальной области, даже если реальных источников выделенная область не содержит.

Предложенный фильтр предполагает выбор целевой области пространства, размеры и геометрия которой выбираются исходя из конкретной задачи. Как правило, целевая область должна содержать все возможные источники микросейсмических событий, и её размеры будут зависеть от линейных масштабов изучаемого геодинамического процесса. Так, при проведении ГРП длина трещины может достигать несколько сотен метров. В этом случае в качестве целевой области можно, например, выбрать куб со стороной 600 метров.

## **Глава 4. Комплексы программ обработки данных пассивного микросейсмического мониторинга и сейсморазведки наземными системами наблюдения**

В главе 4 приведено описание двух программных комплексов: «MSM DatProc» (свидетельство гос. регистрации №2021666184 от 08.10.2021г.) и «PF Seism» (свидетельство гос. регистрации №2021665753 от 14.10.2021г.), включающие в себя алгоритмы численной реализации разработанных методов и предназначенные для обработки данных натуральных экспериментов.

В параграфе 4.1.1 приведено описание программного комплекса «MSM DatProc» предназначенного для обработки данных пассивного микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения.

В параграфе 4.1.2 представлены результаты тестирования программы «MSM DatProc» на синтетических данных.

В параграфе 4.1.3 представлены результаты обработки полевых данных микросейсмического мониторинга ГПП наземными системами наблюдения с помощью программы «MSM DatProc».

В параграфе 4.2.1 приведено описание программного комплекса «PF Seism» предназначенного для подавления поверхностных волн-помех в данных сейсморазведки на отраженных волнах и пассивного МСМ с использованием наземных систем наблюдения.

В параграфе 4.2.2 представлены результаты тестирования «PF Seism» на натуральных данных сейсморазведки на отраженных волнах.

#### 4.1 Комплекс программ обработки данных пассивного микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения.

В рамках работы был разработан комплекс программ «MSM DatProc», предназначенный для обработки данных пассивного микросейсмического мониторинга, собранных наземными системами наблюдения в условиях интенсивных поверхностно-волновых помех. На рисунке 4.1 представлена блок-схема разработанного комплекса.

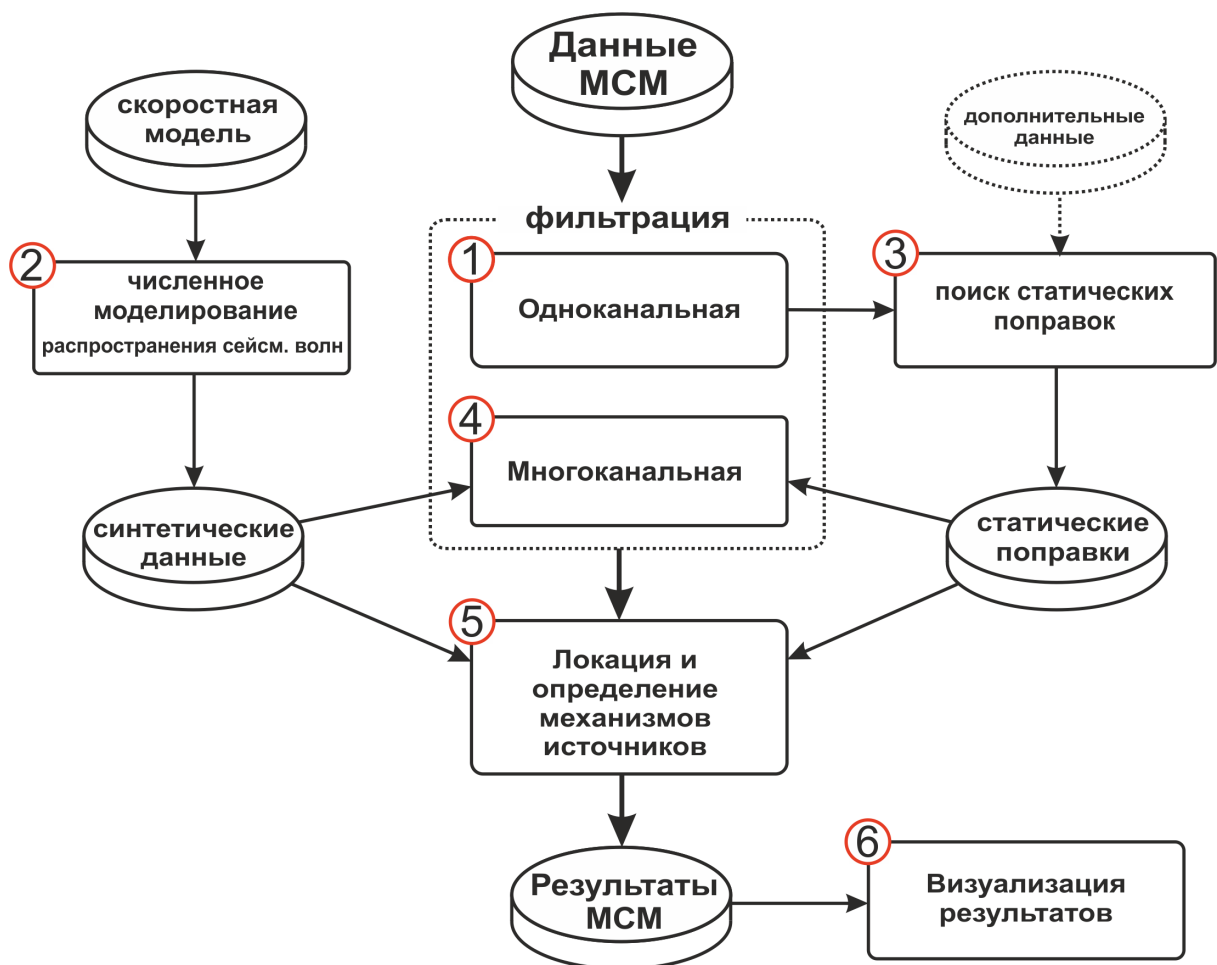


Рисунок 4.1 – Программный комплекс обработки данных микросейсмического мониторинга

Программный комплекс состоит из шести основных модулей:

- 1) Модуль одноканальной фильтрации
- 2) Модуль расчета прямых задач

- 3) Модуль поиска статических поправок
- 4) Модуль многоканальной фильтрации
- 5) Модуль локации и определения механизмов источников
- 6) Модуль визуализации результатов

Представленный комплекс реализован на языке Matlab. Алгоритмы модулей 1, 2, 4 и 5 адаптированы для параллельных вычислений. Модуль 2 использует сторонние программы, которые будут описаны ниже. Далее приводится описание каждого модуля.

**Модуль 1.** Обработка данных начинается с модуля одноканальной фильтрации, где реализован полосовой фильтр и фильтр подавления гармонических сигналов. Полосовой фильтр позволяет отставить в данных сигналы, находящиеся в выбранном диапазоне частот. Второй фильтр необходим для подавления сильных гармонических сигналов, генерируемых, как правило, работающим оборудованием.

**Модуль 2.** В модуле 2 производится вычисление теоретических времен пробега от выбранных точек среды до каждого приемника, а также теоретических полей от источников с различными механизмами, установленных в выбранные точки пространства. Данная информация необходима для методов многоканальной фильтрации (модуль 4) и методов определения параметров источников (модуль 5).

Помимо этого, модуль 2 используется для расчета синтетических сейсмограмм с целью тестирования комплекса программ и входящих в его состав алгоритмов. Имеется возможность выбора различных методов решения уравнений распространения сейсмических волн в зависимости от типа среды. В таблице 4.1 указана среда и рекомендуемый доступный метод моделирования синтетических сейсмограмм.

Таблица 4.1 Типы сред и доступные методы моделирования синтетических сейсмограмм

Тип среды	Метод решения уравнений распространения сейсмических волн
Упругая горизонтально-слоистая с плоскими границами изотропная/трансверсально изотропная с поглощением	wavenumber integration. Реализация метода основана на использовании программного пакета «Computer Programs in Seismology», который распространяется со свободной лицензией. Есть возможность моделирования волновых полей от точечных источников с различным механизмом.
Упругая, неоднородная, трансверсально-изотропная среда с плоской свободной поверхностью	Метод конечных разностей. Версия программы для расчета волновых полей в 3d среде создана на основе программного пакета «Sofi3d», который распространяется со свободной лицензией. Возможно рассчитывать поля от источников с различными механизмами, реализован поглощающий слой на границах расчетной области. Возможно проводить вычисления в параллельно режиме.
Упругая изотропная неоднородная среда с криволинейной свободной поверхностью	Метод конечных элементов. Версия программы создана на основе использования конечно-элементного решателя Abaqus (имеется академическая лицензия). Метод удобен для расчета поверхностных волн. Поглощающие слои на границах расчетной области не реализованы. Возможно проводить вычисления в параллельном режиме.

При необходимости расчета множества прямых задач (например, вычисление времен пробега от выбранных точек среды до каждого приемника), используется метод, основанный на решения уравнения эйконала (реализован алгоритм «Fast Marching»).

**Модуль 3.** В модуле 3 производится вычисление статических поправок для теоретических времен пробега. Найденные статические поправки позволяют компенсировать ошибки, вследствие ошибок выбора скоростной модели среды. Для работы данного модуля необходимы сигналы с низким уровнем шума от тестовых источников с известной локацией. В роле тестовых источников, например, могут выступать перфорационные взрывы в скважине.

Процедура поиска статических поправок выглядит следующим образом:

- вычисляются теоретические времена пробега от тестового источника до каждого приемника
- к данным, содержащим тестовый сигнал, применяются временные задержки, соответствующие вычисленным теоретическим временам пробега (из-за ошибок в скоростной модели годограф волны тестового сигнала не спрямится)
- анализируя данные тестового сигнала с введенными задержками, вычисляются дополнительные временные сдвиги, после применения которых годограф от тестового сигнала становится прямым (сигнал от источника приходит на все приемники одновременно). Дополнительные временные сдвиги находятся на основе вычисления коэффициента корреляции между сигналами на различных приемниках.

Найденные дополнительные временные сдвиги являются статическими поправками, которые можно корректно применять для точек среды из окрестности тестового источника. Размеры данной окрестности зависят от скоростной модели среды, положения приемников и положения тестового источника, и поэтому не могут быть точно определены.

Также в рассматриваемом модуле производится поиск фазовых поправок, которые необходимы для применения фильтра поверхностных волн, предложенного в главе 2. Необходимым при этом является наличие данных, содержащих сигнал от тестового источника поверхностных волн. Подробности по поиску фазовых поправок для поверхностных волн изложены в главе 2.

**Модуль 4.** В модуле 4 реализованы методы фильтрации данных, предложенные и подробно описанные в главах 2 и 3.

**Модуль 5.** В модуле 5 реализованы алгоритмы локации и определения механизмов источников. Локация микросейсмических источников осуществляется на основе вычисления меры когерентности:

$$S(\mathbf{x}, \tau) = \frac{\left[ \sum_{k=1}^{k=N} u_k(t = \tau_k(\mathbf{x}) + \tau) \operatorname{sgn}(R_k(\mathbf{x}, t, \mathbf{M})) \right]^2}{N \sum_{k=1}^{k=N} [u_k(t = \tau_k(\mathbf{x}) + \tau)]^2} \quad (4.1)$$

где  $u_k(t)$  – фильтрованная трасса с приемника  $k$ ,  $\tau_k(t)$  – время пробега волны от точки пространства, в которой вычисляется  $S(\mathbf{x}, \tau)$ , до приемника  $k$ ,  $N$  – количество приемников,  $\operatorname{sgn}(R_k(\mathbf{x}, t, \mathbf{M}))$  – знак волны на приемнике  $k$  от источника с координатами  $\mathbf{x}$  с тензором сейсмического момента  $\mathbf{M}$ .  $\operatorname{sgn}(R_k(\mathbf{x}, t, \mathbf{M}))$  равен 1, если волна на приемник приходит в заданной фазе, -1, если волна на приемник приход в противоположной фазе.

Определение тензора сейсмического момента  $\mathbf{M}$  производится с помощью решения следующей оптимизационной задачи:

$$F(\mathbf{w}) = \|\mathbf{u}_{rec} - \mathbf{u}_{sum}(\mathbf{w})\|_2^2 \rightarrow \min \quad (4.2)$$

где  $\mathbf{u}_{rec}$  – зарегистрированное поле,  $\mathbf{u}_{sum} = \sum_{M_{ij}} w_{M_{ij}} \mathbf{u}_{M_{ij}}$  линейная комбинация

теоретических полей от источников с различными механизмами,  $\mathbf{u}_{M_{ij}}$  – поле, генерируемое источником, имеющего тензор сейсмического момента с одной ненулевой компонентой  $M_{ij}$ . Найденные коэффициенты  $\mathbf{w}$  определяют тензор сейсмического момента и позволяют вычислить знак/фазу вступления волны на приемник.

Если в выражении (4.1) не учитывать  $\operatorname{sgn}(R_k(\mathbf{x}, t, \mathbf{M}))$ , то некоторые события могут быть не зарегистрированы. Происходит это по причине того, что при суммировании данных с различных приемников, волны в прямой и обратной фазе, от источников с различными механизмами, будут компенсировать друг друга, уменьшая значение  $S(\mathbf{x}, \tau)$ .

Алгоритм локации и определения механизма микросейсмических событий выглядит следующим образом:

- 1) выбор точки пространства  $x$
  - 2) вычисление меры когерентности по формуле (4.1) без учета коэффициента  $\text{sgn}(R_k(x,t,M))$
  - 3) определение механизма событий для таких моментов времени  $\tau$ , что  $S(x,\tau)$  больше некоторого порогового значения.
  - 4) суммирование по формуле (4.1) с учетом коэффициента  $\text{sgn}(R_k(x,t,M))$ , т.е. с учетом определённого механизма события
- 1) – 4) повторяются для всех интересующих точек пространства  $x$ . Локация событий проводится по анализу величины  $S(x,\tau)$ .

Отметим, что шаг 2) введен с целью снижения вычислительной сложности алгоритма. Такой подход позволяет не обращаться тензор сейсмического момента для каждого момента времени. Недостатком при этом является то, что некоторые события с определенными механизмами могут быть пропущены при обработке. При необходимости шаг 2) может быть удален, а шаг 3) выполнен для каждого момента времени.

**Модуль 6.** Модуль 6 предназначен для визуализации результатов обработки данных. Например, при отрисовки сейсмограмм, спектрограмм, систем наблюдения, положения зарегистрированных источников.

#### **4.1.2 Тестирование программного комплекса обработки данных микросейсмического мониторинга на синтетических данных.**

Тестирование программного комплекса производилось на синтетических данных, рассчитанных с использованием метода конечных разностей. Была рассмотрена 3d область геологической среды с размерами 800x800x500 метров, которая содержала площадную систему наблюдения, источники объемных и поверхностных волн (рис. 4.2а). Площадная система наблюдения состояла из 100 приемников, равномерно распределенных на поверхности области (плоскость  $z=0$ ). На глубине 400 метров устанавливалось 7 источников с различными механизмами (рис. 4.2б): 1,3,5,7 – источники взрывного типа; 2, 4, 6 – источники сдвигового типа,



имеющие тензор сейсмического момента с одной ненулевой компонентой  $M_{12}$ . В точке (475,475,0) устанавливались источники поверхностных волн, возмущение на приемниках, от которых по времени совпадало со временем прихода волн от источников объемных волн с номерами 5 и 6. В качестве формы волны в источниках был выбран импульс Риккера с центральной частотой 60 Гц.

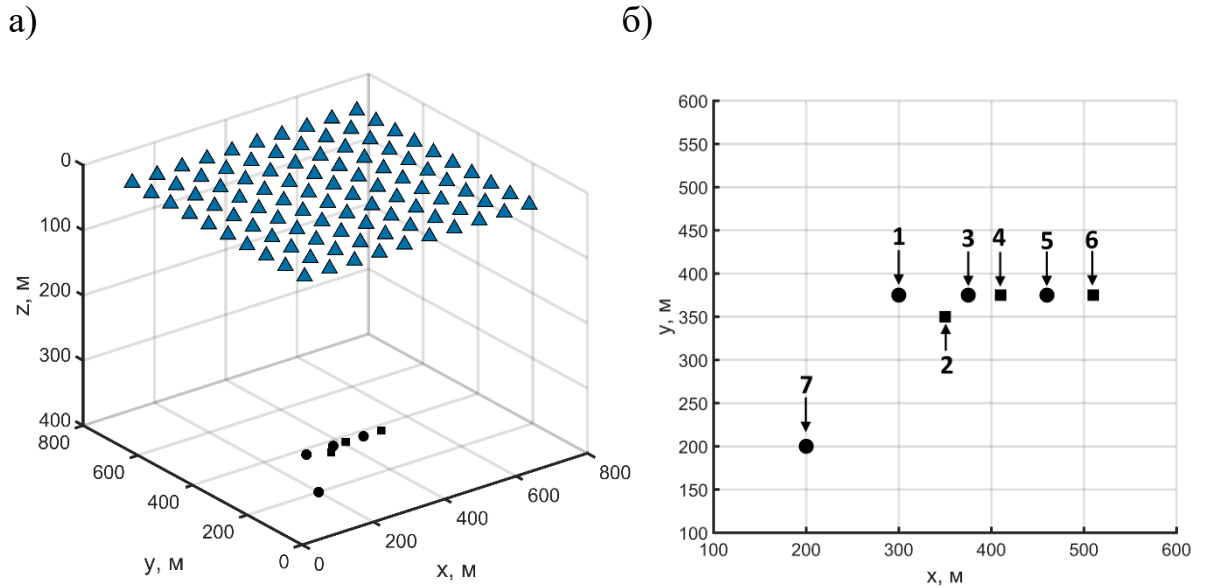


Рисунок 4.2 – а) 3d среда, система наблюдения, источники объемных волн; б) источники в плоскости  $z=400$  метров: круги – источники взрывного типа (номера 1, 3, 5, 7), квадраты – источники сдвиговой дислокации (номера 2, 4, 6)

Для расчетов синтетических сейсмограмм использовалась горизонтально-слоистая среда. Модель среды приведена в таблице 4.1. Верхняя граница области являлась свободной. На оставшихся 5 границах вводился поглощающий слой, позволяющий убрать отраженные волны.

Скоростная модель горизонтально-слоистой среды

Номер слоя	Мощность слоя, м	Скорость продольных волн, м/с	Скорость поперечных волн, м/с	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
1	4	500	300	1700
2	12	1000	650	1800
3	50	1800	1100	1800
4	50	2000	1250	2000
5	100	2200	1400	2100
6	$\infty$	2400	1550	2300

Далее рассчитанные синтетические сейсмограммы, содержащие источники объемных и поверхностных волн, суммировались с различным уровнем шума. В качестве шума использовались реальные записи микросейсмической активности, зарегистрированной на дневной поверхности во время выполнения операции гидроразрыва на нефтяном месторождении. Записи шума добавлялись к синтетически рассчитанным сигналам. Далее будем говорить о низком уровне шума, если запись шума умножалась на коэффициент 2 и прибавлялась к синтетическим сигналам, и высоком уровне шума, если шум умножался на коэффициент 10.

Обработка синтетических данных проходила в предположении, что скоростная модель среды не известна. На практике такая ситуация может встречаться достаточно часто. При этом предполагается, что имеется сигнал от тестового источника, с помощью которого будут найдены статические поправки времен пробега, компенсирующие ошибку выбора вмещающей среды. Дополнительно, в данном примере, рассматривается тестовый источник поверхностных волн, необходимый для реализации алгоритма подавления поверхностных волн, рассмотренного в главе 2.

Рассмотрим последовательно этапы обработки данных. На первом шаге применяется полосовой фильтр с полосой пропускания сигнала от 10 до 90 Гц.

На втором шаге выбирается приближенная скоростная модель среды и производится поиск статических поправок, используя тестовый источник. В качестве приближения среды использовалась однородная модель со скоростью продольных волн 2250 м/с. Данная скорость подбирается так, чтобы теоретический годограф волны в однородной среде был максимально близким к годографу от тестового источника. Источник взрывного типа, установленный в точке (410, 375, 400) использовался как тестовый. По нему были найдены статистические поправки для времен пробега. Также на данном шаге производится поиск фазовых поправок для поверхностных волн, используя тестовый источник, установленный в точке (475, 475, 0). Третий шаг заключается в применении  $f-k$  фильтра поверхностных волн и проекционного фильтра к обрабатываемым данным.

На рисунке 4.3 приведены результаты обработки данных. В левом столбике данные содержали низкий уровень шума, справа высокий. На всех рисунках отображена следующая мера:

$$D(\mathbf{x}) = \sum_{\tau: S(\mathbf{x}, \tau) > h} S(\mathbf{x}, \tau) \quad (4.5)$$

т.е. суммируем все временные срезы, на которых мера  $S(x, \tau)$  превысила некоторое пороговое значение  $h$ . Формула (4.5) будет использоваться для представления результатов в этом и следующем параграфе.

На рисунках 4.3а и 4.3б к данным применялся только полосовой фильтр. Как видно, даже при низком уровне шума (рис. 4.3а) события 5 и 6 не определились, так как время их прихода на приемники совпало со временем прихода поверхностных волн. На рисунках 4.3в и 4.3г к данным применялась полосовая фильтрация и фильтр поверхностных волн. При низком уровне шума (рис. 4.3в) все события определяются точно. При высоком уровне шума (рис. 4.3г) события также определяются, но фоновый уровень меры когерентности становится высоким, что может приводить к регистрированию ложных событий.

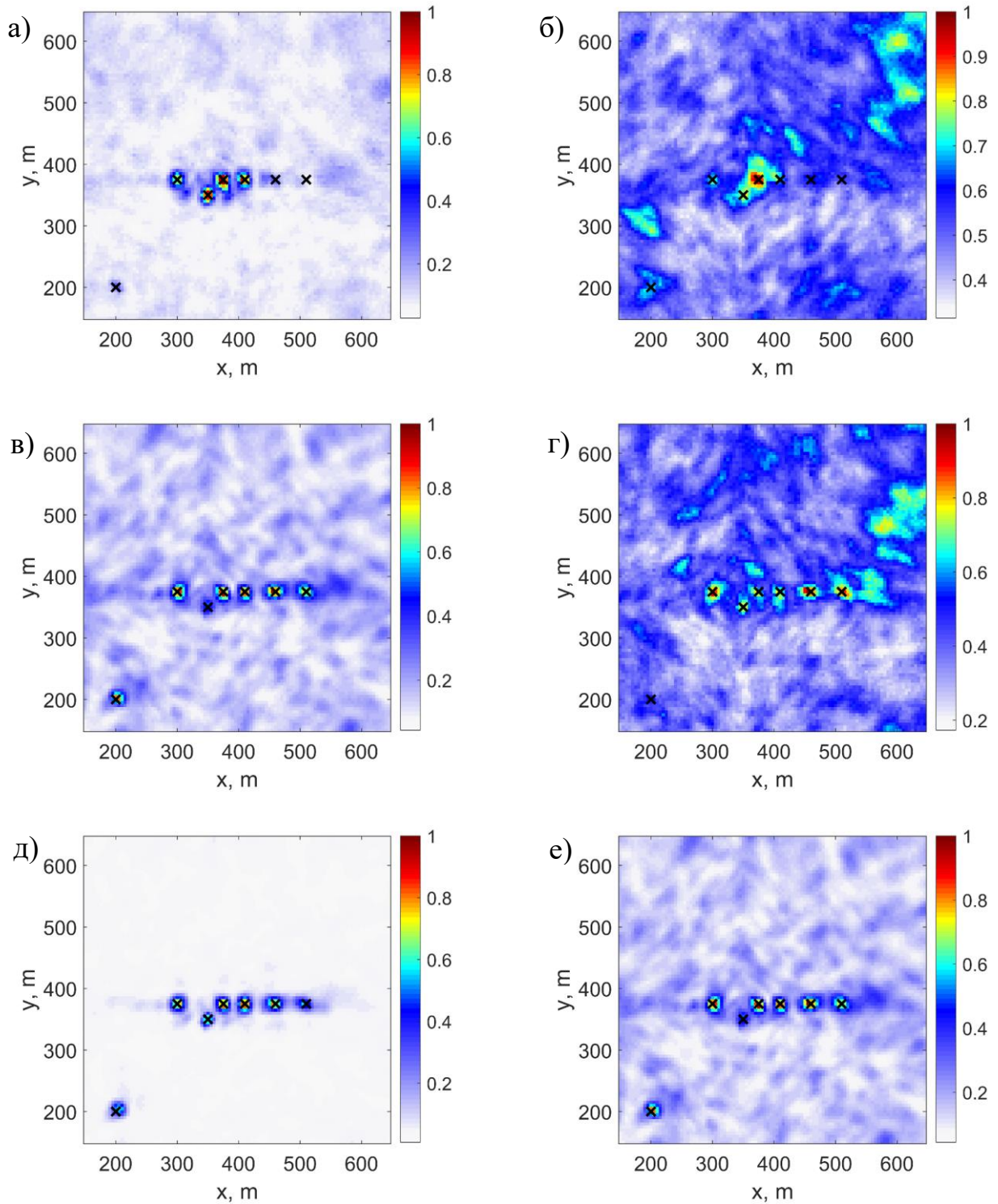


Рисунок 4.3 – Результаты локации микросейсмических событий. Левая колонка – данные содержат низкий уровень шума, правая колонка – данные содержат высокий уровень шум. а) и б) к данным применялся полосовой фильтр; в) и г) к данным применялся полосовой фильтр и фильтр поверхностных волн; д) и е) к данным применялся полосовой фильтр, фильтр поверхностных волн и проекционный фильтр.

На рисунках 4.3д и 4.3е к данным применялась полосовая фильтрация, фильтр поверхностных волн и проекционный фильтр. Локация проводилась по второму алгоритму из параграфа 4.1 в описание модуля 5, где суммирование данных проводится на основе формулы (4.4). В этом случае даже при высоком уровне шума все события определяются, в то время как фоновое значение меры, полученной на основе формулы (4.4), остается низким в отличие от рисунка г). Как видно, локация источников с применением предложенных в работе алгоритмов, позволяет более надежно найти гипоцентры микросейсмических событий.

#### 4.1.3 Обработка реальных данных микросейсмического мониторинга.

Разработанным программным комплексом были обработаны реальные данные микросейсмического мониторинга ГРП на нефтяном месторождении Узень (Казахстан). Данные были предоставлены компанией АО «Технологии обратных задач». На рисунке 4.4 изображена наземная система наблюдения, которая использовалась при мониторинге.

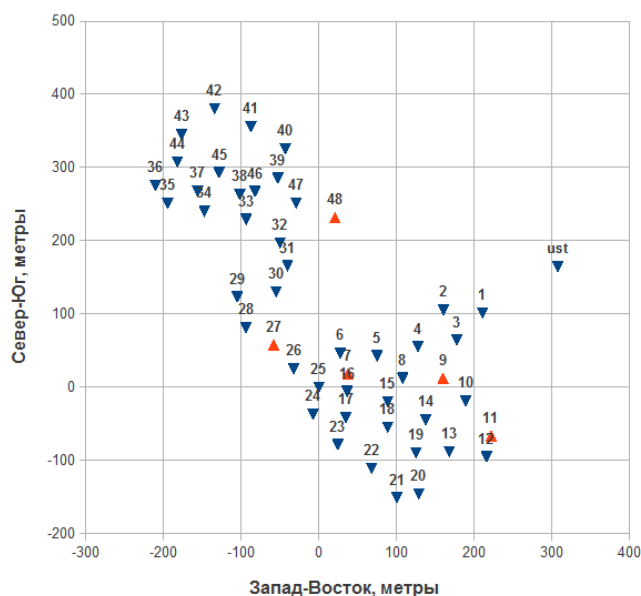


Рисунок 4.4 – Наземная система наблюдения, используемая при микросейсмическом мониторинге ГРП.

Регистрация микросейсмической эмиссии на дневной поверхности при производстве ГРП осуществлялась с помощью сейсмической антенны 48 канальной станции SGD-SHF48. Частота оцифровки сейсмических записей 1000 Гц (1 мс.). Информация о скоростной модели среды отсутствовала. Была известна только средняя скорость распространения продольных волн, которая составляла 1958-2104 м/с. По этой причине, в качестве приближения была выбрана однородная модель среды со скоростью продольных волн 2100 м/с. Поперечные волны не использовались при обработке. Статические поправки были найдены с помощью записи перфорационного взрыва (сигнал изображен на рисунке 3.5), выполненного в скважине на глубине 1260 метров. Для удобства была введена локальная система координат с началом в устье скважины. В новых координатах перфорация располагалась в точке (-30, 20, 1260).

Далее, с целью проверки корректной работы программного комплекса, была произведена обработка записи перфорационного взрыва, расположенного в 10 метрах ниже от взрыва, по которому были найдены статические поправки. На рисунке 4.5 изображена мера когерентности в плоскости  $z=1270$  метров. На рисунке 4.5а локация проводилась без учета статических поправок. Как видно, энергия не локализовалась, и событие не обнаружилось. На рисунке 4.5б мера когерентности вычислялась с учетом статических поправок, что позволило определить локацию события.

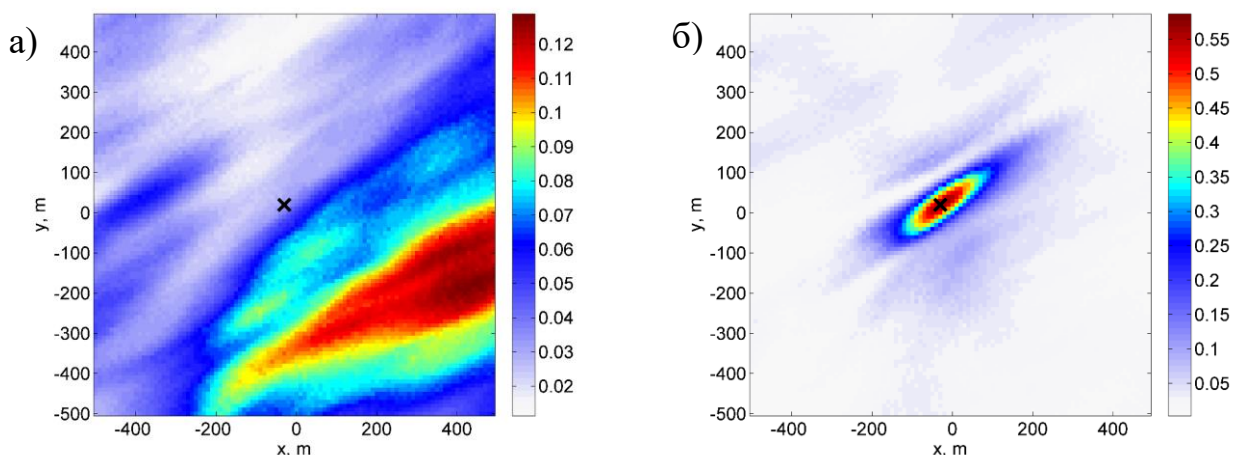


Рисунок 4.5 – Результат локации перфорации а) мера когерентности в плоскости  $z=1270$  без статистических поправок; б) с учетом статических поправок.

На следующем шаге проводилась обработка двадцатиминутной записи данных микросейсмического мониторинга операции ГРП. С помощью полосового фильтра в данных были пропущены сигналы в диапазоне от 20 до 90 Гц. Фильтр поверхностных волн не использовался, так как отсутствовала информация о скоростном строении верхней части геологического разреза и не было тестовых источников поверхностных волн. Для локации сейсмических источников, при использовании проекционного фильтра, применялся алгоритм из параграфа 4.1.1, приведенный в описание модуля 5.

На рисунках 4.6а и 4.6б приведены результаты локации, полученные при обработке минутного интервала данных, на котором были зарегистрированы самые сильные сейсмические события. На рисунке 4.6а к данным применялась только полосовая фильтрация; на 4.6б проекционный фильтр и второй алгоритм локации из параграфа 4.1.1. Как видно, результаты локации в этих двух случаях отличаются. Но при использовании проекционного фильтра форма локализации сейсмической энергии на плоскости в большей степени схожа с сейсмическими событиями, которые наблюдаются при локации перфорационных взрывов из рисунка 4.5 б).

На рисунках 4.6в и 4.6г результаты локации, полученные при обработке всего двадцатиминутного интервала данных. На рис. 4.6в к данным применялась только полосовая фильтрация; на рис. 4.6г к данным применялся проекционный фильтр и алгоритм локации, описанный в параграфе 4.1. Как и в случае обработки одноминутного интервала записи, результаты отличаются.

Анализируя результаты, можно увидеть, что зарегистрированная микросейсмическая активность локализована в областях, удаленных от местоположения перфорации. В случае использования проекционного фильтра, основная активность зарегистрирована к западу от места перфорации и сосредоточена вдоль прямой. В случае, когда к данным применялся только полосовой фильтр, основная сейсмическая энергия локализовалась на севере от перфорационного взрыва в виде “пятна”.



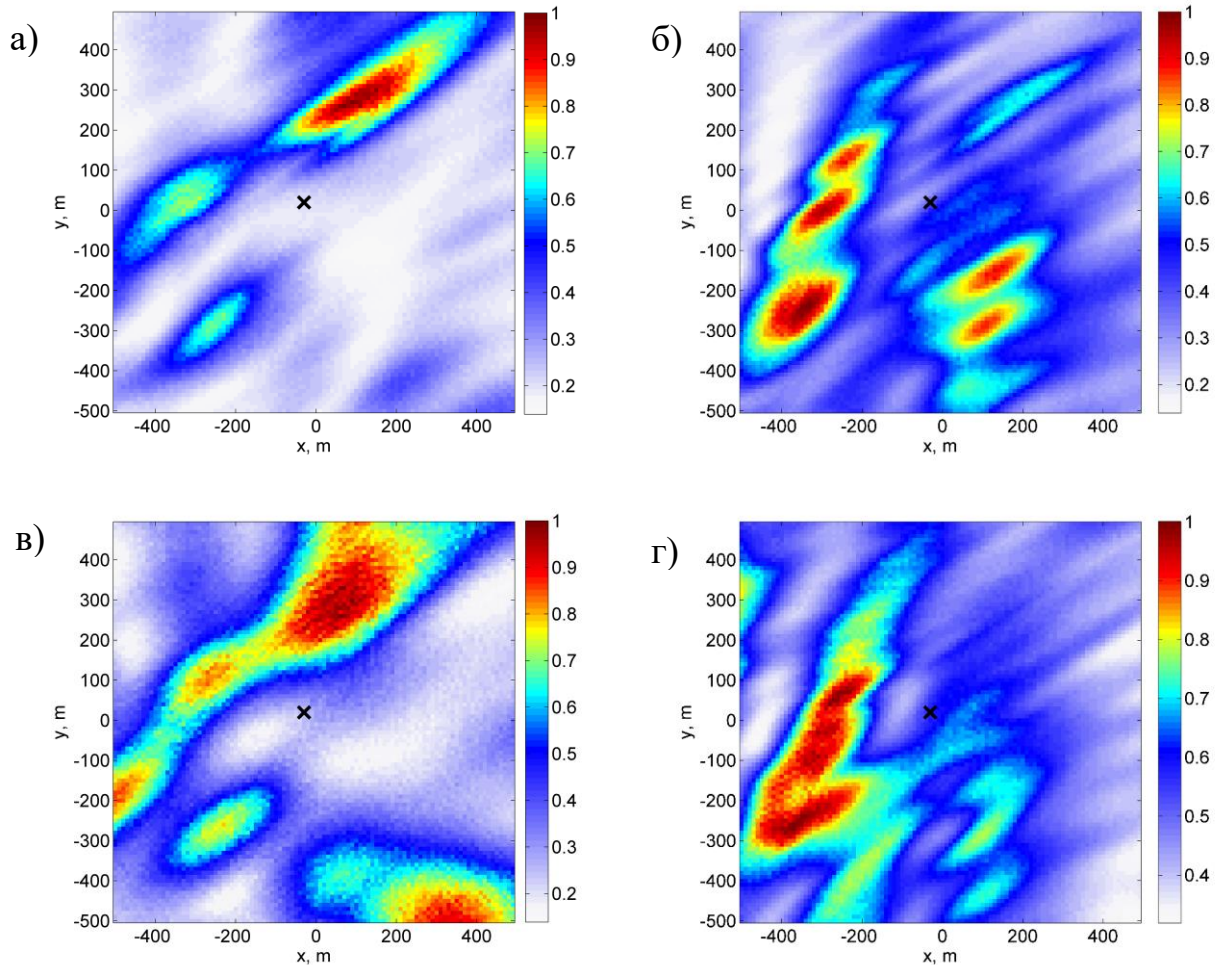


Рисунок 4.6 – Локация микросейсмических источников в горизонтальной плоскости на глубине 1260 метров; а) обрабатывался минутный интервал данных, пропущенный через полосовой фильтр; б) обрабатывался минутный интервал данных с использованием проекционного фильтра; в) обрабатывался двадцатиминутный интервал данных, пропущенный через полосовой фильтр; б) обрабатывался двадцатиминутный интервал данных с использованием проекционного фильтра.

#### 4.2 Комплекс программ подавления поверхностных волн в сейсмических данных, собранных наземными системами наблюдения

Для решения задачи подавления поверхностных волн-помех в данных наземной сейсморазведки, создана отдельная программа «PF Seism». Далее



приводится структура программы и результаты её тестирования на полевых данных.

#### **4.2.1 Структура комплекса программ для подавления поверхностных волн**

Блок схема «PF Seism» представлена на рисунке 4.7. Программа состоит из двух основных модулей:

- 1) модуль фильтрации
- 2) модуль решения прямых задач.

В первом модуле реализованы полосовой фильтра,  $f$ - $k$  фильтр и разработанный в работе фильтр подавления поверхностных волн, который описан в главе 2. Во втором модуле реализованы методы моделирования волновых полей, возможности которого подробно описаны в параграфе 4.1.1.

При решении задачи фильтрации поверхностных волн-помех в данных сейсморазведки на отраженных волнах с использованием линейных систем наблюдения, достаточно использовать модуль фильтрации, поскольку обработка данных разработанным методом производится по схеме, описанной в параграфе 2.1.3 (групповые скорости пробега поверхностных волн находятся перебором, поэтому скоростная модель не требуется, и, как следствие, пропадает необходимость в решении прямых задач распространения волн имеющимися алгоритмами).

Если приемники располагаются не вдоль заданного профиля, как, например, при пассивном микросейсмическом мониторинге, то необходимо использовать модуль решения прямых задач, для работы которого необходима информация о строении поверхностного слоя земли. При отсутствии такой информации, для определения групповых скоростей пробега поверхностных волн, предусмотрена возможность использования сигналов от тестовых источников, расположенных в окрестности вероятного нахождения источников поверхностных шумов (данная процедура описана в параграфе 2.1.3).

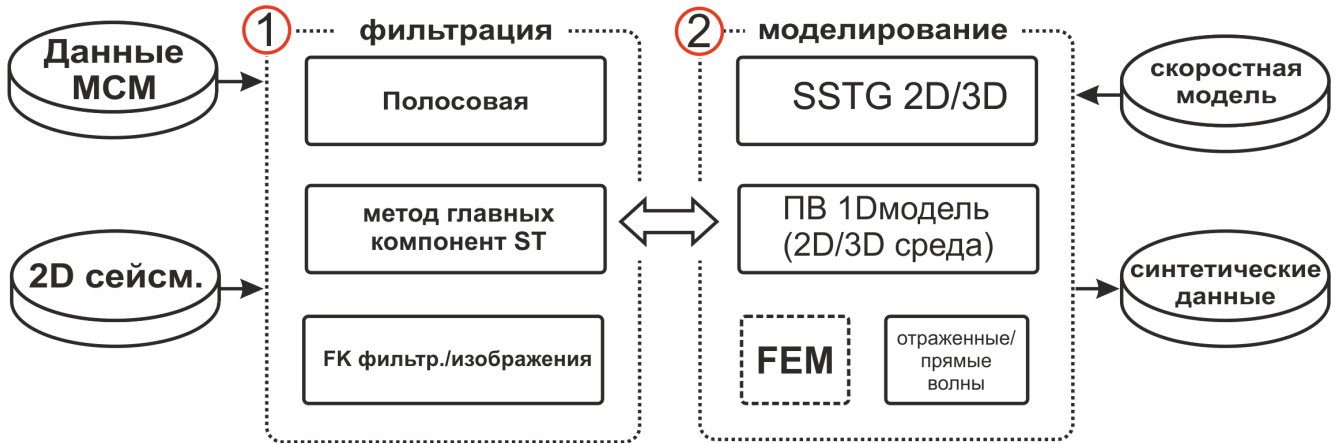


Рисунок 4.7 – Блок схема комплекса программ подавления поверхностных волн-помех в данных, собранных наземными системами наблюдения.

#### 4.2.2 Тестирование комплекса программ подавления поверхностных волн на полевых данных

Тестирование комплекса программ для подавления поверхностных волн-помех проводилось на натуральных данных сейсморазведки на отраженных волнах. Сейсмограмма используемых данных изображена на рисунке 4.8а. Регистрации сейсмических волн осуществлялась приемниками, расставленными вдоль прямой на расстоянии 25 метров друг от друга. В качестве источника использовался взрыв, выполненный на поверхности земли. Частота дискретизации записи сейсмических данных составляла 500 Гц. На рисунке 4.8б представлены данные после обработки программным комплексом с использованием разработанного в работе метода фильтрации из главы 2. Как видно, поверхностные волны в данных были успешно подавлены. Использование только  $f-k$  фильтра не позволило качественно обработать данные (рис. 4.8д). На рисунке 4.8г данные после полосовой фильтрации, где была удалена часть спектра от 0 до 25 Гц. Визуально, в этом случае, поверхностная волна на сейсмограмме не наблюдается, но, если рассмотреть данные, удаленные полосовым фильтром (рис. 4.8е), то видно, что часть отраженных волн была отфильтрована. В то же время, предложенный метод фильтрации удалил только часть данных относящихся к поверхностным волнам (рис. 4.8в). В прямоугольных рамках на сейсмограмме 4.8г выделены области, в

которых видно, что существующие на исходных данных отраженные волны, исчезают после полосовой фильтрации. Несмотря на то, что  $f-k$  фильтр не удаляет полезные сигналы, после него в данных остается существенная часть поверхностных волн. Дополнительно он может исказить исходные данные.

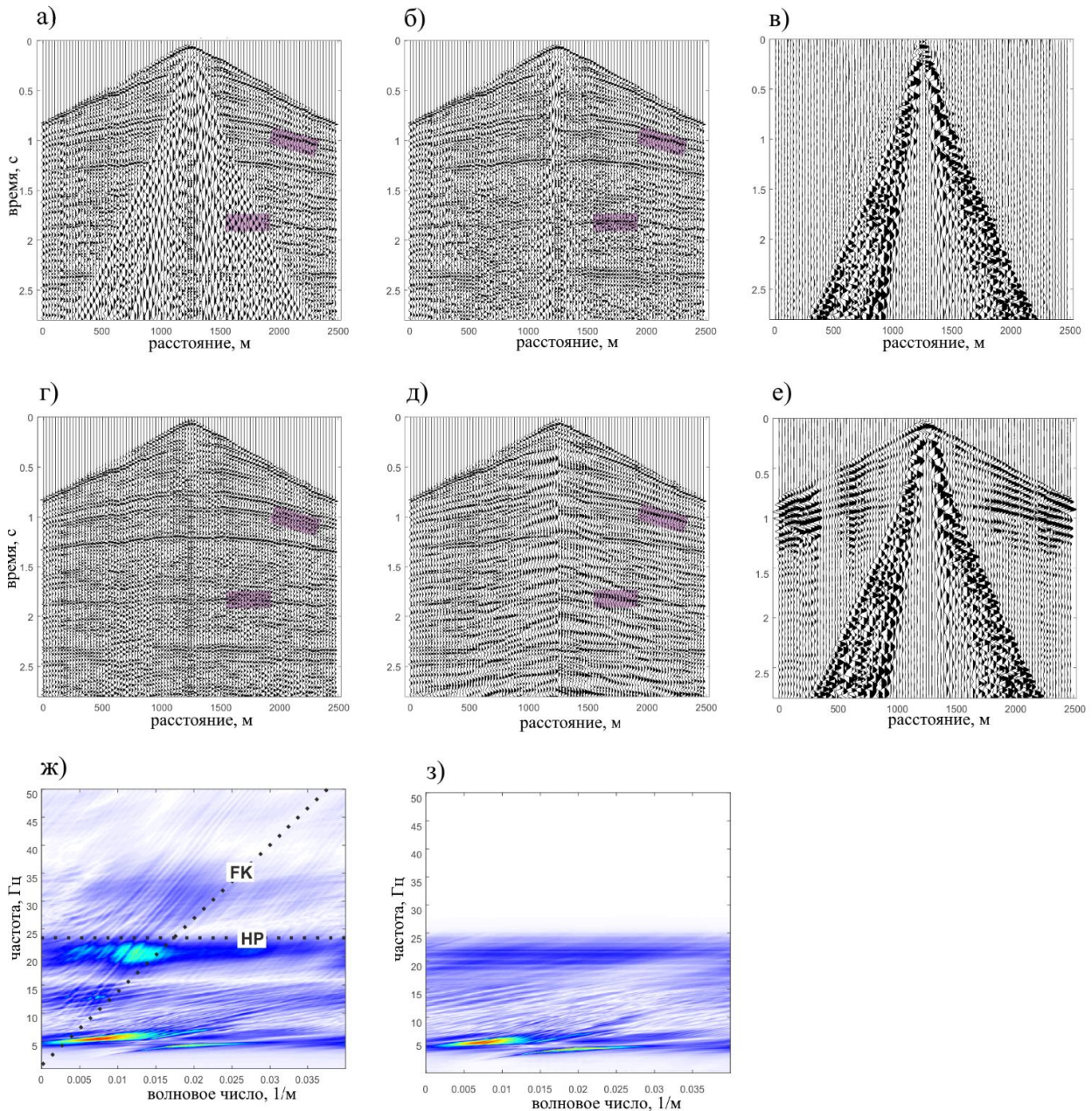


Рисунок 4.8 – Обработка полевых данных сейсморазведки. а) исходные полевые данные; б) данные обработанные предложенным методом; в) часть данных, удаленных предложенным методом; г) данные после полосовой фильтрации; д) данные после  $f-k$  фильтрации; е) часть данных удаленных полосовым фильтром; ж)  $f-k$  спектр исходных данных; з)  $f-k$  спектр части данных удаленных предложенным методом.

## Выводы

В данной главе были описаны комплексы программ «MSM DatProc» и «PF Seism», которые включают в себя численные реализации разработанных методов.

На синтетических данных показано, что комплекс программ «MSM DatProc», предназначенные для обработки данных микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения, позволяет обнаруживать сейсмические источники в условиях высокого уровня шума. Приведены результаты обработки реальных данных микросейсмического мониторинга ГРП наземными системами наблюдения.

На натуральных данных сейсморазведки на отраженных волнах показано, что программный комплекс «PF Seism» позволяет эффективно подавлять поверхностные волны по сравнению с полосовой фильтрацией и классической  $f$ - $k$  фильтрацией.

## Заключение

Диссертация является научно-квалификационной работой, в которой изложены новые научно обоснованные способы решения задачи подавления шумов в данных наземной сейсморазведки и микросейсмического мониторинга с дневной поверхности, имеющие существенное значение для развития технологий разведки, дистанционного контроля, повышения безопасности и эффективности добычи полезных ископаемых. На основе предложенных методов и алгоритмов разработан программный комплекс обработки данных микросейсмического мониторинга, имеющий практическое значение для нефтедобывающей и горнодобывающей промышленности.

В итоге выполненных исследований получены следующие основные результаты:

1. Разработан метод подавления поверхностных волн-помех в данных сейсморазведки на отраженных волнах и микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения. Дано теоретическое обоснование разработанного алгоритма.

2. На синтетических данных сейсморазведки на отраженных волнах показана работоспособность предлагаемого метода подавления поверхностных волн-помех в горизонтально-слоистых средах с плоскими границами и неоднородных сред с криволинейной свободной поверхностью. Показаны преимущества разработанного метода по сравнению с полосовой и  $f-k$  фильтрацией.

3. На синтетических данных микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения, показана работоспособность метода для горизонтально-слоистых и неоднородных сред с плоской свободной поверхностью. Показана эффективность разработанного метода подавления поверхностных волн в сравнении с известными методами  $f-k$  и  $\tau$ - $p$  фильтрации, в том числе для обработки сигналов от источников с различными механизмами.

4. Разработан метод пространственно-временной фильтрации микросейсмических сигналов, позволяющий подавлять сигналы от источников,

расположенных вне выделенной области геологической среды. Дано теоретическое обоснование разработанного алгоритма.

5. На полусинтетических данных показано, что использование разработанного метода пространственно-временной фильтрации обеспечивает выделение микросейсмических событий в условиях действия интенсивных поверхностных и объемных волн-помех при отношении сигнал/шум вплоть до -17.6 дБ. На синтетических данных показано, что метод позволяет подавлять сигналы от источников, расположенных вне выделенной области геологической среды, сохраняя при этом форму сигналов от источников внутри неё.

6. Разработан комплекс программ «MSM DatProc» для обработки данных пассивного микросейсмического мониторинга с дневной поверхности включающий в себя численные реализации представленных в работе методов. Показано, что использование разработанных в работе методов фильтрации позволяет повысить достоверность выделения и локации источников микросейсмических событий. Приведены результаты тестирования разработанного комплекса на полевых данных микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва нефтяного пласта.

7. На натуральных данных сейсморазведки на отраженных волнах показано, что программный комплекс «PF Seism» позволяет эффективно подавлять поверхностные волны по сравнению с полосовой фильтрацией и классической f-k фильтрацией.

## Список литературы

1. Serdyukov A. S., Yablokov A. V., Duchkov A. A., Azarov A. A., Baranov V. D. Slant f-k transform of multichannel seismic surface wave data // *Geophysics*. – 2019. – Т. 84. – № 1. – С. A19-A24.
2. Azarov A. V., Serdyukov A. S., Gapeev D. N. Research Note: Frequency domain orthogonal projection filtration of surface microseismic monitoring data // *Geophysical Prospecting*. – 2020. – Т. 68. – № 2. – С. 382-392.
3. Kurlenya, M. V., Serdyukov, A. S., Azarov, A. V., & Nikitin, A. A. Numerical modeling of wavefields of microseismic events in underground mining // *Journal of Mining Science*. – 2015. – Т. 51. – С. 689-695.
4. Serdyukov S., Azarov, A., Dergach, P., & Duchkov, A. Equipment for microseismic monitoring of geodynamic processes in underground hard mineral mining // *Journal of Mining Science*. – 2015. – Т. 51. – № 3
5. Азаров А. В., Сердюков А. С., Никитин А. А. Численное моделирование микросейсмического шума в блочно-иерархических неоднородных средах // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. – 2015. – № 9. – С. 328-335
6. Azarov A. V. Locating harmonic microseismic sources using phases of signals and spectral transformations / Serdyukov A. S. // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – IOP Publishing, 2019. – Т. 262. – № 1. – С. 012004.
7. Азаров А. В., Сердюков А. С., Яблоков А. В. Методика определения механизмов очагов микросейсмических событий на основе моделирования полных волновых полей в горизонтальнослоистых средах // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. – 2016. – № 10. – С. 131-143.
8. Азаров А. В., Сердюков А. С. Комплекс программ обработки данных микросейсмического мониторинга разработки месторождений полезных ископаемых. средах // *Горный информационно-аналитический бюллетень. средах* – 2023. – № 2. – С. 58-71.

9. Serdyukov A. S. Azarov, A. V., Yablokov, A. V., Shilova, T. V., & Baranov, V. D. Research Note: Reconstruction of seismic signals using S-transform ridges // *Geophysical Prospecting*. – 2021. – Т. 69. – №. 4. – С. 891-900.
10. Азаров А.В., Сердюков А.С. Программа обработки многоканальных данных микросейсмического мониторинга наземными системами наблюдения «MSM DatProc», 2021, № RU 2021666184.
11. Азаров А.В., Сердюков А.С. Программа подавления поверхностных волн в данных сейсморазведки «PF Seism», 2021, № RU 2021666477.
12. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н., Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха. // *Геофизика*. – 2010. – С. 23–28.
13. McClellan J. H. et al. Array processing in microseismic monitoring: Detection, enhancement, and localization of induced seismicity // *IEEE Signal Processing Magazine*. – 2018. – Т. 35. – №. 2. – С. 99-111
14. Николаев А.В., Проблемы наведенной сейсмичности // *Проблемы наведенной сейсмичности*. – М.: Наука, 1994. – С. 5-15.
15. Eisner L., Thornton M., Griffin J. Challenges for microseismic monitoring // *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2011*. – Society of Exploration Geophysicists, 2011. – С. 1519-1523.
16. Yaskevich S. V., Grechka V. Y., Duchkov A. A. Processing microseismic monitoring data, considering seismic anisotropy of rocks // *Journal of Mining Science*. – 2015. – Т. 51. – №. 3. – С. 477-486.
17. Eaton D. W. *Passive seismic monitoring of induced seismicity: Fundamental principles and application to energy technologies*. – Cambridge University Press, 2018.
18. Mueller M., Thornton M., Eisner L. Uncertainty in surface microseismic monitoring // *ASEG Extended Abstracts*. – 2013. – Т. 2013. – №. 1. – С. 1-4.
19. Maxwell S. C., Urbancic T. I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field // *The Leading Edge*. – 2001. – Т. 20. – №. 6. – С. 636-639.



20. Tary J. B. et al. Characteristics of fluid-induced resonances observed during microseismic monitoring // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 2014. – Т. 119. – №. 11. – С. 8207-8222.
21. Malovichko D. Description of seismic sources in underground mines: Theory // *Bulletin of the Seismological Society of America*. – 2020. – Т. 110. – №. 5. – С. 2124-2137.
22. Cheng G. et al. A zoning model for coal mining-induced strata movement based on microseismic monitoring // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2017. – Т. 94. – С. 123-138.
23. Hummel N., Müller T. M. Microseismic signatures of non-linear pore-fluid pressure diffusion // *Geophysical Journal International*. – 2009. – Т. 179. – №. 3. – С. 1558-1565.
24. Шмаков Ф.Д., Бортников П.Б., Кузьменко А.П. Моделирование параметров решения задачи локации в методе наземного микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта // *Приволжский научный вестник*. – 2013. – № 3. – С. 28-38.
25. Roux P. F. et al. Increasing the accuracy of microseismic monitoring using surface patch arrays and a novel processing approach // *First break*. – 2014. – Т. 32. – №. 7.
26. Chmiel M., Roux P., Bardainne T. High-sensitivity microseismic monitoring: Automatic detection and localization of subsurface noise sources using matched-field processing and dense patch arrays // *Geophysics*. – 2019. – Т. 84. – №. 6. – С. KS211-KS223.
27. Duncan P., Lakings J. Microseismic monitoring with a surface array // *First EAGE Passive Seismic Workshop-Exploration and Monitoring Applications*. – 2006. – С. 21-00028.
28. Zhebel O., Eisner L. Simultaneous microseismic event localization and source mechanism determination // *Geophysics*. – 2015. – Т. 80. – №. 1. – С. KS1-KS9.

29. McClellan J. H. et al. Array processing in microseismic monitoring: Detection, enhancement, and localization of induced seismicity // *IEEE Signal Processing Magazine*. – 2018. – T. 35. – №. 2. – C. 99-111.
30. Kolinsky P. et al. Observation of shear-wave splitting from microseismicity induced by hydraulic fracturing—A non-VTI story // *71st EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2009*. – European Association of Geoscientists & Engineers. – 2009. – C. cp-127-00492.
31. Askari R., Siahkoobi H. R. Ground roll attenuation using the S and x-f-k transforms // *Geophysical Prospecting*. – 2008. – T. 56. – №. 1. – C. 105-114.
32. Galiana-Merino J. J., Rosa-Herranz, J., Giner, J., Molina, S., & Botella, F. De-noising of short-period seismograms by wavelet packet transform // *Bulletin of the Seismological Society of America*. – 2003. – T. 93. – №. 6. – C. 2554-2562.
33. Zhang R., Ulrych T. J. Physical wavelet frame denoising // *Geophysics*. – 2003. – T. 68. – №. 1. – C. 225-231.
34. Deighan A. J., Watts D. R. Ground-roll suppression using the wavelet transform // *Geophysics*. – 1997. – T. 62. – №. 6. – C. 1896-1903.
35. Han J., Van der Baan M. Microseismic and seismic denoising via ensemble empirical mode decomposition and adaptive thresholding // *Geophysics*. – 2015. – T. 80. – №. 6. – C. KS69-KS80.
36. Jia R. S., Liang, Y. Q., Hua Y. C., Sun H. M., & Xia F. F. Suppressing non-stationary random noise in microseismic data by using ensemble empirical mode decomposition and permutation entropy // *Journal of Applied Geophysics*. – 2016. – T. 133. – C. 132-140.
37. Bekara M., Van der Baan M. Random and coherent noise attenuation by empirical mode decomposition // *Geophysics*. – 2009. – T. 74. – №. 5. – C. V89-V98.
38. Huang N. E. et al. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis // *Proceedings of the Royal Society of London. Series A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*. – 1998. – T. 454. – №. 1971. – C. 903-995.

39. Naghizadeh M. Seismic data interpolation and denoising in the frequency-wavenumber domain // *Geophysics*. – 2012. – T. 77. – №. 2. – C. V71-V80.
40. Liu J., Marfurt K. J. 3-D high resolution Radon transforms applied to ground roll suppression in orthogonal seismic surveys // *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2004*. Society of Exploration Geophysicists. – 2004. – C. 2144-2147.
41. Naghizadeh M., Sacchi M. Multicomponent f-x seismic random noise attenuation via vector autoregressive operators // *Geophysics*. – 2012. – T. 77. – №. 2. – C. V91-V99.
42. Sacchi M. D., Kuehl H. FX arma filters // *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2000*. – Society of Exploration Geophysicists, 2000. – C. 2092-2095
43. Oropeza V. E., Sacchi M. D. Multifrequency singular spectrum analysis // *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2009*. Society of Exploration Geophysicists. – 2009. – C. 3193-3197.
44. Karlı H., Bayrak Y. Using the Wiener-Levinson algorithm to suppress ground-roll // *Journal of Applied Geophysics*. – 2004. – T. 55. – №. 3-4. – C. 187-197.
45. Hosseini S. A. et al. Adaptive attenuation of aliased ground roll using the shearlet transform // *Journal of Applied Geophysics*. – 2015. – T. 112. – C. 190-205.
46. Liu Z., Chen Y., Ma J. Ground roll attenuation by synchrosqueezed curvelet transform // *Journal of Applied Geophysics*. – 2018. – T. 151. – C. 246-262.
47. Hemon C. H., Mace D. Use of the Karhunen-Loeve transformation in seismic data-processing // *Geophysical Prospecting*. – 1978. – T. 26. – №. 3. – C. 600-626.
48. Jones I. F., Levy S. Signal-to-noise ratio enhancement in multichannel seismic data via the Karhunen-Loève transform // *Geophysical prospecting*. – 1987. – T. 35. – №. 1. – C. 12-32
49. Levy S. et al. Applications of complex common signal analysis in exploration seismology // *SEG Technical Program Expanded Abstracts 1983*. Society of Exploration Geophysicists. – 1983. – C. 325-328.
50. Liu X. Ground roll suppression using the Karhunen-Loeve transform // *Geophysics*. – 1999. – T. 64. – №. 2. – C. 564-566.

51. Verma S. et al. Highly aliased ground-roll suppression using a 3D multiwindow Karhunen-Loeve filter: Application to a legacy Mississippi Lime survey // *Geophysics*. – 2016. – T. 81. – №. 1. – C. V79-V88.
52. Gerbrands J. J. On the relationships between SVD, KLT and PCA // *Pattern recognition*. – 1981. – T. 14. – №. 1-6. – C. 375-381.
53. Porsani M. J. et al. SVD filtering applied to ground-roll attenuation // *Journal of Geophysics and Engineering*. – 2010. – T. 7. – №. 3. – C. 284-289.
54. Tyapkin Y. K., Marmalyevskyy N. Y., Gornyak Z. V. Source-generated noise attenuation using the singular value decomposition // *SEG Technical Program Expanded Abstracts* – 2003. – C. 2044-2047.
55. Ernst F. E., Herman G. C., Ditzel A. Removal of scattered guided waves from seismic data // *Geophysics*. – 2002. – T. 67. – №. 4. – C. 1240-1248.
56. Strobbia C. et al. Attenuation of aliased coherent noise: modelbased attenuation for complex dispersive waves // *First Break*. – 2011. – T. 29. – №. 8.
57. Krohn C. E., Routh P. S. Exploiting surface consistency for surface-wave characterization and mitigation - Part 2: Application to 3D data // *Geophysics*. – 2017. – T. 82. – №. 1. – C. V39-V50.
58. Herrmann R. B., Russell D. R. Ground roll: Rejection using adaptive phase-matched filters // *Geophysics*. – 1990. – T. 55. – №. 6. – C. 776-781.
59. Wang D. Y., Ling Y. Phase-shift-and phase-filtering-based surface-wave suppression method // *Applied Geophysics*. – 2016. – T. 13. – №. 4. – C. 614-620.
60. Naghizadeh M., Sacchi M. Multidimensional de-aliased Cadzow reconstruction of seismic records // *Geophysics*. – 2013. – T. 78. – №. 1. – C. A1-A5.
61. Tan Y. Y. et al. Ground roll attenuation using a time-frequency dependent polarization filter based on the S transform // *Applied Geophysics*. – 2013. – T. 10. – №. 3. – C. 279-294.
62. Lu J., Wang Y., Yang C. Y. Instantaneous polarization filtering focused on suppression of surface waves // *Applied Geophysics*. – 2010. – T. 7. – №. 1. – C. 88-97.
63. Shieh C. F., Herrmann R. B. Ground roll: Rejection using polarization filters // *Geophysics*. – 1990. – T. 55. – №. 9. – C. 1216-1222.

64. Kendall R. et al. An SVD-polarization filter for ground roll attenuation on multicomponent data // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2005. Society of Exploration Geophysicists. – 2005. – С. 928-931.
65. Karsli H., Bayrak Y. Ground-roll attenuation based on Wiener filtering and benefits of time-frequency imaging // The Leading Edge. – 2008. – Т. 27. – №. 2. – С. 206-209.
66. Dong S., He R., Schuster G. T. Interferometric prediction and least squares subtraction of surface waves // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2006. – 2006. – С. 2783-2786.
67. Halliday D. F. et al. Interferometric surface-wave isolation and removal // Geophysics. – 2007. – Т. 72. – №. 5. – С. A69-A73.
68. Xue Y., Dong S., Schuster G. T. Interferometric prediction and subtraction of surface waves with a nonlinear local filter // Geophysics. – 2009. – Т. 74. – №. 1. – С. SI1-SI8.
69. Xu X. H. et al. Ground-roll separation of seismic data based on morphological component analysis in two-dimensional domain // Applied Geophysics. – 2016. – Т. 13. – №. 1. – С. 116-126.
70. Li H., Yang W., Yong X. Deep learning for ground-roll noise attenuation // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2018. – Society of Exploration Geophysicists, 2018. – С. 1981-1985.
71. Yuan Y., Si X., Zheng Y. Ground-roll attenuation using generative adversarial networks // Geophysics. – 2020. – Т. 85. – №. 4. – С. WA255-WA267.
72. Soares P. L. B., Silva J. P., Santos M. D. Artificial, neural, networks applied to reduce the noise type of ground roll // Journal of seismic exploration. – 2015. – Т. 24. – №. 1. – С. 1-14.
73. Хаттон Л., Уэрдингтон М., Мейкин Д. Обработка сейсмических данных: теория и практика. – Мир, 1989.
74. Eisner L., Gei, D., Hallo, M., Opršal, I., & Ali, M. Y. The peak frequency of direct waves for microseismic events // Geophysics. – 2013. – Vol. 78. – №. 6. – С. A45-A49.

75. Galiana-Merino J. J. et al. De-noising of short-period seismograms by wavelet packet transform // Bulletin of the Seismological Society of America. – 2003. – T. 93. – №. 6. – C. 2554-2562.
76. Parolai S. Denoising of seismograms using the S transform // Bulletin of the Seismological Society of America. – 2009. – T. 99. – №. 1. – C. 226-234.
77. Tselentis G. A. et al. Strategy for automated analysis of passive microseismic data based on S-transform, Otsu's thresholding, and higher order statistics // Geophysics. – 2012. – T. 77. – №. 6. – C. KS43-KS54.
78. Han L., Bonar D., Sacchi M. Seismic denoising by time-frequency reassignment // CSEG Annual Meeting Abstract (Calgary, 2012). – 2012
79. Mousavi S. M., Langston C. A., Horton S. P. Automatic microseismic denoising and onset detection using the synchrosqueezed continuous wavelet transform // Geophysics. – 2016. – T. 81. – №. 4. – C. V341-V355.
80. Iqbal N. et al. Observation-driven method based on IIR Wiener filter for microseismic data denoising // Pure and Applied Geophysics. – 2018. – T. 175. – №. 6. – C. 2057-2075.
81. Eisner L. et al. Noise suppression for detection and location of microseismic events using a matched filter // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2008. – 2008. – C. 1431-1435.
82. Forghani-Arani F. et al. Noise suppression in surface microseismic data // The Leading Edge. – 2012. – T. 31. – №. 12. – C. 1496-1501.
83. Forghani-Arani F. et al. Dispersion analysis of passive surface-wave noise generated during hydraulic-fracturing operations // Journal of Applied Geophysics. – 2014. – T. 111. – C. 129-134.
84. Liang C. et al. Improving signal-to-noise ratio of passive seismic data with an adaptive FK filter // 2009 SEG Annual Meeting. OnePetro. – 2009
85. Iqbal N. et al. Detection and denoising of microseismic events using time-frequency representation and tensor decomposition // IEEE access. – 2018. – T. 6. – C. 22993-23006.

86. Wang J. et al. Application of multichannel Wiener filters to the suppression of ambient seismic noise in passive seismic arrays // *The Leading Edge*. – 2008. – T. 27. – №. 2. – C. 232-238.
87. Blunda Y., Chambers K. A generic procedure for noise suppression in microseismic data // *CSPG/CSEF/CWLS GeoConvention, Abstracts*. – 2013
88. Chambers K. Noise attenuation in sparse-surface microseismic datasets // *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2018*. Society of Exploration Geophysicists. – 2018. – C. 2902-2906.
89. Birnie C., Chambers K., Angus D. Seismic arrival enhancement through the use of noise whitening // *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. – 2017. – T. 262. – C. 80-89.
90. Nørmark E. Wind and rain induced noise on reflection seismic data // *Near Surface 2011-17th EAGE European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics*. European Association of Geoscientists & Engineers. – 2011. – C. cp-253-00121.
91. Birnie C. et al. Analysis and models of pre-injection surface seismic array noise recorded at the Aquistore carbon storage site // *Geophysical Journal International*. – 2016. – T. 206. – №. 2. – C. 1246-1260.
92. Al-Shuhail A., Kaka S. L. I., Jarvis M. Enhancement of passive microseismic events using seismic interferometry // *Seismological Research Letters*. – 2013. – T. 84. – №. 5. – C. 781-784.
93. Hogoiev E. A., Kolesnikov Y. I. Application of emission tomography for study of geodynamically active zones // *Tekhnologii Seismorazvedki*. – 2011. – T. 1. – C. 59-65.
94. Chebotareva I. Y., Rozhkov M. V., Tagizade T. T. A method of microseismic monitoring of spatial distribution of the emission sources and dissipated radiation, and a device for its implementation // *Patent of Russian Federation*. – 2006. – T. 2278401.
95. Artman B., Podladtchikov I., Witten B. Source location using time-reverse imaging // *Geophysical Prospecting*. – 2010. – T. 58. – №. 5. – C. 861-873.

96. Шмаков Ф. Д. Методика обработки и интерпретации данных наземного микросейсмического мониторинга ГРП // Технологии сейсморазведки. – 2012. – №. 3. – С. 65-72.
97. Chebotareva I. Y., Kushnir A. F., Rozhkov M. V. Elimination of high-amplitude noise during passive monitoring of hydrocarbon deposits by the emission tomography method // *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*. – 2008. – Т. 44. – С. 1002-1017.
98. Haldorsen J. B. U., Brooks N. J., Milenkovic M. Locating microseismic sources using migration-based deconvolution // *Geophysics*. – 2013. – Т. 78. – №. 5. – С. KS73-KS84.
99. Kushnir A. et al. Passive surface microseismic monitoring as a statistical problem: location of weak microseismic signals in the presence of strongly correlated noise // *Geophysical Prospecting*. – 2014. – Т. 62. – №. Vertical Seismic Profiling and Microseismicity Frontiers. – С. 819-833.
100. Kao H., Shan S. J. The source-scanning algorithm: Mapping the distribution of seismic sources in time and space // *Geophysical Journal International*. – 2004. – Т. 157. – №. 2. – С. 589-594.
101. Варыпаев А. В. Синтез статистических алгоритмов определения параметров микросейсмических источников по записям малоапертурной группы // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки. – 2012. – №. 12. – С. 21-36.
102. Anikiev D. et al. Joint location and source mechanism inversion of microseismic events: Benchmarking on seismicity induced by hydraulic fracturing // *Geophysical Journal International*. – 2014. – Т. 198. – №. 1. – С. 249-258.
103. Staněk F., Eisner L., Moser T. J. Stability of source mechanisms inverted from P-wave amplitude microseismic monitoring data acquired at the surface // *Geophysical Prospecting*. – 2014. – Т. 62. – №. 3. – С. 475-490.
104. Johnson D. H., Dudgeon D. E. Array signal processing: concepts and techniques // Englewood Cliffs : PTR Prentice Hall . – 1993. – С. 1-523.



105. Van Veen B. D., Buckley K. M. Beamforming: A versatile approach to spatial filtering // *IEEE assp magazine*. – 1988. – Т. 5. – №. 2. – С. 4-24.
106. Варыпаев А. В. и др. Применение робастных фазовых алгоритмов для выявления сейсмической эмиссии в районе проведения взрывных работ в шахтах // *Сейсмические приборы*. – 2018. – Т. 54. – №. 2. – С. 33-48.
107. Kushnir A., Varypaev A. Robustness of statistical algorithms for location of microseismic sources based on surface array data // *Computational Geosciences*. – 2017. – Т. 21. – №. 3. – С. 459-477.
108. Artman B. Signal-to-noise estimates of time-reverse images / B. Artman, B. Witten // *Geophysics*. -2011. - Т.76. - № 2. - С. MA1-MA10.
109. Zhu T. Time-reverse modelling of acoustic wave propagation in attenuating media // *Geophysical Journal International*. – 2014. – Т. 197. – №. 1. – С. 483-494.
110. O'Brien G. S. et al. Time reverse location of seismic long-period events recorded on Mt Etna // *Geophysical journal international*. – 2011. – Т. 184. – №. 1. – С. 452-462.
111. Stockwell R. G., Mansinha L., Lowe R. P. Localization of the complex spectrum: the S transform // *IEEE transactions on signal processing*. – 1996. – Т. 44. – №. 4. – С. 998-1001.
112. Smith M. ABAQUS/Standard User's Manual; version 6.9 Dassault Systèmes Simulia Corp // Providence, RI, USA. – 2009.
113. Virieux J. P-SV wave propagation in heterogeneous media: Velocity-stress finite-difference method // *Geophysics*. – 1986. – Т. 51. – №. 4. – С. 889–901.
114. Аки К. Количественная сейсмология: Теория и методы / К. Аки, П. Ричардс // т. 2 М.: Мир - 1983. – 360 с.
115. Cox M. Static corrections for seismic reflection surveys // *Society of Exploration Geophysicists*. – 1999.
116. Hagedoorn J. G. The plus-minus method of interpreting seismic refraction sections // *Geophysical prospecting*. – 1959. – Т. 7. – №. 2. – С. 158-182.

117. Bergman B., Tryggvason A., Juhlin C. High-resolution seismic traveltime tomography incorporating static corrections applied to a till-covered bedrock environment // *Geophysics*. – 2004. – T. 69. – №. 4. – C. 1082-1090.

118. Park C. B., Miller R. D., Xia J. Multichannel analysis of surface waves // *Geophysics*. – 1999. – T. 64. – №. 3. – C. 800-808.

119. Mari J. L. Estimation of static corrections for shear-wave profiling using the dispersion properties of Love waves // *Geophysics*. – 1984. – T. 49. – №. 8. – C. 1169-1179.

120. Askari R. et al. Estimation of S-wave static corrections using CMP cross-correlation of surface waves // *Journal of Applied Geophysics*. – 2015. – T. 121. – C. 42-53.

121. Diao R. et al. The method of two-step static correction in surface microseismic // *77th EAGE Conference and Exhibition 2015*. – EAGE Publications BV, 2015. – T. 2015. – №. 1. – C. 1-5.

122. Chambers K., Kendall J. M., Barkved O. Investigation of induced microseismicity at Valhall using the Life of Field Seismic array // *The Leading Edge*. – 2010. – T. 29. – №. 3. – C. 290-295.