Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения Российской академии наук»

На правах рукописи

Соколов Сергей Владиславович

## РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ В УГЛЕПОРОДНОМ МАССИВЕ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО АНАЛИЗА СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ

Специальность 25.00.16 «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр»

## ДИССЕРТАЦИЯ на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель доктор технических наук, профессор О. В. Тайлаков

Кемерово – 2022

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ4
ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ
СЕЙСМИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ 11
1.1. Оценка соответствия современных сейсмических методов
исследования уровню актуальных горнотехнических задач 11
1.2. Обзор применяемых методов и технических средств выполнения
сейсморазведочных измерений
1.3. Анализ современных тенденций совершенствования методов
сейсморазведки с поверхности для определения путей повышения
эффективности сейсмического картирования угольных пластов
1.4. Выводы. Цель и задачи исследования 49
ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДА К РЕГИСТРАЦИИ
СИГНАЛА В СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ШАХТНОГО ПОЛЯ С
ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ ЕГО ДНЕВНОЙ ПОВЕРХНОСТИ 51
2.1. Определение параметров системы возбуждения и регистрации
сейсмических колебаний на дневной поверхности угольных шахт в сложных
природных и техногенных условиях51
2.2. Выбор структуры и параметров основного и вспомогательного
оборудования сейсмической разведки угольных пластов с поверхности
шахтного поля 60
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
<ul> <li>2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе</li></ul>
<ul> <li>2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе</li></ul>
<ul> <li>2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе</li></ul>
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизьюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
<ul> <li>2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе</li></ul>
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
<ul> <li>2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе</li></ul>
<ul> <li>2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизьюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе</li></ul>
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизьюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизьюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе       70         2.4 Выводы       83         ГЛАВА       3. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ         СЕЙСМОРАЗВЕКИ ШАХТНЫХ ПОЛЕЙ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО         АНАЛИЗА       85         3.1. Применение быстрого преобразования Фурье для верификации признаков определения дизъюнктивных нарушений на суммарных сейсмических разрезах         85       3.2. Разработка нейросетевой модели, характеризующей углепородный массив, вмещающий дизъюнктивное нарушение         99       3.3. Теоретическое обоснование способа идентификации структурных нарушений с использованием нейросетевого анализа данных полевых сейсмических измерений         110       3.4 Выводы         128       ГЛАВА 4. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА РЕГИСТРАЦИИ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ В УГЛЕПОРОДНОМ МАССИВЕ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО АНАЛИЗА
2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизьюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе

4.2. Выделение и нормализация амплитудно-частотных характеристик
сигнала на сейсмическом разрезе141
4.3. Применение процедуры быстрого преобразования Фурье для оценки
вероятности наличия дизъюнктивного нарушения 146
4.4. Определение параметров нарушения угольного пласта на основе
нейросетевого анализа сейсмических данных 148
4.5. Верификация полученных результатов
4.6. Выводы
ЗАКЛЮЧЕНИЕ
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ161
Приложение А. Справка о соответствии представленной информации
заявленной теме диссертационной работы 180
Приложение Б. Исходные полевые сейсмограммы по геофизическим
профилям 1-4
Приложение В. Исходные полевые сейсмограммы по геофизическому
профилю 5
Приложение Г. Сертификат о калибровке инженерной сейсморазведочной
станции Лакколит Х-МЗ 186
Приложение Д. Сертификат соответствия инженерной сейсморазведочной
станции Лакколит Х-М4 188
Приложение Е. Паспорт на электромагнитный источник сейсмических волн
«Геотон» (титульный лист)189
Приложение Ж. Акт внедрения результатов диссертационной работы 190
Приложение 3. Методические рекоммендации по осуществлению прогноза
дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе
нейросетевого анализа сейсморазведочных данных (листы 1-2) 192

### ВВЕДЕНИЕ

#### Актуальность работы

Ресурсы угля в Кузбассе распределены по площади около 27 тыс. км<sup>2</sup>, в пределах которой степень дизъюнктивной нарушенности шахтных полей варьируется от 0 до 30 км/км<sup>2</sup>, что зачастую предполагает добычу полезного ископаемого в условиях II-III группы сложности. При ведении геологической разведки на угольных месторождениях значительные области межскважинного пространства, в которых могут находиться сместители мелкоамплитудных разрывных нарушений от 3 до 10 м, остаются недостаточно изученными, ввиду принимаемой плотности разведочной сети в несколько сотен метров.

Наличие дизъюнктивных нарушений ведет К изменению геомеханического состояния массива горных пород, которое может выражаться: перераспределением горного давления в пределах выемочного столба, снижением устойчивости кровли, присутствием включений в угольном пласте, аккумуляцией метана, повышением водопритока. Перечисленные факторы, как по отдельности, так и в комплексе, существенным образом влияют на производительность горношахтного оборудования и способны привести к длительным остановкам очистного забоя, характеризующимся значительными финансовыми потерями.

Снижение времени на обнаружение разрывных нарушений позволяет формировать рациональные технологические решения, обеспечивающие устойчивое функционирование очистных и проходческих комплексов и повышение безопасности угледобычи. Для эксплуатационной разведки разрабатываемых участков месторождений угля расширяющееся применение находят сейсмические методы исследования, обеспечивающие повышение детальности геологических данных, вследствие оценки физико-механических параметров горных пород между разведочными линиями.

Шахтное поле, как объект сейсмических измерений, характеризуется особенностей влиянием технологических процесса выемки угля, ограничивающих возможности сейсморазведки. Наличие сторонних природных и техногенных объектов на дневной поверхности сокращает вариативность размещения и транспортировки элементов применяемых полевых схем возбуждения и регистрации сигнала. Непосредственно процесс добычи угля вызывает интенсивные помехи. Эти факторы снижают качество регистрируемой информации и, как следствие, достоверность результатов структурной интерпретации сейсморазведочных данных.

Таким образом, актуальным является разработка метода сейсмической разведки, позволяющего оперативно определять наличие и параметры дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве. При этом необходимо обеспечить возможность достоверной интерпретации данных, регистрируемых в сложных горно-геологических, горнотехнических и ландшафтных условиях функционирования угледобывающих предприятий, на основе применения комплекса специализированных технологических и методических решений.

Работа выполнена в соответствии с Проектом «132. Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья» Программы ФНИ государственных академий наук на 2013-2020 годы РФ и проектом Российского научного фонда №17-17-01143 «Прогнозирование и управление геомеханическим состоянием горного массива в период формирования и проявления динамических осадок основной кровли и его профилактической гидрообработки с целью недопущения динамических и газодинамических явлений».

Цель работы: разработка метода прогнозирования дизьюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных, обеспечивающего повышение достоверности

оценки геомеханического состояния горных пород в сложных природных и технологических условиях действующих угледобывающих предприятий.

**Объект исследований:** углепородный массив, включающий дизъюнктивное нарушение, осложненный текущими горно-геологическими, горнотехническими и ландшафтными условиями.

Предмет исследования: геомеханическое состояние углепородного массива на основе сейсмического профилирования и интерпретации геофизической информации.

**Идея работы** заключается в использовании нейросетевого анализа динамических характеристик сейсмического сигнала с применением быстрого преобразования Фурье для выявления разрывных нарушений в углепородном массиве.

## Задачи исследования:

 развить подход к регистрации отраженных волн, характеризующих структурные дефекты массива горных пород, в пределах ограниченных участков поверхности горного отвода угольной шахты, путем выделения динамических параметров сейсмических данных с низкой кратностью;

 определить архитектуру нейронной сети и разработать ее структуру и параметры для описания разрывного нарушения углепородного массива;

обосновать метод идентификации дизъюнктивных нарушений на основе совместного применения быстрого преобразования Фурье И анализа сейсмических данных в условиях воздействия нейросетевого интенсивных помех ОТ работы горношахтного оборудования угледобывающего предприятия.

Методы исследований: аналитический обзор и обобщение научноинформационных источников, математическое моделирование на основе каскадной нейронной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки; математический анализ сейсморазведочных данных с использованием быстрого преобразования Фурье; полевые сейсмические исследования участков угольного месторождения, включающие регистрацию сейсмического сигнала и анализ изменения его динамических параметров; опытно-промышленная проверка разработанного метода.

### Научные положения, защищаемые в диссертации:

– применение оригинального подхода к регистрации отраженных волн, основанного на компенсации недостатка кратности сигнала (< 24) его накоплением в условиях ограниченных участков поверхности горного отвода угольной шахты обеспечивает обнаружение дефектов структуры массива горных пород на основе регистрации изменений видимой частоты, максимального значения амплитуды и отношения сигнал/шум в диапазоне от 24 до 89%;

– использование каскадной нейронной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки позволяет определить положение разрывного нарушения в угольном пласте и оценить его амплитуду в точке подсечения с погрешностью относительно результатов структурной интерпретации не более 8%;

– применение разработанного метода прогноза дизьюнктивных нарушений угольного пласта обеспечивает сокращение на 69% ресурса времени на обработку сейсмических данных на основе применения процедур нейросетевого анализа и быстрого преобразования Фурье.

Научная новизна работы заключается в:

 выявлении дефектов структуры углепородного массива в пределах ограниченных участков поверхности горного отвода угольной шахты с использованием динамических параметров сейсмического сигнала с низкой номинальной кратностью;

 применении каскадной нейронной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки в интерпретации данных сейсморазведки ОГТ для прогноза дизъюнктивных нарушений угольного пласта;  обосновании применения метода прогноза разрывных геологических нарушений для оперативного определения их параметров при эксплуатационной разведке действующих выемочных участков.

Обоснованность и достоверность научных результатов подтверждается:

 корректным применением геофизических методов исследования и основ геомеханики при оценке параметров дизъюнктивных нарушений;

 представительным объемом полевых измерений, проведенных в различных геолого-экономических районах Кузнецкого, Раздольненского и Буреинского угольных бассейнов (более 3000 физических наблюдений);

– положительными результатами опытно-промышленной апробации подхода к выполнению малоглубинной сейсморазведки шахтных полей с использованием нейросетового анализа геофизических данных при сложных условиях на дневной поверхности.

Личный вклад автора заключается в:

– анализе и обобщении результатов известных теоретических и экспериментальных исследований в области сейсмической разведки полезных ископаемых, постановке и выполнении задач данного исследования, в обосновании, разработке и формулировке положений диссертационной работы;

 развитии подхода к выполнению сейсмической разведки в сложных горно-геологических и горнотехнических условиях действующих угледобывающих предприятий на основе регистрации динамических параметров сейсмических данных с низкой номинальной кратностью;

 разработке и реализации способа интерпретации сейсморазведочных данных на основе применения нейросетевого анализа для выявления дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве;

 разработке метода прогнозирования дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа данных и быстрого преобразования Фурье;

 проведении полевых сейсмических исследований шахтных полей и обработке экспериментальных данных.

Научное значение работы состоит в развитии методов оценки геомеханического состояния горных пород, установлении зависимостей между изменением спектральной плотности динамических характеристик сейсмического сигнала и наличием дефектов структуры углепородного массива, обосновании структуры и параметров нейросетевой модели для регистрации дизъюнктивных нарушений.

Отличие от ранее выполненных работ состоит в использовании при интерпретации исходной сейсмической информации быстрого преобразования Фурье для оценки наличия дизъюнктивного нарушения исследуемых угольных пластов и нейросетевого анализа для определения его положения и амплитуды.

## Практическая ценность работы заключается:

 в обеспечении возможности получения массива сейсмической информации для оценки параметров дизьюнктивных нарушений в сложных природных и технологических условиях поверхности шахтного поля на различных стадиях их разработки;

– в снижении затрат ресурсов и времени на обработку полевых данных для определения параметров разрывных нарушений угольного пласта.

Реализация работы. Данные, полученные по результатам выполненных исследований, на основе разработанного автором метода регистрации дизьюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа сейсморазведочной информации использованы в процессе разработки и корректировки планов горных работ на предприятиях: АО «СУЭК-Кузбасс» Шахтоуправление Комсомолец ПЕ «Шахта Комсомолец», АО «СУЭК-Кузбасс»

ПЕ «Шахтоуправление им. А.Д. Рубана», ООО Шахта «Усковская», АО «Угольная компания «Кузбассразрезуголь» филиал «Моховский угольный разрез».

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы рассматривались и обсуждались на следующих конференциях: 2 молодежных чинакаловских чтениях в Кузбассе (Кемерово, 2011г.), международном семинаре «Эффективные методы извлечения и переработки угольного метана» (Кемерово, 2011г.), обучающем семинаре для сотрудников Ростехнадзора «Эксплуатация производств и объектов угольной промышленности» (г. Кемерово 3 ноября 2011 г.), внутреинститутских семинарах ФИЦ УУХ СО РАН (г. Кемерово 2010-2012 г.), международных научно-практических конференциях «Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов», проводимых в рамках международной специализированной выставки технологий горных разработок «УГОЛЬ РОССИИ И МАЙНИНГ» (г. Новокузнецк 2012, 2018 гг.), международной конференции «ПОДЗЕМНАЯ УГЛЕДОБЫЧА XXI ВЕК» (г. Ленинск-Кузнецкий, 2018 г.), IV научно-практической конференции ПМХ (г. Кемерово, 2019 г.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 19 печатных работ, из них - 5 в ведущих рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, изложена на 193 страницах машинописного текста, содержит 58 рисунков, 9 таблиц, список литературных источников из 176 наименований и 8 приложений.

# ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

# 1.1. Оценка соответствия современных сейсмических методов исследования уровню актуальных горнотехнических задач

В Программе развития угольной промышленности России на период до 2030 года (с изменениями на 5 апреля 2019 года) [1] отмечена необходимость «совершенствования технологий (технологических процессов) выемки угольных пластов подземным способом, В том числе за счет совершенствования технологий управления состоянием горного массива и технологий, обеспечивающих предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах». С точки зрения геолого-геофизического обеспечения процесса ведения горных работ это означает прежде всего потребность в использовании оперативных методов локального прогноза состава, свойств и геомеханического состояния углепородного массива в пределах участков текущей планируемой Принципиальное И выемки угля. значение горно-геологических прогнозирования влияния условий на процесс угледобычи отмечено и обосновно в работах таких ученых, как Анциферов А.В., Батугин А. С., Захаров В.Н., Зыков В.С., Казанин О.И., Клишин В.И., Коликов К.С., Курленя М.В., Майоров А.Е., Малинникова О.Н., Опарин В.Н., Простов С.М., Ренев А.А., Рубан А.Д., Сальников А.С., Сердюков С. В., Фрянов В. Н., Хайдина М.П., Хямяляйнен В.А, Черданцев Н.В., Черданцев С.В., Шадрин А. В., Яковлев Д.В., Gochioco L.M, Cotten S.A. [2-35].

Одним из наиболее существенных факторов, влияющих на структурные и физико-механические свойства разрабатываемого углепородного массива, явлются дизъюнктивные нарушения. В пределах площади Кузнецкого угольного бассейна (≈ 27 тыс. км<sup>2</sup>) степень дизъюнктивной нарушенности

шахтных полей изменяется от 0 до 30 км/км<sup>2</sup>, что зачастую предполагает добычу угля в условиях II-III группы сложности [36].

При этом геологоразведочное бурение, выполняемое по разведочным линиям, расстояние между которыми составляет несколько сотен метров, что в совокупности с сопоставимым расстоянием между скважинами определяет плотность разведочной сети, оставляет неисследованными обширные области межскважинного пространства, содержащие мелкоамплитудные структурные нарушения от 3 до 10 м. В свою очередь, наличие дизъюнктивных нарушений приводит к изменению геомеханического состояния массива горных пород, выражающееся: перераспределением горного давления пределах В выемочного столба, снижением устойчивости кровли, присутствием пласте, включений В угольном аккумуляцией метана, повышением водопритока. Каждый из представленных факторов по отдельности, а также, сочетания, значительным образом влияют на производительность ИХ горношахтного оборудования и способны обеспечивать длительные остановки очистного забоя, характеризующимся (по среднему курсу на 2018 г.) финансовыми потерями до 150000 рублей в час [9, 36].

Для обеспечения устойчивого функционирования очистных И проходческих комплексов и повышения безопасности угледобычи требуются оперативные технологические решения. При фиксировании в процессе проходческих работ косвенных признаков вероятных геологических нарушений возникает необходимость детального изучения данных областей. Своевременный учет дизъюнктивных нарушений в планах горных работ возможно обеспечить путем снижения временных затрат на их обнаружение.

Из современной геологической практики известно, что для исследования межскважинного пространства, особенно при освоении новых участков месторождений, выполняются геофизические измерения. Сейсморазведка – метод геофизической разведки, основанный на регистрации и оценке физических параметров и особенностей распространения упругих

сейсмических волн, инициируемых искусственными источниками колебаний для определения строения и свойств реальной геологической среды, в том числе массивов горных пород. Для уточнения характеристик породного массива в угледобывающей промышленности применяют сейсмическую разведку из горных выработок. Ее основным недостатком является невозможность выполнения работ на неоконтуренных участках выемочных столбов, что соответствует состоянию исследуемого участка шахтного поля на момент планирования горных работ. В этом случае рационально проведение сейсморазведки с поверхности горного отвода.

Сейсмические исследования с поверхности породного массива представляют собой изучение распространения в горных породах упругих волн, которые возбуждаются искусственными источниками колебаний [37-38]. Искусственно инициированные волны, распространяются в разные стороны и претерпевают в пути процессы отражения и преломления [37-38] на границах породных слоев с различными упругими свойствами, после чего часть сейсмической энергии возвращается к земной поверхности, вызывая дополнительные сравнительно слабые колебания, которые регистрируются аппаратурой. Сейсмоприемники колебания воспринимают малейшие поверхности, вызванные источником колебаний, после чего генерируют электрические сигналы. Эти сигналы подаются на сейсморазведочные станции, которые усиливают их, фильтруют и записывают в виде сейсмограмм. Записи подвергаются различным процедурам обработки, после чего проводится непосредственно их анализ и интерпретация, позволяющие определять глубину залегания, форму и свойства слоев, на поверхности которых произошло преломление или отражение упругих волн. На рисунке 1.1 показаны траектории некоторых волн, принимаемых на поверхности в ряде точек с помощью сейсмоприемников, подключенных через многоканальный кабель к мобильной сейсмостанции, осуществляющей запись колебаний.



Рис. 1.1. Схема распространения упругих волн 1 – прямых и проходящих, 2 – преломленных, 3 – отраженных

Использование сейсмической разведки как инструмента геологических исследований связано с развитием метода отраженных волн (МОВ), основанного на регистрации искусственно генерируемых волн, вернувшихся от отражающей границы [38-40]. В данный момент сейсморазведка МОВ является основным и наиболее распространенным методом геофизических изысканий [38,41]. На сегодняшний день, с учетом спада, показанного научно-производственным сектором в 90-х гг. ХХ в, в России наблюдается развитие технологических и методических аспектов сейсморазведки, рост объемов полевых измерений [42-51].

В соответствии с отчетом консалтинговой компании «Делойт» в 2019 г. объемы сейсморазведки 2D, выполненной в рамках обеспечения нефтедобычи составили 28,6 погонных км, а 3D – 34,9 км<sup>3</sup>. Стоимость выполненных работ составила 705 млн. долларов США [52]. По прогнозам компании RPI «Российский рынок сейсморазведочных работ: текущее состояние и прогноз

до 2027 года» развитие рынка полевой сейсморазведки в РФ будет обеспечиваться внедрением новых технологий, геофизического оборудования, программных средств, а также совершенствованием параметров сети наблюдений инструментов камеральной обработки и интерпретации данных [53].

Это свидетельствует о том, что современная сейсморазведка на основе метода отраженных волн является широко распространенным инструментом геофизических исследовний массива горных пород с системно разработанной и регулярно дополняемой, в том числе отечественными учеными, научной базой. Все это позволяет рассматривать сейсморазведку как достоверный и достаточно оперативный способ локального прогноза состава, свойств и геомеханического состояния горных пород.

В рамках определения физико-механических параметров геологических объектов углепородного массива основой для всей совокупности сейсмических методов является теория упругости Гука [54]. Современное представление об упругости геологических сред, скорости прохождения продольных ( $V_p$ ) и поперечных ( $V_s$ ) сейсмических волн в массиве горных пород, с учетом закона Гука, выражается следующими отношениями [54]:

$$V_p = \sqrt{\frac{E(1-\sigma)}{\rho(1+\sigma)(1-2\sigma)}}, V_s = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\sigma)}}$$
(1.1)

где  $\sigma$  – коэффициент Пуассона,  $\rho$  – плотность среды.

Рассматривая углепородный массив как среду с изменяющимся комплексом упругих характеристик, можно отметить, что вмещающие породы по своим сейсмическим и плотностным параметрам значительно отличаются от угля [55]. В сравнительной таблице приведены зависимости скоростных характеристик продольных и поперечных сейсмических волн от литологической принадлежности горных пород Кузбасса (табл. 1.1) [56].

Скорости продольных волн в угле – 2,3-3,5 км/с в углевещающих породах – 3,1-5,1 м/с, при плотностях в 1,1-1,7 г/см<sup>3</sup> и 2,1-2,8 г/см<sup>3</sup>, соответственно [56].

Таблица 1.1

Скоростные сейсмические характеристики наиболее распространенных горных пород угольных месторождений Кузбасса [56]

Горная порода	V <sub>P</sub> , км/С	<i>V<sub>S</sub></i> , км/с
Аргиллит	3,3-4,1	2,2-2,4
Алевролит	3,7-5,0	2,3-2,4
Песчаник	3,1 - 5,1	1,9-2,6
Уголь	2,3-3,5	1,7-1,9

Соответственно, их акустические жесткости, представляющие собой произведение скорости и плотности, будут значительно отличаться. Подобные различия характеристик позволяют обеспечивать достаточно уверенное картирование угольных пластов в чередовании вмещающих пород, что свидетельствует о целесообразности применения методов сейсмической разведки на угольных месторождениях [55].

Таким образом, с учетом распространенности использования метода для оценки условий залегания углеводородов, его оперативности и способности к выделению угольных пластов в исследумом массиве, можно сделать вывод, что текущий уровень и возможности сейсморазведочных измерений в целом отвечают современным требованиям к решению задач геологического картирования углепородного массива. Тем не менее, угледобыча, как процесс, принципиально отличается от нефте- и газодобычи. Соответственно, при рассмотрении сейсморазведки для изучения шахтных полей, нельзя не отметить вытекающих из этих отличий ограничивающих ее применение факторов.

В отличие от месторождений нефти и газа, действующие угольные шахты расположены, как правило, в черте населенных пунктов, что характеризуется наличием на поверхности зданий и сооружений, элементов шахтной инфраструктуры, водоемов, запрещенных к вырубке лесов. Кроме того, в большинстве случаев одно месторождение угля, одновременно или в разные периоды времени, отрабатывается несколькими шахтами или разрезами. Из этого следует возможность наличия надработанных горизонтов низкими упругими характеристиками, дополнительного комплекса С сейсмических помех и отсутствие доступа на территории, являющиеся собственностью угледобывающих 1.2). других предприятий (рис. Перечисленная совокупность факторов, во-первых, негативно влияет на качество регистрируемой информации в целом, во-вторых, значительно ограничивает вариативность и возможности примененяемых полевых схем возбуждения и регистрации сигнала. Все это, как следствие, снижает качество структурной интерпретации получаемых сейсмических данных.

Еще одна особенность заключается в том, что в шахтах угледобыча и сопутстующие ей процессы, где задействованы люди и вспомогательная техника, осуществляются непосредственно в пределах вскрываемых ими горизонтов. Соответственно наличие незафиксированного нарушения приводит к существенному замедлению или полной остановке выемки угля. Принимая во внимания возможные негативные последствия простоя, в ряде случаев требуется повышенная оперативность выполнения камеральных работ, несвойственная стандартным методикам структурной интерпретации сейсморазведочных данных.



Рис. 1.2. Факторы, ограничивающие применение сейсморазведки в рамках изучения шахтных полей

Очевидно, что устранение первой группы ограничений обусловлено рациональным подбором оборудования, схем измерений и решений из совокупности существующих методов и технических средств выполнения сейсморазведочных измерений. Повышение же оперативности сейсморазведки угольных пластов, в свою очередь, возможно на основе унификации исследовательских процессов полевого этапа и автоматизации процесса камеральной обработки. Для этого необходимо рассмотреть современные тенденции повышения эффективности сейсмических измерений в области анализа больших объемов полевой информации, отражающей физико-механическое состояние массива горных пород.

# 1.2. Обзор применяемых методов и технических средств выполнения сейсморазведочных измерений

В рамках оценки применимости современного оборудования, схем измерений и решений для изучения шахтных полей действующих угольных месторождений выполнена классификация существующих методов И технических средств для проведения сейсморазведочных измерений. В соответствии со спектром решаемых геологических задач, можно выделить направления сейсморазведки: глубинная, следующие региональная, структурная, нефтегазовая, промысловая, шахтная, инженерная, рудная [54]. Каждое из представленных направлений имеет свои особенности. Это отражается в специфике применяемых в них методических и технических средств, которая обуславливается особенностями исследуемого объекта, целью исследования, местом проведения геофизических работ, видом источника и характером генерируемых им колебаний, искомыми параметрами, регистрируемыми компонентами и детальностью исследований.

Методические средства предполагают, прежде всего, совокупность различных процессов регистрации и камеральной обработки сейсмических данных. В настоящий момент существующие методы сейсморазведки отличаются по следующим характеристикам:

– вид и тип используемых волн. Сейсмические волны делятся на: продольные (P), поперечные (SH и SV), проходящие или обменные (PSV), поверхностные волны Рэлея (R) и Лява (L) [54];

– мерность, которая подразделяет сейсморазведку на одномерную, двухмерную – 2D, трехмерную – 3D, и четырехмерную – 4D [37, 38, 54];

 кратность наблюдений. Применяются однократные и многократные, наблюдения. Многократные наблюдения используются в методе многократных перекрытий [37, 38]; – диапазон колебаний. Низкочастотные методы (<20 Гц), среднечастотные (10-100 Гц), высокочастотные (100-1000 Гц), акустические (1-10 кГц), ультразвуковые (>10 кГц) [53].

Технические средства - совокупность оборудования, которое используется для возбуждения и регистрации сейсмических колебаний, в том числе вспомогательное. Технологические параметры различной сейсморазведочной аппаратуры значительно отличаются, что обусловлено следующей градацией стоящих перед сейсмическими измерениями задач [36, 37, 53]:

 изучение глубины от нескольких метров до сотен километров, что требует применения разных источников возбуждения упругих волн - от удара молотом до мощных взрывов [37, 38, 54];

– регистрация отдельных типов волн в условиях варьирования удалений и схем расположений относительно источников колебаний, что предполагает применение сейсмоприемников разных конструкции и формирование на их основе приемных установок с различнымии параметрами измерений [37, 38, 54];

– определение смещений эксплуатационной поверхности в масштабах от микрометров до миллиметров, что расширяет динамический диапазон и интервал значений коэффициентов усиления для применяемого регистрирующего оборудования [37, 38, 54];

– необходимость работы, как с небольшими, так и огромными массивами исходных полевых сейсмических данных, что предполагает использование как аналоговой, так и цифровой сейсморегистрирующей аппаратуры, применение как офисных ПК, так и мощных специализированных компьютеров в рамках камеральных работ [37, 38, 54].

В совокупности технических средств, используемых в сейсморазведке, можно выделить 3 их основные группы: источники упругих сейсмических

колебаний, полевые системы регистрации данных, вспомогательные средства [37, 38, 54].

## Источники упругих сейсмических колебаний

Источники сейсмоакустических колебаний отличаются друг от друга прежде всего способом возбуждения этой энергии. Выделяются взрывные, механические, гидравлические, пневматические, вибрационные, электромагнитные, электродинамические, искровые, газодинамические, имплозивные [54].

Механические источники колебаний являются наиболее простыми и доступными для использования. Генерация сигнала осуществляется ударами молота или кувалды по передающему основанию из различных материалов. Основной недостаток – малая мощность генерируемого сигнала. Существует значительное количество их автоматизированных модификаций, отличающихся габаритами, методом подъема-опускания и массой падающего груза, к ним можно отнести и электромагнитные, выделяющие механическую энергию после воздействия на поверхность движущегося груза, поднимаемого с помощью мощных электромагнитов, управляемых автономной системой питания в составе накопителя и устройства заряда/разряда [54, 57].

Принцип действия вибрационных источников несколько иной, он заключается в передаче в среду импульсов от давления на опорную плиту, находящуюся в контакте с поверхностью [54]. Преимуществами вибрационных источников являются возможность регулирования параметров возбуждаемого сигнала, экологичность, широкий частотный диапазон возбуждаемого сигнала [58].

Взрывные источники колебаний, предполагают взрыв в скважинах различной массы ВВ [54]. Их преимуществом являются: простота, эффективность, возможность регулирования мощности сигнала. При этом имеется целый ряд недостатков: необходимость бурения скважин, сложность

обеспечения накоплений сигнала с одной точки возбуждения, низкий уровень безопасности и экологичности, а соответственно ограниченность применения, юридические сложности, связанные с приобретением, хранением, использованием и утилизацией ВВ [59]. В частности, серьезным ограничением для применения взрывных источников колебаний является запрет их использования на площадях, вмещающих значительное количество водоемов, в пределах водоохранных территорий [60].

В настоящее время при исследованиях с поверхности наблюдается тенденция к отказу от взрывных источников. Тем не менее, используются газодинамические источники, основе действия В которых лежит [61]. термодинамическое расширение Также схожими принципами отличаются пневматические источники, обеспечивающие выход воздуха под давлением [62] и имплозивные, где генерация сигнала выполняется путем соударения двух пластин, после нагнетания воздуха в рабочую камеру [63].

Отдельно стоит упомянуть группу источников на электрической основе: электродинамические и электроискровые. Данные источники колебаний функционируют за счет разрядки высокоемких накопителей энергии. При этом электродинамический источник генерирует сейсмический сигнал по принципу схожему с действием звукового динамика [64], а электроискровой формирует непосредственно высоковольтный сигнал посредством электродов [65].

В зависимости от технологических особенностей источника колебаний, генерируемый им волновой сигнал может иметь различные частотные и энергетические параметры [54]. Исходя из этого, а также с учетом геологических эксплуатационных особенностей И планируемых сейсморазведочных измерений и технических параметров применяемого оборудования регистрирующего осуществляется выбор источника сейсмических колебаний для конкретного исследования. При ЭТОМ необходимо понимать, что каждый источник колебаний несет определенную

негативную нагрузку на исследуемую геологическую среду, напрямую зависящую от технологических особенностей их работы [59].

## Полевые системы регистрации данных

Полевые системы регистрации состоят из приемников сейсмических колебаний, преобразующих улавливаемые колебания в электрический сигнал различными параметрами, И сейсморегистрирующих станций. с обеспечивающих прием преобразованного сигнала и регистрацию его на цифровых носителях [37, 38, 54]. К настоящему времени системы регистрации сейсмических достигли значительного С данных развития. учетом доминирования метода общей глубинной точки (ОГТ) в разведочной геофизике возможности современной приемной аппаратуры обусловлены, прежде всего, необходимостью выделения отраженных волн на фоне прочих и требованиям к точности регистрации прихода колебаний к приемникам до мс [66].

Основными модулями системы являются сейсмоприемники (геофоны) и сейсморегистрирующие станции [37, 38, 54]. В общем случае принцип работы сейсмоприемников (рис. 1.3) обусловлен регистрацией движений инертной массы (1), условно изолированной от колебаний поверхности (5) установки геофона (например, посредством, амортизатора – 3) и связанной с его корпусом (4) (например, посредством пружины 2) [54, 67].



Рис. 1.3. Принципиальная схема работы сейсмоприемника [66]

При этом основным различием является способ преобразования механики колебаний в регистрируемый сейсмостанцией электрический импульс. Доступные к приобретению приемники сейсмических колебаний подразделяются на: пьезоэлектрические, индукционные и цифровые [54, 67, 68].

При выборе сейсмоприемников для регистрирующей системы основными оцениваемыми собственная параметрами являются: частота И чувствительность приемника, определяющие рациональность их применения при решении различных типов геофизических задач. По регистрируемой характеристике сейсмоприемники делятся на: акселерометры, велосиметры, сейсмометры, фиксирующие соответственно ускорения, скорости И непосредственно смещение почвы [67-68].

По типу регистрации существуют приемники горизонтальных (преимущественно поперечных) и вертикальных (преимущественно продольных) колебаний, отличающиеся различной ориентацией приемного элемента, а также многокомпонентные и приемники с несколькими степенями свободы, позволяющие регистрировать различные типы колебаний [67, 69].

Качеством контакта с поверхностью измерения во многом определяется качество данных. В соответствии с их технологическими особенностями существуют исполнения сейсмоприемниками с различными вариантами контакта с поверхностью: с площадкой, штырем, поплавком. Возможны и специализированные варианты крепления. Также существуют различия в степени защищенности, например, исполнение для транзитных зон [67, 70].

Сейсморегистрирующая обеспечивает станция регистрацию сейсмических колебаний, фиксируемых приемниками при производстве полевых геофизических работ [37, 38, 54, 67]. При выборе в качестве элемента системы регистрирующей важным конструкционным отличием для регистрирующих станций является принадлежность кабельной или К бескабельной [71]. В кабельной системе системе для связи с

сейсмоприемниками используется сейсмокоса - многожильный провод, с возможностью подсоединения определенного количества сейсмоприемников, или геофонов [54]. Наличием косы и ее параметрами обуславливаются особенности распределения сейсмоприемников по поверхности исследования. Бескабельные сейсморазведочные станции на сегодняшний момент занимают все большую нишу при проведении исследований [72]. Их особенностью является беспроводные способы связи между приемными группами и командным пунктом. При этом каждый беспроводной модуль является самостоятельной регистрирующей станцией, синхронизированной С Безусловными преимуществами таких остальными. систем является: возможность свободной конфигурации размещения сейсмоприемников по поверхности исследования, практически бесконечное наращивание каналов регистрации данных, возможность варьирования интервалов между пунктами приема данных, снижение требования к эксплуатационным условиям на поверхности измерений [72].

Безотносительно способа передачи регистрируемой информации, функциональность сейсморегистрирующего оборудования определяется рядом технических характеристик [37, 38, 54]:

 диапазон регистрируемых станцией частот, определяющий способность аппаратуры фиксировать требуемый для выполнения измерения сигнал, возбуждаемый выбранным источником колебаний;

 число регистрируемых каналов, максимальное число отсчетов на приемный канал, а также интервал дискретизации, совокупно характеризующие регистрирующие возможности станции и ее разрешающую способность;

максимальное количество накоплений, обуславливающее
 возможность применения различных источников колебания и вариантов их
 функционирования в соответствии с задачами геофизического измерения;

 разрядность аналого-цифрового преобразователя измерительного канала и уровень приведенных ко входу шумов, отображающих степень чувствительности аппаратуры.

Сейсморегистрирующие станции могут также отличаться по ряду параметров таких как: частота встроенного цифрового фильтра, время задержки регистрации данных, диапазон рабочих температур, потребляемая мощность, способы управления, и предобработки данных [37, 38, 54]. Это в целом эксплуатационные характеристики, которые коренным образом не определяют общие параметры формируемой регистрирующей системы.

#### Вспомогательные средства

Совокупность применяемого вспомогательного оборудования обуславливается, прежде всего, составом основного оборудования, а также особенностями методики измерений, эксплуатационными характеристиками изучаемого участка [37, 38, 54]. Среди вспомогательных средств можно выделить несколько основных групп:

– Непосредственно вспомогательное оборудование. К непосредственно вспомогательному оборудованию можно отнести приборы и устройства, обеспечивающие либо значительно упрощающие эксплуатацию системы выполнения сейсморазведочных измерений. К этой категории можно отнести: модули для размещения обслуживающего персонала, средства бурения неглубоких эксплуатационных скважин для размещения приемников либо источников сейсмических колебаний, а также ремонтные комплекты для основного оборудования, источники питания, аккумуляторы и генераторы [73].

 Средства управления. Компьютерная и вычислительная техника, средства связи, системы управления и синхронизации источников и приемников сейсмических колебаний, системы взрывания, устройства коммутации [54, 73-75].

 Средства измерения. Сюда входит комплекс измерительного маркшейдерского и навигационного оборудования, обеспечивающий привязку к местности, и позволяющий оценить предварительно характеристики исследуемого объекта [37, 38, 54].

– Устройства для тестирования элементов системы регистрации данных [37, 38]. Их можно отнести к отдельной категории вспомогательных устройств для выполнения сейсморазведочных измерений. Данные устройства позволяют выполнить оценку работоспособности или отдельных параметров регистрирующего оборудования. В том числе дистанционно, что особенно важно для пространственно-распределенных измерительных систем [76].

– Транспорт. Прежде всего это базы для транспортирования источников колебаний, ориентированные на различные условия проведения измерений: санные, колесные, гусеничные, плавающие и т.д. Также сюда относятся средства для перевозки персонала, перемещения модулей сейсморегистрирующей системы, дополнительного оборудования и материалов. Установки для бурения скважин, если это предусмотрено особенностями измерения [37, 38, 77].

– Сейсмокабели, средства для смотки и размотки сейсморазведочных кос [54]. К этой категории относятся сейсмокосы и соединительные лини для выполнения кабельной сейсморазведки. К средствам смотки/размотки можно причислить: катушки, лебедки, системы опускания оборудования в скважину и распределения кабеля по водной поверхности.

– Внешние аналоговые фильтры. Принцип действия схож с цифровыми фильтрами, реализованными непосредственно в сейсморегистрирующих станциях. Представляют собой специализированную аппаратуру, обеспечивающую фильтрацию данных путем работы технических модулей [37, 38, 54].

Весь спектр существующих вспомогательных средств сейсморазведки направлен на снижение трудоемкости сейсмических работ. В категорию

вспомогательных средств также могут быть включены иные приборы и оборудование, так или иначе обеспечивающие эффективность и оперативность выполнения сейсморазведочных измерений.

На основе выполненной классификации можно сделать следующий вывод: многообразие существующих методов и технических средств выполнения сейсморазведочных измерений свидетельствует о значительной вариативности их применения для исследования угольных месторождений. Наиболее распространенными видами сейсмической разведки с поверхности породного массива с развитыми методиками и инструментарием являются нефтегазовая и инженерная сейсморазведка. На сегодняшний момент, сейсморазведочные исследования условий залегания пластов угля выполняются преимущественно организациями, осуществляющими работы по нефтегазовой и инженерной сейсморазведке. Применяемые ими подходы также характерны для данных видов измерений. Инженерная сейсморазведка представляет собой совокупность сейсморазведочных методов измерений для оценки состояния, свойств, строения горных пород для целей, стоящих перед инженерной геологией и строительством. Инженерная сейсморазведка занимается картированием местности под строительные и инженерные работы. Данные исследования направлены, в основном, на определение состава и физико-механических свойств породных слоев, залегающих под исследуемым участком поверхности. Для инженерной сейсморазведки типичны небольшие глубины исследования и ограниченные области работ. Поэтому для нее характерно использование маломощных источников упругих сейсмических колебаний и профилей небольшой длины с небольшими расстояниями между пунктами приема колебаний. Технология работы с регистрируемыми данными часто варьируется в зависимости от целей конкретного исследования. Выполнение инженерной сейсмической разведки в общем случае обеспечивает возможность решения нижеперечисленных практических задач [78]:

– Анализ породного состава области измерений.

Оценка физико-механических характеристик массива горных пород

– Определение геометрических параметров исследуемой среды

С учетом того, что инженерная сейсморазведка изучает преимущественно верхнюю часть разреза от десятков до первых сотен метров, в качестве целевых волн при измерениях с поверхности, возможно использовать преломленные, отраженные, а также поверхностные волны. Основным источником информации для инженерных сейсморазведочных исследований являются преломленные волны.

Нефтегазовая сейсморазведка наиболее является интенсивно развивающимся направлением применения методов сейсморазведки, в котором постоянно испытываются инновации. Развитие методологических и технологических основ, соответственно, сосредоточено на совершенствовании способов регистрации углеводородов. Нефте-, и газодобыча характеризуются значительными глубинами (от 1 км) залегания сырья и большими его объемами. Искомое скопление углеводородов может характеризоваться протяженностью ДО сотен километров. При этом, выделение ИХ осуществляется преимущественно, по косвенным признакам. В ряде случаев возможна также прямая регистрация скоплений углеводородов, например, посредством выделения на сейсмограммах «яркого пятна», характеризующего присутствие нефти или газа [79] Для нефтегазовой сейсморазведки характерны мощные источники колебаний, длинные профили с большим шагом между пунктами приема.



Рис. 1.4. Оценка условий применения сейсморазведки для изучения шахтных полей

По условиям регистрации данных сейсмическая разведка угольных пластов, BO многом схожа с процессом промышленной разведки углеводородов (рис. 1.4). Это позволяет использовать применяемые в ней методики, основанные на регистрации отраженных волн. С другой стороны, размеры регистрируемых аномалий малые угольных пластов, явная анизотропия исследумого массива и сезонные изменения в верхней части разреза требуют внедрения подходов из инженерной сейсморазведки (рис. 1.4). Стоит отметить, что в настоящее время метод отраженных волн находит широкое применение в инженерных методах сейсмической разведки. Так, рациональность применения методов общей глубинной точки для решения задач инженерной/малоглубинной сейсморазведки значительно повысилась с развитием аппаратной и программной базы доступной для исследовательских групп.

В работе [80] отмечено отсутствие эффективных стандартных методик регистрации и камеральной обработки данных, при этом особый акцент делается на необходимости устранения либо минимизации влияния комплекса регулярных и нерегулярных шумов. При всей актуальности поставленной задачи, в работе не предлагаются варианты построения измерительных линий, а основное внимание уделяется особенностям обработки сейсмограмм. Для этого используются стандартные алгоритмы, построенные в основном на частотной фильтрации, в целом повторяющие графы обработки для

В работе [81] выделены некоторые преимущества инженерной сейсморазведки по сравнению с сейсморазведкой углеводородов, которые еслиспроецировать их на исследования по методу ОГТ сводятся в целом к компактности и мобильности используемого оборудования. Из этих плюсов исходят и соответствующие минусы, такие как: недостаточная мощность используемых источников колебаний, ограниченность приемных линий, невозможность принятия требуемых кратности и удалений, повышенные

временные затраты. Отмечается, что стандартные методики, применяемые в инженерной сейсморазведке, ориентированные на оценку скоростных параметров массива горных пород, в частности использование накоплений обеспечивает существенные при динамических трудности анализе записей, характеристик сигнала: неравномерный уровень амплитуд регистрируемых с различных пунктов возбуждения [81].

Вопросы применения методик, разработанных для нефтегазовой сейсморазведки, в инженерных измеренях по методу ОГТ затронуты в статье [82]. Отмечается невозможность применения некоторых инструментов сейсморазведки углеводоров для малоглубинных измерений. Также в работе представлены особенности исследований при наличии инверсного слоя, возникающего, например, в результате сезонного промерзания грунтов, его положительного влияния на прослеживаемость отраженных волн, связанные с этим особенности построение систем регистрации данных. Рассмотрены преимущества применения поперечных волн с горизонтальной поляризацией для инженерных измерений и их ограничения при отсутствии инверсного слоя. Приведены характерные отличия оценки скоростных характеристик массива в инженерной и нефтегазовой сейсморазведке при вводе кинематических поправок [82].

В работе [83] на примере мерзлых пород приведены особенности распространения сейсмических волн в породах, характеризующихся наличием включений. Авторами отмечается эффективность использования поперечных волн для оценки структуры и состояния верхней части разреза. Упоминается, что среды, подвергнувшиеся промерзанию, отличаются высокой контрастностью при прохождении продольных и поперечных волн, поэтому предлагается использовать компдексную информацию. Кроме того, при анализе различных типов волн оценка физико-механических параметров возможна с использованием коэффициента Пуассона [83]. Применение различных типов волн при исследовании верхней части разреза описано также в работе [84]. При этом, предлагается одновременно генерировать специально разработанным источником колебаний и принимать продольные и поперечные волны, что по мнению авторов обеспечивает снижение уровня регистрируемых помех и повышает разрешающую способность полевых данных. Ощутимым недостатком предложенного подхода является невозможность его применения на относительно больших глубинах, превышающих 100 м [84].

Все вышеперечисленное говорит о том, что для проведения полевых сейсмических измерений на угольных месторождениях ПО своим особенностям более актуальными являются подходы, применяемые в инженерной сейсморазведке по методу ОГТ. При этом, С учетом значительного разброса глубин залегания исследуемых пластов угля и ограниченных параметров инженерной сейсморазведочной аппаратуры для формирования системы возбуждения/регистрации сейсмических допустимо использовать оборудование из нефтегазовой сейсморазведки.

## 1.3. Анализ современных тенденций совершенствования методов сейсморазведки с поверхности для определения путей повышения эффективности сейсмического картирования угольных пластов

Прогноз наличия дизъюнктивных нарушений угольного пласта, как и прочие задачи, заключающиеся в определении структуры углепородного массива, основан на оценке изменения геологических характеристик горных пород. В ходе выполнения измерений методами инженерной и нефтегазовой сейсморазведки, в общем случае, структура исследуемого массива горных пород моделируется на основе изменения кинематических параметров сейсмической записи. Как правило, кинематические параметры основаны на анализе скоростных и лучевых характеристик регистрируемых целевых волн. Определение структурных нарушений в массиве горных пород (в том числе на угольных месторождениях) на основе анализа кинематических параметров сигнала, в случае уверенного прослеживания целевых сейсмических волн на фоне помех является достаточно стандартной инженерной задачей с известными подходами к ее решению. Опыт выполнения сейсмических измерений на поверхности действующих угольных шахт свидетельствует о том, что зачастую, вследствие присутствующего на ней комплекса природных условий, техногенных качественная регистрация И целевых волн затруднительна.

В практике сейсморазведочных измерений отмечается существование отдельных задач по оценке геологических характеристик массива горных пород, решение которых предполагает либо полный отказ от кинематических параметров сигнала, либо использование их в комплексе с динамическими характеристиками. Определение геологических характеристик изучаемых сред основано на оценке физико-механических параметров и аномалий исследуемого массива, которые оказывают воздействие на регистрируемый сейсмический сигнал. Процедура анализа предполагает построение

определенной сейсмогеологической модели, отражающей реальные характеристики среды и позволяющей перенести их на математическую модель для оценки особенностей их изменения [85]. Соответственно, в тех случаях, когда анализ кинематических параметров представляется маловозможным на первый план выходят динамические параметры [86], отражающие геомеханическое состояние породного массива.

Так в работе [87] оценка геомеханического состояния массива горных пород ведется с использованием кинематических параметров сейсмического сигнала в процессе определения состояния грунтового основания под участком железнодорожного полотна. Несмотря на подтверждение зависимости между изменением скоростных параметров распространения сейсмических колебаний в массиве, представленный подход показал недостаточность применения только кинематических характеристик для регистрации участков с нарушенной структурой в массиве горных пород. В выводах предлагается дополнительно анализировать амплитудно-частотные параметры сигнала [87].

Особенности комплексной интерпретации кинематических И динамических характеристик сейсмического сигнала в рамках доразведки участка калийных месторождений для оценки структурных неоднородностей верхней части разреза описаны в статье [88]. Участки массива с измененной структурой определялись по двум основным критериям: контрастные изменения скоростных параметров сигнала, инверсии суммарной характеристики частоты, амплитуды, отношения сигнал/шум и значения эффективной скорости [88]. В работе не представлены отношения изменения анализируемых характеристик к инверсиям геомеханических параметров, из чего можно сделать вывод о сложности подобной оценки параметров регистрируемых аномалий массива.
Способ оценки степени трещиноватости массива представлен в работе [89]. Для ее определения предложено определять, харктеризующий ее геофизический показатель [89]:

$$B_e = (V_{P0}/V_{Pi})^2 - 1, (1.2)$$

где  $V_{Pi}$  – скорость продольной волны, распространяющейся по траектории *i*,  $V_{P0}$  – скорость продольной волны отдельных элементов, составляющих массив слагающих массив.

И коэффициент, характеризующий трещиноватость массива [89]:

$$K_{\mu} = \frac{\mu_i}{\mu_0},$$
 (1.3)

где  $\mu_0$  – коэффициент Пуассона в нетронутом массиве,  $\mu_i$  – коэффициент Пуассона для трещиноватого массива.

Оценку степени трещиноватости породного массива предлагается определять по номограмме, разделенной на категории от чрезвычайно трещиноватого (I) до напряженного (VI), на основе данных, полученных посредством практических измерений (рис. 1.5).



Рис. 1.5. Номограмма для оценки степени трещиноватости [89]

В работе [90] говорится о трудностях в оценке параметров геологических сред со сложным строением с использованием скоростных

характеристик сейсмических волн. Для повышения эффективности сейсморазведочных измерений предлагается сопоставление результатов интерпретации кинематических и динамических характеристик сейсмических волн. Основной акцент работы сделан на зависимости коэффициента поглощения от литологического состава породного массива. Упрощенные модели сред, подразумевающие определенную изотропию, функционируют на основе степнной зависимости [90]:

$$\alpha = \beta f^{\mathrm{A}} \tag{1.4}$$

где f – частота сейсмического сигнала,  $\beta$  – параметр, характеризующий поглощение, д – степенная характеристика, изменяющаяся в зависимости от типа горных пород.

В процессе формулирования способа решения задачи по оценке геомеханического состояния геологической среды на основе регистрации продольных волн сделаны выводы о различиях характера возрастания поглощения при рассеивании на разного рода неоднородностях, включая элементы тонкой слоистости и поглощение как таковое. Отмечается, что при всех своих различиях, эти зависимости как правило нелинейны. Предложенная методика предусматривает использование показателя д как дополнительного показателя для понимания характера аномалии в массиве при оценке параметров поглощения среды. При этом оценка горизонтальных инверсий скорости выполняется путем анализа особенностей прохождения сигнала к различным приемникам [90]. Минусом данного подхода является его частичная применимость к условиям возбуждения-регистрации отраженных волн.

Важность интерпретации динамических параметров сейсмического сигнала для оценки физико-механических характеристик геологических сред отмечается в статье [91]. В работе приведены особенности изменения коэффициентов затухания преломленных волн с учетом удаления источника колебаний от регистраторов. При этом, фактором, ограничивающим возможности применения методов динамической интерпретации информации, являются участки данных с выбивающимися из общего тренда резкими скачками значений амплитуд сигнала [91].

Неравномерность регистрируемых данных, по-видимому, является общей проблемой, возникающей при выполнении малоглубинных измерений, что подтверждается в работе [92]. В ней проведение интерпретации кинематических характеристик сигнала характеризуется наличием эффективных скоростей с противоположным основной массе данных градиентом. Это объясняется наличием помех, анизотропией массива, изменением геометрии отражающих границ. В качестве решения предложено использование сглаживающих и осредняющих процедур [92].

На сегодняшний момент наибольшим объемом исследовательских работ, основанных на анализе и интерпретации динамических характеристик, характеризуется нефтегазовая сейсмического сигнала сейсморазведка. Сейсмическая разведка углеводородов характеризуется отработанной системой регистрации и обработки сейсмических данных с изпользованием программной обработки. средств автоматизированной Нефтегазовая сейсморазведка является наиболее интенсивно развивающимся направлением применения методов сейсморазведки, в котором постоянно испытываются инновации.

Наиболее простым случаем для регистрации сейсмическими методами является поиск в массиве горных пород, так называемых структурных «ловушек»: областей залегания высокопроницаемых пород – коллекторов под слоем малопроницаемых пород – экранов; имеющих куполообразную форму [93-94]. Методология выполнения сейсморазведочных измерений в данном случае направлена на оценку кинематических характеристик отраженных волн, последующем картировании исследованных областей и выделении антиклинальных структур, соответствующих «ловушкам» углеводородов. В

середине 80 – х гг. XX на известных месторождениях большинство структурных «ловушек» было зарегистрировано и успешно отработано либо отрабатывалось. [93-94]. Данная ситуация потребовала поиска новых техникорешений. Поэтому методологических последующие исследования В нефтегазовой сейсморазведке были обеспечении сосредоточены на углеводородных возможности регистрации коллекторов пределах В структурной модели исследуемого пространства на основе комплекса физикомеханических параметров, прежде всего пористости И степени ИХ насыщенности [93].

Решение подобной практической задачи требует тщательного анализа кинематических, а также динамических характеристик сейсмического сигнала, что является сложной многопараметрической задачей с большими массивами анализируемых данных, признаки наличия углеводородов проявляются не всегда системно, поэтому методика и технологии требуют постоянного развития.

В монографии [95] отмечается индивидуальность изучаемых элементов геологической среды, ввиду суммарного влияния различных параметров на его свойства. То же можно сказать и об изменении параметров сейсмического сигнала, когда одинаковые инверсии могут быть вызваны различными причинами статического и динамического характера – так называемое явление конвергенции. И наоборот, различные изменения могут быть вызваны изменением одноименных праметров – дивергенция. Все это требует поиска рациональных решений для учета физико-механических состояния горных пород при формировании математических моделей изучаемых сред.

Актуальность применения анализа динамических характеристик сейсмических данных для оценки физико-механических свойств участков месторождений перспективных для добычи углеводорода отмечена в работе [96]. Для решения задачи используются методы инверсии волнового поля, включающие оценку акустических жесткостей и амплитуд регистрируемого

сигнала. Приводятся основные факторы, осложняющие интерпретацию динамических параметров сигнала: сложные поверхностные условия, сравнительно небольшая мощность продуктивных горизонтов, сложное месторождений. строение исследуемых Вышеперечисленные явления оказывают негативное влияние на характер исходных данных [96]. По мнению авторов другой работы [97], в качестве критериев контроля качества информации для проведения инверсии волнового поля рационально принять: значение отношения сигнал/шум, отсутствие резких его колебаний в пределах области измерения, возможность сохранения уровня относительных амплитуд, устранение влияния условий верхней части разреза.

Уровень научного обеспечения современной сейсморазведки в целом позволяет моделировать геологические объекты, характеризующиеся резкими изменениями геомеханических характеристик [98-99]. Основная проблематика применения на практике различных методик анализа данных сейсморазведки для оценки трещиноватого состояния исследуемых участков месторождений УВ в достаточной степени раскрывается в работе [100], представленной с практической точки зрения специалистами ЦГГМ ГУГР ОАО «ЛУКОЙЛ». эффективности Исследование включает оценку различных методов прогнозирования трещиноватости массива горных пород по сейсмическим данным, разделенных на две категории: анализ суммарных данных и специальные методики. При этом к оценке принимаются данные, полученные по стандартным схемам полевых измерений. По результатам сравнения присутствие определенных недостатков отмечено В каждом ИЗ представленных методов [100]. Кроме того, изучение реальных геологических сред со сложной анизотропией зачастую характеризуется исходными данными с таким качеством, когда использование их атрибутов ведет к построению сугубо некорректных моделей исследуемого массива горных пород. Подобная ситуация приводится в работе [101].

Еще одной проблемой, которая поднимается в работе [102] является тот факт, что анализ какого-либо одного атрибута сейсмического сигнала, как правило, не выражает однозначно изменение конкретной характеристики исследуемого продуктивного пласта. По большей части это обусловлено анизотропией свойств массива. Авторами отмечается, что применение в характеристик качестве оцениваемых многопараметрических величин, формируемых на основе комплекса различных атрибутов сейсмического сигнала, позволяет более качественно решать задачу оценки геомеханических свойств породного массива и как следствие регистрации коллекторов углеводородов [102]. В качестве отдельных атрибутов могут использоваться, например, параметры AVO- анализа, итоговые характеристики процедур инверсии, диаграммы изменения временных толщин [103].

В работе [104] упоминается, что современные комплексы обработки сейсмических данных могут включать свыше 30 таких атрибутов, основанных только на вариациях амплитудно-частотных характеристиках (АЧХ) сигнала, использование значительного кроме того, возможно количества статистических атрибутов. Все это, естественно ведет к необходимости оперировать внушительными массивами данных и как следствие увеличению объемов камеральных работ и снижением производительности. Такая требует подходов, обеспечивающих наиболее рациональные ситуация варианты анализа информации с минимальным набором атрибутов наиболее полно описывающих наличие коллекторов на исследуемых площадях, равно как и способов более контрастно и точно выразить существующие между ними связи. В этом случае, одной из основных задач является необходимость избежать типичной ошибки, представленной в работе [105]: отнесение случайных зависимостей в категорию закономерных. Отмечается, что для повышения эффективности анализа данных допустимо использовать программные аналитические решения, например, на основе регресионного или нейросетевого анализа. Авторами предлагаются способы качества И

надежности корреляционных зависимостей между атрибутами и реальными характеристиками среды. Особое внимание уделяется вопросу подготовки массива данных к анализу: фильтрации данных, устранению участков данных с видимыми краевыми эффектами, удалению случайных некондиционных значений [105]. Рациональность применения программных решений для нейросетевого анализа сейсморазведочных данных, характеризующих массив горных пород углеводородных месторождений также описана в статье [106]. Авторами описываются особенности применения нейронных сетей для оценки физико-механических параметров нефтяных коллекторов в условиях известных месторождений. Обосновывается принципиальная возможность применения методов нейросетевого анализа для оценки геомеханических параметров исследуемой среды. Характерной чертой представленного подхода является обучение с использованием обширного массива скважинных данных и постепенное расширение архитектуры сети [106].

Сейсморазведка угольных пластов во многом схожа с процедурой регистрации углеводородов. В статье [107] описана возможность применения сейсморазведки на угольных месторождениях для поиска коллекторов метана. В основе работы использовано предположение о зависимости характера распределения газа в углепородном массиве с наличием элементов тектонической нарушенности, определяющей накопление и миграцию CH<sub>4</sub>. Для регистрации зон трещиноватости, сопутствующих геологическим нарушениям анализируются динамические параметры сейсмического сигнала: амплитуда и частота. Также используются кинематические параметры, учтенные в форме упругих констант Ламе, которые в свою очередь позволяют учесть влияние пористости и трещиноватости на изменение скорости [107]:

$$\eta = \eta_0 \left[ 1 + K_\eta f(\Pi) \right] \tag{1.5}$$

$$\xi = \xi_0 \Big[ 1 + K_{\xi} f(\Pi) \Big]$$
(1.6).

Здесь  $K_{\eta}$  – коэффициент, характеризующий форму пор, а  $K_{\xi}$  – коэффициент, характеризующий форму трещин, которые определяются через коэффициент Пуассона. f(П) – учитывающая концентрацию трещин и пор функция, которая определяется из конкретных геологических условий [107]:

$$f(\Pi) = e^{-\Pi} e^{-\Pi_0}$$
(1.7)

где П – трещинная пористость среды в рассматриваемой области массива, П<sub>0</sub>трещинная пористость ненарушенной среды под действием гидростатического давления.

На сейсмогеологических моделях угольных месторождений авторами были выполнены исследования влияния наличия пористо-трещиноватых зон в массиве на характер регистрируемого сигнала. По результатам измерений отмечена возможность эффективной регистрации трещиновато-пористых аномалий массива. характеризующих изменение указанных геомеханическихпараметров горных пород от 15%. Основой для определения данных областей являются: снижение уровня амплитуд сигнала от 25% и незначительным уменьшением частоты. В случае более явных аномалий классификационных увеличивается И контрастность представленных признаков [107].

Основным недостатком применения данного подхода в рамках оценки местоположения дизъюнктивных нарушений в массиве горных пород является возможность значительного удаления участка нарушения структуры пласта и участка наибольшей трещиноватости, что может привести к ошибкам при прямых методах оценки представленных сейсмических характеристик. Также, учитывая тестирование подхода на сейсмогеологических моделях конкретных угольных месторождений и последующее применение на соответствующих им участках возможна нестабильность его функционирования в иных условиях.

В монографии [55] описан опыт выполнения сейсмических исследований в пределах угольных месторожденний. Целью выполненных

работ являлась регистрация продуктивных месторождений метана в пределах Кузнецкого угольного бассейна. Авторами отмечается, что потенциально прежде извлекаемамирессурсами являются всего скопления метана, содержащийся в угле. Поэтому, в части сейсмических измерений, основная задача состояла в регистрации и оценке структуры угольных пластов в массиве горных пород. При этом для перспективных площадей важными признаками будет высокая трещиноватость в совокупности с принадлежностью к объектам co средней стадией метаморфизма. Сейсморазведочные измерения С поверхности горного отвода выполнялись по азимутальной схеме совместно с сейсмического профилирования данными вертикального И микросейсмокаротажа. В работе сделан особый акцент на качестве исходных полевых данных. Для оценки предлагается два основных критерия: отношение сигнал/шум и разрешающая способность по вертикали [55].

Для оценки структуры исследуемых месторождений применялись преломленные и отраженные волны. Информация по преломленным волнам использовалась для картирования верхнй части разреза. По данным ОГТ определялась структура более глубоких горизонтов. Установлено, что Кузбасса угольные месторождения отличаются анизотропией геомеханических свойств, с возможностью наличия мощных зон малых скоростей [55]. В основной части камеральной обработки данных применялись стандартные процедуры. Для отраженных волн граф обработки был дополнен скоростного процедурами анализа, суммирования, вычитания помех, полосовой и F-К фильтрации, осреднения волногого поля в скользящем окне переменной формы, вейвлет преобразования и фрактального анализа. Это позволило помимо оценки структуры выполнить динамический анализ атрибутов сейсмического сигнала. Для регистрации коллекторов метана предложено вести оценку по комплексу различных структурных И градиентных атрибутов. При этом, говорится о необходимости накопления эталонных данных для последующего определения параметров исследуемых геологических сред. Упоминается, что при адекватности определения собственно атрибутов для их оценки возможно применение широкого спектра методов анализа. Отмечена рациональность использования классификационных методов с разбиением областей исследования на классы. Практические результаты оценки отражженных волн в области ловушек УВ сейсмических данных, говорят 0 плотности повышении дисперсии, интенсивном росте уровня средневзвешенных амплитуд и контрастных проявлениях фаз, выраженных в изменении полярности. Комплексный параметр, учитывающий перечисленные явления, предложен авторами монографии в качестве основного атрибута динамического анализа данных при регистрации в массиве коллекторов угольного метана [55].

Недостатком представленного метода является его ориентированность на изучение значительных пространств угольных месторождений, что предполагает превалирование инструментов, характерных для сейсморазведки Применение регистрации нефти И газа. данного подхода для мелкоамплитудных нарушений не обеспечит должного эффекта. Тем не менее, использование решений перспективным выглядит некоторых для динамического анализа данных.

Особенности выполнения сейсморазведочных измерений по методу ОГТ в пределах объектов, характеризующихся высоким уровнем техногенных помех, приводятся в статье [108]. В работе отмечается сложность разработки сейсмогеологических моделей для глубин до 1 км, в пределах которых функционирует большинство шахт РФ. Проблемы обусловлены анизотропией физико-механических характеристик тонкослоистого массива. Это делает невозможным полное и прямое использование подходов к регистрации, обработке и анализу применяемых при сейсморазведке месторождений углеводородов. Была выполнена сейсмическая разведка участка горного отвода угольной шахты на глубину порядка 700 м. Учитывая максимальное проявление на сейсмограммах ОГТ длинных волн, с его помощью была

выполнена оценка структуры массива. Для анализа породного состава предлагается использовать метод КМПВ. Необходимо отметить, что для прослеживания продольных сейсмических волн в рамках работ по методу ОГТ была использована фланговая система регистрации с выносом не менее 120 м. Для обработки данных малоглубинных измерений предложены вариант графа обработки, включающих стандартные процедуры: предобработка, применение фильтров, ввод поправок, коррекцию сигнала, формирование финального временного разреза. Основными особенностями, использованных инструментов обработки являются: применение данных сейсморазведки КМПВ для ввода кинематических поправок, применение F-К фильтрации, обоснованное необходимостью выделить отраженные волны близкие по частоте и скорости к преломленным волнам, а также применение корректирующей функции Винера [108].

Применение описанных процедур камеральной обработки позволило по результатам интерпретации окончательного сейсмического разреза оценить структуру исследованного участка, при этом вертикальная разрешающая способность составила порядка 15 м. Для повышения качества и частоты исходных сейсмограмм предложено использовать меньшие шаги приема и возбуждения колебаний в сочетании с индивидуальной группировкой геофонов на поверхности исследований. Для достижения больших глубин зондирования планируется тестирование более мощных источников упругих колебаний [108]. При этом, вероятно, в условиях тонкой слоистости, даже с учетом достигнутой разрешающей способности, использование только скоростных параметров для оценки наличия тектонического нарушения может быть недостаточным.

По итогам анализа рассмотренных научных работ можно отметить, что в настоящий момент при определении геологических характеристик изучаемых сред используются в основном способы сейсмической разведки, предполагающие стандартные методики регистрации данных и оценку

кинематических параметров сигнала. Анализ только динамических параметров выполняется, как правило, для оценки трещиноватых характеристик горных пород. Для изучения же структуры породного массива динамические характеристики используются в качестве вспомогательной информации. Рассмотренные подходы к исследованию угольных месторождений, не подтверждают эффективность их применения в условиях изменяющегося комплекса естественных И технологических условий поверхности шахтного поля, ограничивающих возможности использования стандартных методик регистрации и камеральной обработки сейсмических данных. При этом, в рамках решения отдельных задач сейсмической разведки успешно применются средства цифрового анализа данных, в том числе факторный анализ и нейронные сети.

#### 1.4. Выводы. Цель и задачи исследования

По результатам анализа научно-практических достижений в области сейсмической разведки полезных ископаемых, выполненного в параграфах 1.1-1.3 сформированы следующие основные выводы:

1. Текущий уровень и возможности сейсморазведочных измерений соответствуют современным требованиям к решению задач геологического картирования углепородного массива.

2. Характеристики современных методов и технических средств выполнения сейсморазведочных измерений позволяют использовать их для регистрации дизюнктивных нарушений угольных пластов с поверхности шахтного поля.

3. Существующие тенденции развития методов сейсмической разведки полезных ископаемых с поверхности свидетельствуют о возможности повышения оперативности и качества интерпретации исходных данных путем оценки динамических характеристик сейсмического сигнала.

4. По итогам оценки рассмотренных научных работ не выявлены способы сейсмической разведки угольных месторождений на основе использования динамических характеристик сейсмического сигнала с подтвержденной эффективностью применения в условиях изменяющегося комплекса естественных и технологических условий поверхности шахтного поля.

Сформированные выводы подтверждают актуальность и перспективность научных исследований, направленных на разработку способа сейсмической разведки угольных пластов с применением неойросетового анализа, учитывающего изменение комплекса естественных и технологических условий поверхности шахтного поля.

Исходя из вышеперечисленного цель настоящей диссертационной работы заключается в разработке метода прогнозирования дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа

сейсморазведочных данных, обеспечивающего повышение достоверности оценки геомеханического состояния горных пород в сложных природных и технологических условиях действующих угледобывающих предприятий.

В рамках достижения сформированной цели требуется решить следующие задачи:

 развить подход к регистрации отраженных волн, характеризующих структурные дефекты массива горных пород, в пределах ограниченных участков поверхности горного отвода угольной шахты, путем выделения динамических параметров сейсмических данных с низкой кратностью;

 определить архитектуру нейронной сети и разработать ее структуру и параметры для описания разрывного нарушения углепородного массива;

– обосновать метод идентификации дизъюнктивных нарушений на основе совместного применения быстрого преобразования Фурье и нейросетевого анализа сейсмических данных в условиях воздействия интенсивных помех от работы горношахтного оборудования угледобывающего предприятия.

## ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДА К РЕГИСТРАЦИИ СИГНАЛА В СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ШАХТНОГО ПОЛЯ С ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ ЕГО ДНЕВНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

### 2.1. Определение параметров системы возбуждения и регистрации сейсмических колебаний на дневной поверхности угольных шахт в сложных природных и техногенных условиях

При выполнении сейсморазведочных измерений в обычном случае регистрация информации выполняется по стандартным схемам. Параметры измерительных систем определяются существующими стандартами качества регистрируемой информации. При определении протяженности системы измерений, чередовании интервала между пикетами, наращивании дополнительных каналов предполагается, что поверхность измерений ничем не ограничена. Как было сказано ранее: в реальных условиях поверхность горного отвода угольной шахты, зачастую представляет собой участки лесополосы с весьма изменчивым рельефом, наличием технологических модулей, зданий, сооружений, отстойников - ограниченную область для размещения профиля.

При проведении сейсмических измерений необходимо учитывать особенности рельефа местности, которые накладывают ограничения на размещение профилей и расположение сейсмоприемников. В условиях ограниченного пространства выбранного участка исследований основным критерием для определения параметров системы сейсмического наблюдения является протяженность областей поверхности, подходящих для размещения сейсморегистраторов и перемещения источников колебаний. Как правило, на участках поверхности, содержащих объекты, которые осложняют выполнение измерений, возможно разместить регистрирующую систему. Транспортирование аппаратуры для возбуждения в массиве упругих волн выполняется по участкам поверхности с удовлетворительными условиями. В этом случае протяженность выбранного участка сейсмических измерений:

$$X = X_H + X_{O\Gamma}.$$
 (2.1)

Здесь X<sub>H</sub> - протяженность области поверхности с нормальными эксплуатационными условиями, м; X<sub>OF</sub> - протяженность области поверхности, содержащей объекты, которые осложняют выполнение измерений, м.

Очевидно, что поверхность, отведенная под возбуждение колебаний, будет ограничена областью *X<sub>H</sub>*. Тогда как для регистрации колебаний теоретически доступна в пределах всего участка исследований. Связь между ними можно выразить формулой [54]:

$$N = \frac{L}{\Delta X_{\Pi B}} = \frac{n_{\kappa, p} \Delta X_{\Pi K}}{\Delta X_{\Pi B}}.$$
 (2.2)

Здесь N — кратность системы наблюдения;L — база приема, м;  $n_{\text{к.р}}$  — количество регистрирующих каналов;  $\Delta X_{\Pi K}$  - шаг приема колебаний, м;  $\Delta X_{\Pi B}$  — шаг возбуждения колебаний, м.

При этом выполняется условие:

$$\Delta X_{\Pi B} = d\Delta X_{\Pi K}, \tag{2.3}$$

где *d* =1,2,3...

На сейсмограмме помимо отраженных присутствуют различные типы нецелевых сейсмических волн (рис. 2.1). Особенностью ограниченных профильных линий является значительная область присутствия поверхностных волн релеевского типа на сейсмограмме ОГТ. С учетом имеющегося практического опыта, по результатам фильтрации, как правило, не удается восстановить прослеживание отраженных волн из этой области [109, 110].

Как видно из рисунка 2.1 годограф поверхностной волны близок к прямой линии и характеризуется уравнением линейного продольного годографа [67]:

$$t = x/V, \tag{2.4}$$

где *t* – время прохождения сейсмической волны, с; *x* – координата по профилю, м; *V* – скорость распространения волны, м/с.



Рис. 2.1. Сейсмограмма с нанесенными пикетами размещения сейсмоприемников, распределенными с интервалом х, м, отображающая особенности распространения сейсмических волн t, с

Уравнение годографа целевой отраженной волны записывается как [111]:

$$t_{omp} = \frac{1}{V_{omp}} \cdot \sqrt{4 \cdot h_{opp}^2 + X_{omp}^2 \cdot \cos\varphi}, \qquad (2.5)$$

где  $h_{\mathrm{orp}}$  – глубина отражающего горизонта, м;  $\varphi$  – угол распространения волн, град.

Стандартная формула определения выноса для устранения помех [54]:

$$r = \frac{2h_{\rm F}}{\sqrt{(V_{cp}/V_{\kappa n})^2 - 1}} \quad . \tag{2.6}$$

где  $h_{\Gamma}$  – глубина залегания искомого горизонта, м;  $V_{cp}$  – средняя скорость достижения искомого горизонта, м/с;  $V_{\kappa n}$  – кажущаяся скорость волны-помехи, м/с.

Для определения средней скорости используется формула [54, 67]:

$$V_{cp} = \frac{h_n}{t_{sn}} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{\sum_{i=1}^n m_i/V_i}$$
(2.7)

Здесь  $h_n$  – глубина точки, до которой определяется скорость, м;  $t_{sn}$  – вертикальное время, мс;  $n_{cn}$  – количество слоев;  $m_i$  – мощность конкретного слоя, м;  $V_i$  – пластовая скорость конкретного слоя, м/с.

Таким образом, регистрация отраженной волны должна быть выполнена за пределами области (-*r*; +*r*).

Возможность регистрации данных с целевых горизонтов залегания угольных пластов определяется глубиной их залегания и протяженностью участка поверхности с нормальными эксплуатационными условиями, обеспечивающими размещение сейсморегистраторов И перемещение источников колебаний. При оценке параметров размещения линейно распределенной системы сейсмических наблюдений на поверхности горного ограниченной совокупностью факторов естественного отвода, либо техногенного характера, возможны три основных комплекса условий.

Первый комплекс – регистрация целевого сигнала, когда протяженность участка поверхности с нормальными эксплуатационными условиями обеспечивает требуемую кратность наблюдений по общей глубинной точке без каких-либо дополнительных действий и, соответственно, возможность структурной интерпретации. Такая ситуация обусловлена относительно небольшой по отношению к ее протяженности глубиной залегания угольного пласта (рис. 2.2).

В этом случае для обеспечения требуемой кратности участок поверхности с нормальными эксплуатационными условиями должен соответствовать следующему условию:

$$X_H \ge X_{\text{Per}} + N\Delta X_{\Pi B}, \tag{2.8}$$

где X<sub>Рег</sub> – размер целевой области регистрации по горизонтали, м.





При этом, выделение искомого горизонта обеспечивается в случае:

$$\Delta X_{\Pi K_1} \ge X_{\Pi B_1} + X_{\text{Per}} + r, \qquad (2.9)$$

где *X<sub>ПВ1</sub>* – координата первого пикета возбуждения колебаний, м; *X<sub>ПК1</sub>* – координата первого пикета приема колебаний, м.

Здесь база приема:

$$L = X_{\text{Per}} + N\Delta X_{\Pi B} . \tag{2.10}$$

С учетом выбранного шага приема, регламентируемого зависимостью [54]:

$$\Delta X_{IIK} = \frac{V_{\kappa}T}{2},\tag{2.11}$$

где  $V_{\kappa}$  - кажущаяся скорость отраженной волны, м/с; T - видимый период полезных волн, мс; определяется необходимое количество регистрирующих каналов:

$$n_{\text{K},\text{p}} = \frac{X_{\text{Per}} + N\Delta X_{\Pi B}}{\Delta X_{\Pi K}}.$$
(2.12)

При 
$$\Delta X_{\Pi B} = \Delta X_{\Pi K}, n_{\kappa.p} = N + \frac{X_{Per}}{\Delta X_{\Pi K}}.$$
 (2.13)

Требуемое количество пунктов возбуждения:

$$n_{\Pi,B} = N + \frac{X_{\text{Per}}}{\Delta X_{\Pi B}} \,. \tag{2.14}$$

Второй комплекс эксплуатационных условий характеризует возможность регистрации данных в пределах выбранного участка горного отвода, при этом для фиксирования целевой информации непосредственно регистрацию частично или полностью необходимо проводить на участке поверхности, содержащей объект, осложняющий проведение измерений (рис. 2.3).



Рис. 2.3. Сочетание факторов, обеспечивающих возможность регистрации данных в пределах выбранного участка горного отвода

В этом случае протяженность участка поверхности с нормальными эксплуатационными условиями должна асимптотически приближаться к значению:

$$X_{H} = X_{\text{Per}} + N\Delta X_{\Pi B}. \tag{2.15}$$

Тогда регистрация целевых данных должна быть выполнена с учетом условий:

$$X_{\Pi K_1} = X_{\Pi B_1} + r . (2.16)$$

Соответственно значение длины базы приема должно асимптотически приближаться к:

$$L = X_{\text{Per}} + N\Delta X_{\Pi B} , \qquad (2.17)$$

при  $L_{\textit{мин}} \ge X_{\text{Per}}$ .

Кратность наблюдения при этом может быть существенно ниже заданной. Для невзрывных источников в случае недостаточной кратности наблюдения качество данных можно оценивать по формуле [54]:

$$\mathcal{\mathcal{F}} = n_{\Pi,\Gamma,\mathcal{G}} g N n_{\mathrm{p.H3.}}. \tag{2.18}$$

Здесь  $n_{\text{п.г.}}$  - число сейсмоприемников в группе; g – количество накоплений;  $n_{\text{р.из.}}$  - количество работающих излучателей.

Из (2.18) следует, что недостаток кратности возможно компенсировать изменениями других технологических параметров линейной системы сейсмических наблюдений. Если считать возможности применяемого оборудования ограниченными  $n_{п.г.} = const$  и  $n_{p.из.} = const$ , то повышение качества данных можно обеспечить путем изменения количество накоплений. С учетом представленной прямой зависимости для сохранения целевого значения требуется увеличить количество накоплений во столько раз, во сколько раз снизилась кратность:

$$\mathcal{F} = n_{\Pi.\Gamma.} cg \frac{N}{b} n_{\text{p.из.}}. \tag{2.19}$$

Здесь b – параметр, определяющий. во сколько раз снижена кратность наблюдений, c – параметр, определяющий, во сколько раз возросло количество накоплений. Причем, c = b, b = 1, 2, 3...

Это справедливо, когда накопление сейсмического сигнала происходит в соответствии со следующей зависимостью [54]:

$$A_{cymm} = gA_i \qquad . \tag{2.20}$$

где  $A_i$  – амплитуда волны от одного воздействия; g – количество воздействий;  $A_{cvmm}$  – после суммирования g одинаковых воздействий.

При этом, для более медленного накопления используется формула [54]:

$$A_{cymm} = \sqrt{g}A_i. \tag{2.21}$$

Соответственно, сохранение целевого значения обеспечивается из условия:

$$\mathcal{F} = n_{\Pi,\Gamma} c^2 g \frac{N}{b} n_{\text{p.из.}}. \tag{2.22}$$

Третий комплекс эксплуатационных условий - невозможность прямой регистрации данных в пределах выбранного участка горного отвода. Такая ситуация вызвана сочетанием значительной глубины залегания угольного пласта по сравнению с протяженностью участка поверхности с нормальными эксплуатационными условиями (рис. 2.4).



Рис. 2.4. Сочетание факторов, обеспечивающих невозможность регистрации данных в пределах выбранного участка горного отвода

В этом случае измерения на выбранном участке с применением сейсмической разведки по методу ОГТ невозможны, либо с учетом совокупности имеющихся эксплуатационных условий можно обеспечить получение совокупности данных с более низкими качественными характеристиками из целевой области. Очевидно, что в сейсмических

исследованиях необходимо обеспечивать выполнение условий для второго случая.

Таким образом, при выполнении сейсморазведочных измерений на участках горного отвода угольных шахт, ограниченных природными и техногенными факторами, необходимо следовать следующим принципам при регистрации упругих колебаний. Расстановку регистраторов, положение источников и шаг приема и возбуждения колебаний определять из расчета наличия максимально возможного в данных условиях количества физических наблюдений, отражающих оси синфазности, характеризующие горизонты залегания угольных пластов. Руководствоваться составом и характеристиками регулярных и нерегулярных помех, особенностями полевого сезона, погодными условиями. Недостаточную кратность регистрируемых данных по ОГТ возможно компенсировать многократным накоплением сигнала.

#### 2.2. Выбор структуры и параметров основного и вспомогательного оборудования сейсмической разведки угольных пластов с поверхности шахтного поля

Достоверность определения дизъюнктивного геологического нарушения на сейсмограмме определяется качеством исходных данных. Качество регистрируемой информации обусловлена сочетанием технологических характеристик используемых методик и оборудования и эксплуатационных условий, характеризующих поверхность исследуемой области. Основным условием в процессе повышения качества регистрируемых данных является обеспечение совокупности факторов, обеспечивающих наиболее четкое выделение целевых волн, отраженных от искомого горизонта. Для этого необходимо понимать возможности применяемого оборудования и комплекс эксплуатационных условий, характеризующих поверхность исследуемой области и добиваться их наиболее эффективного сочетания.

Специфика объектов исследования сейсморазведки угольных месторождений предполагает возможность применения оборудования, систем измерения и особенностей процедур обработки и интерпретации данных промысловой и инженерной сейсморазведки. Из совокупности определенных в Главе 1 технических средств, используемых в сейсморазведке ощутимое влияние на качество исходных данных оказывет основное оборудование: полевые системы регистрации данных и источники упругих колебаний.

В рамках обеспечения требуемых технологических параметров полевых систем регистрации данных при исследовании угольных месторождений выполнен анализ сейсморегистрирующих комплексов доступных на территории РФ. Оценка проведена по 4 основым характеристикам: полоса регистрируемых частот, количество каналов одновременной регистрации данных, время дискретезации, разрядность АЦП (табл. 2.1) [37, 38, 54, 67, 112].

По результатам оценки изучены технологические характеристики 9 сейсморегистрирующих станций: SGD-SEL 48 (НПК «СибГеофизПрибор»,

Россия), «Лакколит X-M3» / «Лакколит X-M4» (ООО «Логические Системы», Россия), «Элисс-3» (ООО «Геосигнал, Россия), «Диоген-24/24», (ООО «Диоген», Россия), SCOUT(ОАО «СКБ СП», Россия), Т-3 (ОАО «СКБ СП», Россия), Sercel 428xl (Sercel, Франция), Регистрирующая система G3iHD (Inova, США-Китай), НАШК (Inova, США-Китай) [113-121]. Ключевыми характеристиками, обеспечивающими регистрацию отражений от угольных пластов, являются частотный диапазон и время дискретезации. С учетом сейсморазведки выполнения наземной преимущественно В области среденечастотных методов, каждая из рассмотренных сейсмостанций имеет подходящий для поставленной задачи частотный дипазон регистрации данных. Что касается времени дискретезации, то учитывая относительно небольшую мощность угольных слоев, залегающих в анизотропных средах, отдаваться регистрирующему приоритет должен оборудованию ЛЛЯ инженерной сейсморазведки. Тем не менее, практический опыт выполнения сейсмических измерений по методу ОГТ свидетельствует о достаточности шага дискретезации в 0,5 мс для регистрации особенностей залегания угольных пластов и их мелкоамплитудных разрывных нарушений от 3 до 10 м, скорости распространения сейсмических учитывая средние волн В углепородном массиве [56]. Это обуславливает возможность применения систем, ориентированных на нефтегазовую сейсморазведку, по своим эксплуатационным характеристикам, более подходящим для пространственно распределенных измерений, а соответственно и для получения сейсмической информации с горизонтов, залегающих ниже верхней части разреза.

т		v		ЧΓ	110 1011
Гехнические	характеристики	сеисморегист	грирующих	станиии Г	113-1211
	<i>Mapaniepiie</i> mini	conomopormon	рпрующих	e randini [	110 121]

Сейсморазведочная станция	Разрядность АЦП	Шаг дискретизации, мс	Количество каналов	Полоса регистрируемых частот, Гц
SGD-SEL 48 (НПК «СибГеофизПрибор», Россия) [113]	24	0,125; 0,25; 0,5; 1; 2	48	0-3180 Гц
«Лакколит X–M3» / «Лакколит X–M4» (ООО «Логические Системы», Россия) [114]	24	0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 4	24	5-4000 Гц
«Элисс– 3» (ООО «Геосигнал, Россия) [115]	24	0,0125; 0,05; 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 4	24	2-20000 Гц
«Диоген-24/24», (ООО «Диоген», Россия) [116]	24	0,025; 0,05; 0, 1; 0,15; 0,2; 0,25; 0,5; 1; 5	24	5-8000 Гц
SCOUT (ОАО «СКБ СП», Россия) [117]	24	0,25; 0,5; 1; 2	Телеметрический	0-1600 ГЦ
Т-3 (ОАО «СКБ СП», Россия) [118]	24	0,25; 0,5; 1; 2	Телеметрический до 26400	
Sercel 428xl (Sercel, Франция) [119]	24	0,25; 0,5; 1; 2; 4	Телеметрический До 100 000	0-1600 Гц
Регистрирующая система G3iHD (Inova, США-Китай) [120]	24	0,25; 0,5; 1; 2; 4	Телеметрический До 240 000 каналов	0-1652 Гц.
Регистрирующая система Наwk (Inova, США-Китай) [121]	24	0,25; 0,5; 1; 2; 4	Телеметрический	0-1652 Гц

Таким образом, с учетом представленных в таблице 2.1 данных, по техническим характеристикам любая из рассмотренных систем может быть использована для оценки условий залегания угольных пластов. Это дает основание при планировании сейсмических измерений на участках угольных месторождений руководствоваться такими параметрами как: стоимость оборудования, эксплуатационные особенности, и совместимость с используемыми источниками колебаний.

При оценке стоимости наименее конкурентоспособно оборудование производства: Sercel 428x1 (Sercel, Франция) иностранного [119], регистрирующая система G3iHD (Inova, США-Китай) [120], HAWK (Inova, США-Китай) [121], а также телеметрическое оборудование: SCOUT (OAO «СКБ СП», Россия) [117], Т-3 (ОАО «СКБ СП», Россия) [118]. Из оставшегося оборудования наиболее доступным продуктом на рынке современной геофизической продукции, в том числе по своей стоимости, является сейсморазведочная станция «Лакколит X-M3» / «Лакколит X-M4» [114]. По своему назначению это аппаратура для инженерных измерений, поэтому она обладет соответствующими обеспечивающими характеристиками, возможность работы в условиях тонкослоистых сред, в частности малым шагом дискретизации, а также позволяет наращивать значительное число каналов, обеспечивая необходимую глубину зондирования. Кроме того, станции «Лакколит X-M3» / «Лакколит X-M4» способны работать с различными источниками упругих колебаний в различных режимах регистрации данных. Важной особенностью является доступность к приобретению вспомогательного оборудования и комплектующих на внутреннем рынке. Например, используемые в стандартной комплектации станции, сейсмоприемники GS-20DX производятся в РФ. Исходя из вышеперечисленного инженерная сейсморазведочная станция «Лакколит X–M3» / «Лакколит X–M4» – наиболее рациональное решение для формирования системы сейсмических измерений.

Используемые В сейсморазведочных источники исследованиях колебаний значительно различаются между собой. Факторами, влияющими на конструктивные и эксплуатационные особенности используемых источников колебаний, являются: цель исследования, параметры изучаемой среды, характер регистрируемых колебаний, интервалы исследуемых глубин, особенности которой поверхности, на выполняются измерения. Целесообразность применения того или иного источника зависит также от возможностей сейсморегистрирующей аппаратуры: помехоустойчивости, собственных колебаний. полосы регистрируемых частот. частоты чувствительности (табл. 2.2). При выборе источника колебаний для использования на горных отводах угледобывающих предприятий необходимо руководствоваться прежде всего его эксплуатационными характеристиками. Как было сказано ранее, глубины залегания разрабатываемых угольных пластов колеблются от десятков до тысяч метров. Искомые амплитуды дизъюнктивных нарушений, влияющие на производство горных работ, начинаются от 1 м. Все это требует варьирования мощности применяемых источников при различных измерениях и поиска баланса между достаточным и избыточным воздействием. Кроме того, поверхность горного отвода угольной шахты, зачастую представляет собой участки лесополосы с весьма рельефом, наличием технологических изменчивым модулей, зданий, сооружений, отстойников, что подразумевает определенные требования к габаритам применяемых источников колебаний. Помимо этого, стоит учитывать естественные факторы, так сезонное промерзание грунтов в зимний период обеспечивает наиболее контрастное прослеживание поперечных отраженных волн (рис. 2.5).

T	0	<b>~</b> • • •	100 1011
Ι ενμμμες και γαρακτερικατακα	UCTOUUNKOB CENCMUUECKUY	коперации І	177-1311
		KOJICOaliriri j	$144^{-1}J1$
1 1			

			Энергия	Macca
Источник	Принцип действия	Тип генерируемых волн	воздействия на	
			грунт	
Ручной молот [122]	Механический	Продольные/поперечный	N/A	4-16 кг
Механизированный молот AWD-33/33PS [123]	Механический	Продольные/поперечный	600 Дж	До 100 кг
«ИСЭМ – Тритон» [124]	Электромагнитный	Продольные	60 кН (в импульсе на излучающую поверхность)	25 кг
«ЭДИС – Титан» [124,125]	Электродинамический	Продольные	500 кН (в импульсе на излучающую поверхность)	190 кг
Сейсморужье [126]	Импульсный	Продольные	4 кДж	7,5 кг
CB-5/300B [127]	Вибрационный	Продольные	50 кН (номинальное толкающее усилие)	9 300 кг (с шасси)
CB-14/150B [128]	Вибрационный	Продольные	140 кН (номинальное толкающее усилие)	16 800 кг (с шасси)
«Енисей КЭМ-4» [129]	Электромагнитный	Продольные	1 x 10 <sup>6</sup> H (100 Tc)	19 600 кг (с шасси)
«Енисей СЭМ-100» [130]	Электромагнитный	Продольные	1x10 <sup>6</sup> H (100 Tc)	6 640 кг
Геотон -12 [131]	Электромагнитный	Продольные	12 х10 <sup>4</sup> Н (в импульсе на излучающую поверхность)	315 кг

Соответственно, в зимний период допустимо применение ручного молота [122], ориентированного на возбуждение поперечных колебаний. Тем не менее, необходимо учитывать, что источники колебаний, используемые для возбуждений поперечных колебаний, как правило, обеспечивают небольшую (до 300 м) глубину зондирования. Кроме того, сезонное промерзание приповерхностных грунтов в пределах угольных месторождений пристутствует как правило лишь в зимний сезон.

При отсутствии возможности использования поперечных волн следует выполнять измерения по схеме возбуждения-регистрации продольных волн (рис. 2.6). В соответствии с вышесказанным оправданным является чередование источников упругих колебаний разного типа и мощности, а также построение систем регистрации разнокомпонентными приемниками.



Рис. 2.5. Пример регистрации данных, возбуждаемых источником поперечных волн на угольном месторождении Кузбасса в условиях сезонного промерзания грунта [132]

С учетом эксплуатационных параметров источников колебаний, которые по своей массе нельзя отнести к ручным (механизированный молот AWD-33/33PS, «ИСЭМ – Тритон», «ЭДИС – Титан», CB-5/300B, CB-14/150B, «Енисей КЭМ-4», «Енисей СЭМ-100», Геотон-12) [123-125, 127-131] наиболее рациональным решением для использования в качестве основного источника колебаний для изучения угольных месторождений является Геотон-12 – модульный источник, с возможностью варьирования мощности и габаритов в меняющихся эксплуатационных условиях, обеспечиваемой присоединением либо отсоединением отдельных модулей [131]. При сложных условиях поверхности и небольших глубинах залегания пластов возможно использование сейсморужья [126].



Рис. 2.6. Пример регистрации данных, возбуждаемых источником продольных волн на угольном месторождении Кузбасса [132]

Таким образом, с учетом выполненного анализа рынка доступного геофизической аппаратуры для выполнения сейсмической разведки участков угольных месторождений рациональным решением будет использование в качестве основного комплекта оборудования сейсморазведочной станции «Лакколит X–M3» / «Лакколит X–M4» (ООО «Логические Системы», Россия) [114] и электромагнитного источника колебаний Геотон - 12 (холдинг «ГЕОСЕЙС», Россия) [131] (рис 2.7-2.8).



Рис. 2.7. Инженерные сейсморазведочные станции «Лакколит 24-МЗ»



Рис. 2.8. Электромагнитный источник сейсмических колебаний «Геотон»

При этом, допустимо, при изменении эксплуатационных условий на дневной поверхности угледобывающего предприятия и в зависимости от особенностей изучаемого объекта использование сейсмоисточника типа «сейсморужье» [126] и ручного молота [122], ориентированного на возбуждение поперечных колебаний.

# 2.3. Обоснование комплекса динамических характеристик сигнала для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе

Дизъюнктивное нарушение [133] - вызванное тектоническими процессами разрушение горных пород по определенной поверхности (сместителю), сопровождающееся смещением по ней образовавшихся блоков. Кроме разрыва сплошности породного слоя с точки зрения геомеханики можно выделить следующие структурные признаки дизъюнктива в углепородном массиве:

Образование изгибов, складок и подгибов пород, контактирующих с областью нарушения (рис. 2.9) [133].



Рис. 2.9. Схематическое изображение изгибов пород в области дизюнктивного нарушения [133]

Изменения мощности пластов угля, вызванные сдвижениями и последующим разрывом (рис. 2.10). В углепородном массиве дизъюнктивные нарушения характеризуются разрывом сплошности угольного пласта и наличием зоны дробления, обладающей более высокой трещиноватостью и измененным геомеханическим состоянием относительно ненарушенных его участков [133, 134].

В углепородном массиве дизъюнктивные нарушения характеризуются разрывом сплошности угольного пласта и наличием зоны дробления, обладающей более высокой трещиноватостью и измененным

геомеханическим состоянием относительно ненарушенных его участков [133, 134].



Рис. 2.10. Схематическое изображение изменения мощности угольного пласта в области дизюнктивного нарушения [133]

Соответственно, в качестве характеристики, выраженной изменением свойств сейсмического сигнала, можно выделить повышенную трещиноватость, вызванную деформациями, сопутствующими образованию дизьюнктива. Отсюда следует, что в зонах нарушения следует ожидать повышенных значений коэффициента поглощения, а соответственно и пониженных значений связанных с ним амплитудно-частотных характеристик [54, 56, 135-143] (Приложение А).

Качественной характеристикой, способной передать параметры дизъюнктивного нарушения может являться суммарная интенсивность трещиноватости: [56]

$$\Sigma I_{\rm Tp} = \tau (X_{\rm HB\Pi}/R)^{0.6}$$
 (2.23).

Здесь *R* – амплитуда структурного нарушения, *X*<sub>НВП</sub> – расстояние от нарушения до точки выполнения наблюдения, *τ* – коэффициент, характеризующий сложность тектонического строение области проведения исследования.

Существует метод оценки области влияния дизъюнктивного нарушения в углепородном массиве, выраженной зоной повышенной трещиноватости [133]:

$$Q_{\rm TP} = 6R_{\rm H} \tag{2.24}$$

где *R*<sub>И</sub> – истиная амплитуда смещения блоков. Которая относительно нормальной, или стратиграфической амплитуды будет равна (рис. 2.11) [133]:

$$R_{\rm H} = 2R_{\rm H} \tag{2.25}$$

*R*<sub>H</sub> – нормальная амплитуда смещения блоков.



Рис. 2.11. Схематическое изображение области влияния дизюнктивного нарушения вдоль оси сместителя

Для объектов, по которым имеется достаточный массив фактической информации, отношение может быть несколько уточнено. Так, например, в соответствии с геологическими данными отношение для условий Кузбасса будет [133]:

$$Q_{\rm TP} = 10R_{\rm H} \tag{2.26}$$

Кроме того, при наличии дизъюнктивного нарушения в его пределах отмечается снижение прочностных характеристик горных пород, интенсивность которго уменьшается по мере удаления от сметителя [132]. Для оценки ширины области снижения прочностных характеристик существует зависимость [133]:

$$Q_{\rm \kappa p} = q R_{\rm H}^{\ \sigma}, \tag{2.27}$$
где *q* -первый коэффициент, характерный для различных месторождений или их отдельных участков; *σ* - второй коэффициент, характерный для различных месторождений или их отдельных участков.

$$Q_{\rm KD} = (1,5 \div 2) \sqrt{R_{\rm H}} \tag{2.28}$$

Влияние зоны дробления дизьюнктивного нарушения на характер регистрируемых сейсмоакустических данных выражается в контрастных изменениях параметров сигнала. Причем характер инверсии определяется особенностями заполнения трещин [56].

Таким образом, наличие геологического нарушения на сейсмограмме определяется комплексом признаков, среди которых: нарушение прослеживаемости осей синфазности, отображающих угольные пласты и аномальные изменения характеристик сейсмического сигнала в области дизъюнктива.

Процесс анализа прослеживаемости осей синфазности базируется, прежде всего, на изучении кинематических характеристик сейсмической записи. Оценка скоростей распространения полезных волн позволяет выделить в пределах углепородного массива угольный пласт или целевой горизонт, в котором он находится. Формирование суммарных временных разрезов позволяет оценить геометрию выделенных осей синфазности, зарегистрировать участки снижения прослеживаемости [144,145]. Когда, разрешение зарегистрированных данных и геомеханические параметры элементов дизьюнктива сопоставимы существует возможность определения характеристик геологического нарушения [146-148]. В этом случае амплитуда нарушения при выполнении сейсморазведки с поверхности определяется выражением:

$$R_{\rm H} = R = \frac{\Delta t}{2} \cdot V_p, \qquad (2.29)$$

где  $\Delta t$  – колебание отражения по временной оси, мс;  $V_p$  – скорость продольных волн в слое, м/с.

Изменения в области регистрируемого дизъюнктивного нарушения можно охарактеризовать динамическими праметрами сейсмической записи, большинство из которых находятся в той или иной зависимости друг от друга. Инверсии свойств сейсмического сигнала на сейсмограмме обуславливаются энергией распространяющейся в массиве волны. Энергетическая составляющая волны ослабевает, например, с увеличением расстояния от источника колебания, количества границ, затухания. В свою очередь, процесс затухания упругих волн в массиве может быть вызван следующими причинами: рассеянием волн, поглощением, расхождением волнового фронта [56].

В вопросе динамического анализа сейсмических данных В сейсморазведке не все подведено под единый стандарт. Не считая основных, широко используемых параметров разные исследовательские группы пользуются зачастую различной терминологией. Некоторые из параметров существуют на данный момент попросту с «рабочими» названиями [86]. В соответствии обозначенной классификацией [86], а также из практики камеральной обработки данных сейсморазведки в современных программных комплексах [149] для оценки области наличия дизъюнктивного нарушения, можно выделить следующие динамические параметры.

Базовыми параметрами динамического анализа сейсмического сигнала являются амплитуда A и частота f. Могут использоваться как мгновенные или интервальные значения, осредненные во временном окне. Существует зависимость увеличения амплитуды от роста коэффициентов отражения. Соответственно в зависимости от коэффициента поглощения регистрируемые значения амплитуд снижаются:

$$A_i = A_0 e^{-\alpha X_{\rm HPT}} , \qquad (2.30)$$

где  $A_i$  - амплитуда, регистрируемая в рассматриваемой точке;  $A_0$  – амплитуда исходного сигнала;  $\alpha$  – коэффициент поглощения;  $X_{\rm ИРT}$  – расстояние от источника колебаний до рассматриваемой точки.

74

Коэффициент поглощения находится с частотой в линейной зависимости для большинства горных пород в различном диапазоне, чем выше частота сигнала, тем сильнее он поглощается. Таким образом, интерпретация по частоте записи построена на предположении об обратной зависимости частоты записи и увеличения времени.

С использованием частоты и амплитуды сигнала можно определить также следующие характеристики.

**Пиковая частота** – значение частоты, соответствующее главному максимуму в спектре [148].

Видимая частота – видимая частота, определяемая на основе значения радиуса корреляции [148].

**Центроидная частота** – расчетное среднее значение частоты, определяемое выражением [149]:

$$f_c = \frac{\int_0^{f_N} f|S(f)|df}{\int_0^{f_N} |S(f)|df},$$
(2.31)

где S(f) – спектр временного окна, в котором производится оценка частоты,  $f_N$  – частота Найквиста).

**Частотное затухание** – коэффициент поглощения, определенный для преобладающей частоты [86].

Пиковая амплитуда – соответственно пиковое значение амплитуды в пределах расчетного окна [149].

Максимальная абсолютная амплитуда – характеризует значения максимума абсолютной амплитуды в пределах расчетного окна [149].

Среднеквадратичная амплитуда – значение среднеквадратичной амплитуды в расчетном окне [149].

Спектральная амплитуда максимума спектра – величина, характеризующая спектральную составляющую на частоте максимального спектра [85]. Мера ширины спектра – характеристика, отражающая форму колебаний, которая позволяет выявить изменение формы записи, не прослеживающееся визуально [86]:

$$\partial = \frac{\sum_{i=1}^{n_{3q}} A(f_i)}{A(f_m)},$$
(2.32)

где  $f_m$  – частота максимума спектра;  $n_{34}$  – число частот взначимой части спектра.

Энергия в окне - функция, определяющаяся квадратом амплитуды [86]:

$$\Upsilon = \sum_{i=1}^{n_{\text{дис}}} A_i^2(t), \qquad (2.33)$$

где  $n_{\text{дис}}$  – число дискрет в окне.

Отношение сигнал/шум (помеха) – соотношение, определяемое на основе нормированной зависимости между смежными диадами сейсмических трасс [149].

Использование анализа атрибутов не всегда эффективно. Любые динамические параметры отражают те или иные свойства слоев породного массива с недостаточно высокой вероятностью, поэтому также используются комплексные величины, включающие несколько различных динамических параметров.

В рамках определения совокупности критериев, достаточных для выделения дизъюнктивного нарушения на сейсмическом разрезе, для оценки степени изменения различных сейсмических характеристик в области дизъюнктива были отобраны нарушения углепородного массива, интерпретированные на временных разрезах, и подтвержденные результатами горных работ. Для выявления параметров, описывающих наличие структурного нарушения в пределах области исследования геофизического профиля, как по единичным сейсмограммам (Приложение А), так и по суммарным временным разрезам выполнена оценка изменения различных динамических характеристик сигнала в пределах геофизических профилей, вмещающих дизъюнктивные нарушения [150, 151]. При этом очевидно, что для визуальной оценки наличия дизъюнктивного нарушения в исследуемой области массив данных должен быть предварительно обработан. Влияние внешних факторов: таких как нерегулярные помехи, приповерхностные и глубинные объекты, осложняющие распространение сигнала, особенности рельефа, приводят к неоднородности значений регистрируемых волновых параметров в пределах профиля, анализируемых во временном окне. Колебания значений в пределах геофизических профилей неравномерные [150,151].

Ha 2.12 представлен процесс предобработки рис. данных, характеризующих распределение в пределах участка геофизического профиля, значений максимальной абсолютной амплитуды сигнала. Из рис. 2.12, а следует, что, несмотря, на наличие локальных минимумов значений в пределах области влияний дизъюнктивного нарушения - N, на наблюдается исследуемом участке резкое чередование уровня регистрируемой максимальной абсолютной амплитуды. Линия тренда, построенная на основе полиномиальной зависимости, позволяет выделить совокупность значений, соответствующих полезному сигналу (рис. 2.12, б). В результате исключения данных, не попадающих в тренд, (рис. 2.12, в) установлено, что в области влияния дизъюнктивного нарушения значения максимальной абсолютной амплитуды снижаются.

В качестве примера представлены результаты анализа стандартных параметров сейсмического сигнала, основанные на его амплитудно-частотных характеристиках, комплекс которых описывает изменения на сейсмограмме, связанные с наличием дизъюнктивного нарушения. Наибольшими изменениями в пределах области влияния разрывных нарушений выделяются: максимальная абсолютная амплитуда, видимая частота сигнала и отношение сигнал/шум.

77

а



Рис. 2.12. Предобработка массива данных, характеризующего изменения максимальной абсолютной амплитуды в пределах геофизического профиля: исходный вид (*a*); оценка общего тренда изменений значений (*б*); результат вычитания значений, не соответствующих тренду (*в*)

На рис. 2.13-2.14 представлены графики изменения выбранных характеристик для 4 сейсморазведочных профилей, исследованных в пределах

горного отвода действующей угольной шахты, расположенной на территории Липовецкого месторождения каменного угля. По каждому из этих профилей зарегистрированы структурные нарушения А-F. Дизьюнктив А расположен в пределах профиля 1 в интервале общих глубинных точек 32-37. Профиль 2 вмещает два нарушения В (17-21) и С (26-29). На профиле 3 также зафиксировано 2 нарушения D (1-3), E (10-20). Наиболее общирная область влияния у нарушения F, зарегистрированного по профилю 4, находится в интервале общих глубинных точек 22-32.



Рис. 2.13. Характер изменений видимой частоты в пределах геофизических профилей: 1 (*a*), 2 (*б*), 3 (*в*), 4 (*г*), содержащих структурные нарушения

Анализ частотных характеристик сигнала, полученного по рассматриваемым профилям, показал, что они находятся в интервале 25-70 Гц (рис. 2.13). В пределах области влияния каждого геологического нарушения фиксируются визуально различимые спады значений видимой частоты. Изменения частотных характеристик при этом составляют до 40%. Локальные минимумы значений для нарушений: А – общая глубинная точка 19 по профилю (27 Гц), В – 12 (27 Гц), С – 27 (27 Гц), D –1 (25 Гц), Е – 20 (20 Гц), F– 24 (24 Гц).



Рис. 2.14. Характер изменения максимальной абсолютной амплитуды в пределах геофизических геофизических профилей: 1 (а), 2 (б), 3 (в), 4 (г), содержащих структурные нарушения

Амплитудные характеристики в пределах структурных нарушений A-F также контрастно снижаются (рис. 2.14). Максимальный уровень значений фиксируется в районе отметки 100000 в абсолютных значениях, минимальный - 4202. Локальные минимумы значений для нарушений: А – общая глубинная точка 33 по профилю (11564), В – 19 (11448), С – 30 (3867), D –1 (42047), Е – 20 (12559), F– 24 (4202 Гц). Очевидно, что характер изменений максимальной абсолютной амплитуды в пределах профиля 2 соответствует комплексному влиянию на них дизъюнктивов В и С.

Для отношения сигнал/шум по профилям 1-4 в пределах структурных нарушений наблюдается спад среднего уровня значений (рис. 2.15). Локальные минимумы значений для нарушений: А – общая глубинная точка 33 по профилю (1,49), В – 21 (1,42), С – 30 (1,33), D –3 (1,61), Е – 20 (12559), F– 29 (2,17 Гц).

80



Рис. 2.15. Характер изменения отношения сигнал/шум в пределах геофизических профилей: 1 (*a*), 2 (б), 3 (в), 4 (г), содержащих структурные нарушения

Таким образом, выполненный анализ сейсмических характеристик (максимальная абсолютная амплитуда, видимая частота сигнала, отношение сигнал/шум) показал, что наибольшей контрастности в пределах области влияния разрывных нарушений соответствуют: максимальная абсолютная амплитуда, видимая частота сигнала и отношение сигнал/шум [150,151].

Рассмотренные характеристики находятся в зависимости от исходной частоты и амплитуды волн и показывают различную степень изменения в области структурных нарушений. Максимальная абсолютная амплитуда в пределах дизъюнктивного нарушения изменяется в широком диапазоне 40-89% относительно среднего уровня, при этом влияние дизъюнктива в пределах линейного профиля определяется минимальными значениями. Наличие дизъюнктива выражается также снижением значений отношения сигнал/шум в области влияния нарушения на 45-67%. Видимая частота отраженной волны,

81

формирующей ось синфазности, характеризующую отражение от угольного пласта в зоне дизъюнктивного нарушения показывает снижение в пределах 24-45%. Таким образом, видимая частота, значения максимальной абсолютной амплитуды, отношение сигнал/шум - совокупность сейсмических параметров, подходящая для описания дизъюнктивного нарушения в углепородном массиве, с контрастными свойствами [151].

#### 2.4 Выводы

1. При выполнении сейсморазведочных измерений на участках горного отвода угольных шахт, ограниченных природными и техногенными факторами, необходимо следовать следующим принципам при регистрации упругих колебаний. Расстановку регистраторов, положение источников и шаг приема и возбуждения колебаний определять из расчета наличия максимально возможного в данных условиях количества физических наблюдений, отражающих оси синфазности, характеризующие горизонты залегания Руководствоваться угольных пластов. составом характеристиками И регулярных и нерегулярных помех, особенностями полевого сезона, погодными условиями. Недостаточную кратность регистрируемых данных по ОГТ компенсировать многократным накоплением сигнала.

2. Для регистрации сейсморазведочных данных с поверхностей шахтных полей в процессе оценки наличия структурных нарушений угольных пластов оправданным является чередование источников упругих колебаний разного типа и мощности в зависимости от особенностей изучаемого объекта, а также построение систем регистрацииразнокомпонентнымиприемниками. Наиболее рациональным решением для использования в качестве источника колебаний для изучения угольных месторождений является Геотон -12, который, при изменении эксплуатационных условий, допустимо заменить сейсморужьем или ручным молотом, ориентированным на возбуждение поперечных колебаний.

3. Видимая частота сигнала, значения максимальной абсолютной амплитуды, отношение сигнал/шум - совокупность сейсмических параметров, подходящая для описания дизъюнктивного нарушения с наличием зоны дробления.

На основании полученных выводов сформировано первое научное положение:

Применение оригинального подхода к регистрации отраженных волн, основанного на компенсации недостатка кратности сигнала (< 24) его

накоплением в условиях ограниченных участков поверхности горного отвода угольной шахты обеспечивает обнаружение дефектов структуры массива горных пород на основе регистрации изменений видимой частоты, максимального значения амплитуды и отношения сигнал/шум в диапазоне от 24 до 89%.

## ГЛАВА З. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕКИ ШАХТНЫХ ПОЛЕЙ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО АНАЛИЗА

### 3.1. Применение быстрого преобразования Фурье для верификации признаков определения дизъюнктивных нарушений на суммарных сейсмических разрезах

Как отмечено в Главе 1 необходимость оперирования внушительными массивами данных при динамическом анализе сейсморазведочной информации, ведет к увеличению объемов камеральных работ и, как следствие, снижению производительности. Все это обуславливает поиск подходов, обеспечивающих наиболее рациональные варианты анализа информации, с минимальными временными затратами, наиболее полно отвечающими условиям поставленной задачи. Для этого был изучен опыта применения нейронных сетей в различных областях, предполагающих исследование значительных упорядоченных и неупорядоченных массивов данных [152-160], в том числе сейсморазведочных [106, 161-165].

Отдельно были рассмотрены случаи применения нейросетевого анализа для регистрации структурных нарушений породных массивов [164-165]. Представленные способы не обеспечивают решение задачи оперативного прогнозирования дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве в действующих сложных природных И технологических условиях угледобывающих предприятий. В частности, описаный вариант применения нейронных сетей для выделения малоамплитудных тектонических нарушений по данным сейсморазведки в угленосных толщах [165], залегающих на глубинах 20-50 м требует для регистрации дизъюнктивов анализа 6 расчетных сейсмических атрибутов: мгновенная частота, «ширина спектра на уровне 0,7 максимума», мгновенная амплитуда, отношение энергии в полосе частот ко всей энергии в окне, видимый период, функция когерентности. Указанные атрибуты вычисляются для совокупности сейсмических разрезов малых удалений. Результатом применения нейросетевого анализа является расчет

отдельного атрибута, характеризующего наличие структурного нарушения. Очевидными сложностями применяемой методики являются: малая глубина исследования, значительный объем анализируемой выборки данных, необходимость расчета атрибутов. Кроме того, результат работы нейронной сети сводится к графическому отображению расчетной характеристики и последующей визуальной интерпретации области распространения структурного нарушения. Таким образом с учетом имеющегося успешного опыта применения нейронных сетей и наличия положительных результатов апробации используемых программных решений для нейросетевого анализа сейсморазведочных данных [161-165], а также объективной сложности использования известных подходов к регистрации дизъюнктивов в породном массиве, обеспечивающих оперативные результаты в сложных природных и технологических условиях действующих угледобывающих предприятий [164, 165], принято решение об использовании для определения положения пласта нейросетевого дизъюнктивного нарушения угольного анализа сейсморазведочных данных (рис. 3.1) [152-154, 166].



# Рис. 3.1. Схема применения нейронной сети для оценки параметров структурных нарушений угольного пласта

Анализ выполняется на основе следующей принципиальной схемы: на вход нейронной сети подается геофизическая информация в виде параметров сейсмического сигнала. Затем на основе подобранных в процессе обучения

86

синапсов формируется нейрон, который в результате использования определенной активационной функции, обеспечивает на выходе информацию о положении дизъюнктивного нарушения угольного пласта [152-154, 166, 167]:

$$\Phi = f(\sum_{i=1}^{n} \chi_{i_i} w_i), \qquad (3.1)$$

Где  $\chi_i$  – входной сигнал *i*-го нейрона (частота; амплитуда; отношение сигнал/шум);  $w_i$  – вес *i*-го нейрона; f – активационная логистическая функция.

Задача определения дизъюнктивного нарушения как процесса оценки геомеханических характеристик массива относится к категории разработки функциональных моделей. Поэтому выбран метод обучения «с учителем», включающий представление исходных данных (входных сигналов), и требуемых результатов интерпретации (выходных сигналов), подготовленных обработчиком. Для обучения сети была использована сейсмическая информация, полученная в ходе ранее выполненных исследований, по результатам которой отобраны данные с качеством, достаточным для структурной интерпретации [166, 167]. С учетом различий совокупности характеристик, используемых в нейросетевом анализе, необходимо выполнять их нормирование в интервалах (-1; 1), либо (0; 1). Пример нормирования данных представлен в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Исходные данные									
Координата, м	0	10	20	30	40	50			
<i>f</i> <sub>v</sub> , Гц	40,74	29,54	30,03	40,27	35,22	37,06			
A <sub>m</sub>	987070	1082904	598336	664608	727519	522207			
Нормированные данные									
Координата, м	0	10	20	30	40	50			
<i>f</i> <sub>v</sub> , Гц	0,33	0,18	0,19	0,32	0,26	0,28			
A <sub>m</sub>	0,91	1	0,52	0,59	0,65	0,45			

Фрагмент исходных данных, нормируемых в интервале (0;1)

Совокупность данных была разделена на 2 категории: 1 - сейсмограммы, зарегистрированные по профилям, вмещающим дизъюнктивное нарушение; 2 - сейсмограммы, зарегистрированные по профилям, не вмещающим дизъюнктивное нарушение. При обучении использованы два возможных значения выхода нейронной сети: «1» - наличие нарушения, «0» - отсутствие дизъюнктивного нарушения.

Этапы анализа характеристик, нормирования, объединения данных в выборку для подачи на вход нейронной сети выделяются значительными временными затратами выделяются. Таким образом, в рамках рационализации процесса камеральной обработки сейсмической информации был поставлен вопрос о целесообразности проведения полного комплекса действий по оценке параметров структурных нарушений для всего объема интерпретируемой информации. В связи с этим, рассмотрена возможность верификации признаков наличия дизъюнктивных нарушений на суммарных сейсмических профилям разрезах по различным с последующим сокращением анализируемой выборки данных.

Для этого был рассмотрен специализированный подход, используемый специалистами Института угля ФИЦ УУХ СО РАН в рамках разработки модели, описывающей образцы каменного угля, вмещающего систему трещин. Ее основной особенностью является изменение формы сигналов, для которых определяется спектральный состав, в зависимости от характера трещиноватости [168]. Здесь в качестве массива анализируемых данных рассматривается двумерное оцифрованное изображение поверхности исследуемого образца угля. Адаптируемая модель использует алгоритм быстрого преобразования Фурье [169-172]. В рамках реализации подхода выполняется предварительная обработка изображения [168, 172]

$$\forall u(x, y) \in U: \ s(x) = \sum_{y} u(x, y), \ s(y) = \sum_{x} u(x, y) \quad .$$
 (3.2)

При этом:

 $u(x,y) = \begin{cases} 1, если(x,y) - координаты точки, принадлежащей трещине; \\ 0, иначе. \end{cases}$ 

Тогда функции s(x) и s(y) могут быть интерпретированы как сигналы, форма которых зависит от структуры исследуемого массива, а плотности спектров [168, 172]:

$$S_x(f) = \int_{-\infty}^{\infty} s(x) e^{-ifx} dx, \qquad (3.3)$$

$$S_{y}(f) = \int_{-\infty}^{\infty} s(y)e^{-ify}dy \qquad (3.4)$$

определяют их спектральный состав.

Очевидно, что суммарный временной сейсмический разрез, характеризующий исследуемую область углепородного массива - двумерное изображение, построенное на основе зарегистрированной сейсмической информации, в которой распространение угольного пласта и возможного дизъюнктивного нарушения в координатах: «шаг по профилю» - «время распространения волны».

Спектральные методы на основе преобразования Фурье выделяются среди методов математического анализа сигналов, прежде всего. способностью к достоверной оценке связей между характером изменения сигналов и особенностями определяемых спектров их функций (Фурьеобразов) [168-172]. В описанном подходе целью применения быстрого графической картины преобразования Фурье является формирование характеризующей состояние исследованного спектральной плотности, углепородного массива. Выделенную задачу можно сравнить с практической задачей выделения пиков частот полезного синусоидального сигнала в череде доминирующих ШУМОВ. При этом вместо бинарного представления поверхности образца анализируется совокупность изменяющихся в широком диапазоне значений, динамических параметров сейсмического сигнала. Зона влияния дизъюнктивного нарушения, в данном случае, по влиянию схожа с трещиной, хотя и выражается не ростом значений к 1, а напротив проявляется на сейсмограмме снижением уровня значений видимой частоты,

максимальной абсолютной амплитуды и отношения сигнал/шум. Тем не менее, она может быть представлена как интервал, характеризующийся контрастными локальными изменениями сигнала, и должна проявляться изменениями в спектральном портрете углепородного массива.

При решении задачи относительно горизонта залегания исследуемого пласта и регистрации динамических характеристик в симметричном относительно него временном окне для оценки наличия нарушения достаточно использовать плотность спектра по горизонтали:

$$S_x(f) = \int_{-\infty}^{\infty} s(x) e^{-ifx} dx.$$
(3.5)

С учетом различного порядка регистрируемых значений видимой частоты, максимальной абсолютной амплитуды и отношения сигнал/шум для верификации наличия дизъюнктивных нарушений в углепородном массив принято их произведение:

$$\Lambda = f_v * A_m * s/n \tag{3.6}$$

При этом возникает вопрос целесообразности применения процедуры быстрого преобразования Фурье для полученного значения. В целом изменение произведения динамических характеристик сейсмического сигнала достаточно сложно оценивать как графики гармонических колебаний. Если взять полевую информацию, зарегистрированную в пределах углепородного массива, вмещающего дизъюнктивное нарушение (рис. 3.2), то в ненарушенной области значения будут сосредоточены в основном выше их среднего уровня, а в нарушенной, соответственно – ниже.

Более очевидно это проявлется, если среднее значение произведения динамических характеристик сейсмического сигнала принять за 0 (рис 3.3). В этом случае визуально, графики, характеризующие ненарушенный (3.3 *a*) и нарушенный участок массива (3.3  $\delta$ ) имеют схожесть с фрагментами гармонического ряда.



Рис. 3.2. Изменение произведения динамических характеристик сейсмического сигнала по профилю, иследовавшему участок углепородного массива, вмещающий дизъюнктивное нарушение



Рис. 3.3. Изменение произведения динамических параметров сейсмического сигнала относительно среднего значения, характеризующие: ненарушенный участок массива (*a*); нарушенный участок массива (*б*).

Для оценки возможности проявления различий в спектральном портрете ненарушенного нарушенного углепородного полученные И массива, псефдофрагменты ряда были последовательно повторены с кратностью 2 горизонтальной результате получены графики вдоль оси В чего квазигармонических колебаний (рис.3.4).

91



Рис. 3.4. Графики квазигармонических колебаний для: ненарушенного (*a*) –и нарушенного (б) массива

Известно, что сходимость ряда, сформированного из квазигармонических графиков, может определяться сходимостью его остатка. Таким образом, для ряда, составленного из значений произведения динамических характеристик сейсмического сигнала -  $\sum_{n=1}^{\infty} \Lambda_n$  сходимость определяется следующим признаком [173]:

$$\lim_{n \to \infty} \Lambda_n = 0 \tag{3.7}$$

Если для полученных графиков квазигармонических колебаний вычислить n-е частичные суммы ряда [173]:

$$\mathbf{s}_n^{\text{\tiny YACT}} = \Lambda_1 + \Lambda_2 + \Lambda_3 \dots \Lambda_n \tag{3.8}$$

То для ненарушенного массива получим значение 560225348, что в совокупности с характером графика говорит о превалировании положительных значений, ведущих при увеличении числа членов ряда лишь к дальнейшему возрастанию значения  $s_n^{\text{част}}$ , которое, соответственно не будет иметь конечного предела. Это означает, что ряд расходится.

В случае нарушенного массива n-ая частичная сумма ряда -479174663, что в данном случае свидетельствует о превалировании отрицательных значений и расходимости ряда. Принимая во внимание характер графика и учитывая отрицательное значение  $s_n^{част}$  можно предположить для отдельных случаев нарушенного массива возможность существования конечного предела частичной суммы ряда, а соответственно и сходимость ряда.

Принимая во внимания зафиксированные отличия для фрагментов ряда из значений динамических параметров сейсмического сигнала, характеризующего ненарушенный и нарушенный углепородные массивы можно предположить и отличия в их спектральных портретах. Таким образом, применение быстрого преобразования Фурье для верификации признаков определения дизьюнктивных нарушений на суммарных сейсмических разрезах является целесообразным.

С учетом вышеперечисленного была выполнена доработка специализированного подхода, использованного специалистами Института угля ФИЦ УУХ СО РАН в рамках разработки модели, описывающей образцы каменного угля, вмещающего систему трещин с использованием быстрого преобразования Фурье, для адаптации его к получению спектральных портретов углепородного массива, вмещающего дизъюнктивное нарушение.

Алгоритм получения графиков распределения значений спектральной плотности реализован в системе Matlab [168, 174]. К расчету принимается входной массив данных, представленный вектором матрицы значений произведения динамических характеристик сейсмического сигнала: видимая частота, максимум амплитуды, отношение сигнал/шум., зарегистрированных в пределах временного окна - Х<sub>АЛГ</sub> (в алгоритме обозначается как X). С учетом

принятой длины преобразования -  $n_{AЛ\Gamma}$  определяется результат определения БПФ вектора  $Y_{AЛ\Gamma}$  – (в алгоритме обозначается как Y). При длине вектора, определяемым числом общих глубинных точек, регистрируемых в пределах исследовательского профиля, с учетом того, что при длине вектора меньше значения  $n_{AЛ\Gamma}$  недостающие элементы заполняются нулями, значение  $n_{AЛ\Gamma}$  в алгоритме берется с превышением – 256 [174].

```
% % Закрыть все окна
clear, close all
% Ввод исходных данных===========
numData = xlsread('Data.xls');
% Вывод графика на экран========
Cer = numData(:,:);
     figure, plot(Cer)
% Расчет спектральной плотности====
Y = fft(Cer, 256);
Pyy = Y.*conj(Y)/256;
f = 1000 * (0:150) / 256;
% Вывод результатов===============
   figure, plot(f(1:25), Pyy(1:25))
title('Power spectral density X')
xlabel('Frequency (Hz)')
```

🗞 Конец процедуры быстрого преобразования Фурье

Рис. 3.5. Листинг алгоритма для формирования спектрального изображения углепородного массива на основе быстрого преобразования Фурье в системе

### Matlab

Результатом применения специализированного подхода является график спектральной плотности сигнала. Очевидно, что наличие дизъюнктивного нарушения в массиве должно выражаться характерными изменениями спектральной плотности  $S_{x}(f)$ . На рисунке 3.5 представлены сейсмической информации по анализа отрезкам результаты двух

исследовательских профилей с дизьюнктивным нарушением и без него. При этом присутствие на сейсмограмме изменений, связанных с наличием дизьюнктивного нарушения после быстрого преобразования Фурье, выражается визуально различимым локальным максимумом спектральной плотности в интервале 10-70 Гц (рис. 3.6, а). Если разрывное нарушение отсутствует, то локальный максимум не фиксируется, либо выражен незначительно (рис. 3.6, б) [167].



Рис. 3.6. Графический результат применения алгоритма на основе быстрого преобразования Фурье при наличии (*a*) и отсутствии (*б*) дизьюнктивного нарушения

Исходя из того, что данная зависимость визуально определяется исключительно уровнем значений спектральной плотности, в качестве критерия определения наличия или отсутствия дизъюнктивного для нарушения В массиве сейсмических данных, составляющих область суммарного временного сейсмического разреза, описывающую горизонт залегания угольного пласта было принято отношение максимального значения спектральной плотности на графике к значению локального максимума спектральной плотности, проявляющегося в интервале 10-70 Гц. Данному отношению было присвоено обозначение Ј. Для анализа изменения параметра *J* были использованы результаты исследований по определению гипсометрии угольных пластов методом сейсмической разведки ОГТ с поверхности горных отводов различных угледобывающих предприятий (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Определение наличия или отсутствия дизъюнктивного нарушения в массиве

№ исследования	Значение параметра J	Наличие нарушения	
1	11,40	+	
2	7,43	+	
3	18,25	-	
4	8,25	+	
5	20,00	-	
6	35,14	-	
7	11,36	+	
8	22,50	-	
9	12,43	+	
10	16,79	-	
11	25,32	-	
12	7,65	+	
13	25,32	-	
14	8,60	+	
15	45,28	-	
16	44,67	-	

сейсмических данных на основе изменения параметра J

В соответствии с табл. 3.2, основным критерием оценки являлся итоговый результат выполнения сейсморазведочного исследования, выражающийся отсутствием или наличием в исследованном углепородном массиве дизьюнктивного нарушения. С учетом выбранного критерия построен график распределения параметра *J* для 16 исследований по методу ОГТ (рис. 3.7).

Далее отношению максимального значения спектральной плотности на графике к значению локального максимума спектральной плотности, проявляющегося в интервале 10-70 Гц для исследований, показавших отсутствие нарушения, был присвоен красный цвет, для исследований, показавших наличие нарушения – синий (рис. 3.8). В результате разделения наблюдается концентрация значений параметра *J* для исследований

показавших отсутствие нарушений в верхней области графика, наличие – в нижней.



Рис. 3.7. График распределения параметра Ј для 16 сейсморазведочных

исследований по методу ОГТ



Рис. 3.8– График распределения параметра *J* для 16 сейсморазведочных исследований по методу ОГТ с градацией по результатам интерпретации: красный цвет – отсутствие нарушения, синий цвет - наличие нарушения

С целью численной оценки граничного уровня параметра *J*, определяющего наличие либо отсутствие дизьюнктивного нарушения из массива данных принята выборка наиболее близких к противоположным критериальным значениям, составившая 25%. Для сформированной выборки определено среднее значение параметра *J* – 14,72. Соответственно, если

параметр J < 14,72, то нарушение в массиве присутствует, если J > 14,72 -отсутствует (рис. 3.9).



Рис. 3.9. График распределения параметра *J* для 16 сейсморазведочных исследований по методу ОГТ относительно граничного значения

Таким образом, по результатам анализа Фурье-спектров массива данных, зарегистрированных в ходе полевых сейсморазведочных измерений установлено, что отношение максимального значения спектральной плотности на графике к значению локального максимума спектральной плотности, проявляющегося в интервале 10-70 Гц отражает наличие или отсутствие признаков дизъюнктивного нарушения для совокупности сейсмических данных, составляющих область суммарного временного сейсмического разреза, описывающую горизонт залегания угольного пласта: при превышении значения 14,72 нарушение отсутствует, в обратном случае можно говорить об его наличии.

## 3.2. Разработка нейросетевой модели, характеризующей углепородный массив, вмещающий дизъюнктивное нарушение

В целом архитектура И используемый алгоритм обучения обуславливают особенности функционирования нейронной сети. В рамках разработки нейросетевой модели, характеризующей углепородный массив, вмещающий дизьюнктивное нарушение в пакете NNTools системы Matlab выполнено эмпирическое тестирование работы следующих нейронных сетей: персептрон (Perceptron), обучаемая сеть с линейным слоем (Linear layer (train), сеть распространением сигнала и обратным нейронная с прямым распространением ошибки (Feed-forward backprop), каскадная сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки (Cascadeforward backprop) [175]. Для тестирования были приняты базовые параметры сетей, предлагаемых программой по умолчанию. Обучение нейронных сетей осуществлялось на основе алгоритма Левенберга-Марквардта (trainlm), обеспечивающего оперативность вычислений при использовани высокопроизводительных вычислительных машин [175].

В ходе прогнозирования параметров дизъюнктивного нарушения (рис 3.10) все 4 типа тестируемых нейронных сетей показали возрастание выхода в области распространения дизъюнктивных нарушений №1 и №2. При этом, обучаемая сеть с линейным слоем показала значительное колебание значений выхода в пределах профиля и их возрастание в интервале 100-225 м, что в совокупности не обеспечивает достоверного выделения нарушения (рис 3.10) a). Персептрон, помимо явного возрастания значений В области распространения дизъюнктивного нарушения, определил еще 3 подобных участка в областях с его отсутствием (рис 3.10 б). Результаты наиболее близкие к целевым показали многослойные нейронные сети: нейронная сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки и прямым распространением сигнала обратным каскадная сеть с И распространением ошибки (рис 3.10 в- 3.10 г). Причем сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки ошибочно определила один участок как область, вмещающую дизъюнктивное нарушение.



Рис. 3.10. Графический анализ соответствия результатов аппроксимации данным структурной интерпретации в рабочем окне программного комплекса MatLab: обучаемой сети с линейным слоем (*a*); персептрона (*б*); сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки (*в*); каскадной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением сигнала и обратным

Характеристики оцениваемых нейросетевых моделей, характеризующих углепородный массив, включающий

№ модели	Тип сети	Количество слоев	Обучающая функция	Активационная функция	Значение среднеквадратической ошибки
1	Каскадная сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки	2	алгоритм Левенберга - Марквардта	Линейная	0.25
2	Каскадная сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки	2	алгоритм Левенберга - Марквардта	Логистическая сигмоида	0,2
3	Каскадная сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки	2	алгоритм Левенберга - Марквардта алгоритм Левенберга - Марквардта	Гиперболический тангенс	0.22
4	Сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки	2	алгоритм Левенберга - Марквардта	Линейная	0.27
5	Сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки	2	алгоритм Левенберга - Марквардта	Логистическая сигмоида	0.27
6	Сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки	2	алгоритм Левенберга - Марквардта	Гиперболический тангенс	0.26

дизъюнктивное нарушение [175]

Последующая разработка модели выполнена на основе изменения архитектуры и параметров выделенных типов многослойных нейронных сетей. При этом учитывалось, что чрезмерное усложнение архитектуры может вызвать адаптацию функционирования нейронной сети под особенности В обучающей выборке данных, представляемых (так называемое переобучение). В связи с чем модели формировались на основе нейронных сетей с двумя слоями. Процесс моделирования при постоянном количестве слоев и алгоритме обучения предполагал изменение типа нейронной сети и активационной функции. При этом, в рамках определения архитектуры нейронной сети был принят наиболее распространенный на практике вариант Соответственно, однородная сеть. использовалась одинаковая активационная функция для каждого слоя [153, 154, 157].

В последующего эмпирическое рамках тестирования оценена работоспособность 6 нейросетевых моделей структурного массива, вмещающего дизъюнктивное нарушение (табл. 3.3). В качестве основного показателя корректности работы использовано ИХ значение среднеквадратической ошибки. Среди отмеченных моделей наименьшим среднеквадратической ошибки значением характеризуется каскадная нейронная сеть прямым распространением обратным с сигнала И распространением ошибки.

Таким образом, по результатам эмпирического тестирования разработана модель, характеризующая углепородный массив, вмещающий дизъюнктивное нарушение, на основе двухслойной каскадной нейронной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки с функцией активации - логистическая сигмоида, обученной с использованием алгоритма Левенберга - Марквардта.

Для реализации процедуры нейросетевого анализа сейсмических данных из набора ToolBoox среды MatLab использован инструмент NNtools [175]. На рис. 3.11 представлена каскадная сеть с прямым распространением

сигнала и обратным распространением ошибки, которая использовалась в вычислительных экспериментах [167, 176].



Рис. 3.11. Принципиальная модель функционирования нейронной сети после добавления двух скрытых слоев [176]

Функционирование нейронной сети опробовано на основе подачи на ее вход массивов данных по ранее использованным в процессе обучения профилям 1-4, зарегистрированных в пределах горного отвода действующей угольной шахты, расположенной на территории Липовецкого месторождения каменного угля. Сейсмограммы, характеризующие качество исходных полевых данных, представлены в Приложении Б.

Результаты расчетов, выполненных в среде MatLab с применением каскадной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки, показывают наличие на каждом графике всплесков, приближающихся по значениям к уровню, отвечающему значению выхода нейронной сети «1» - наличие структурного нарушения (рис. 3.12).



Рис. 3.12. Результаты работы каскадной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки в рабочем окне программного комплекса MatLab: профиль 1 (*a*); профиль 2 (*б*); профиль 3 (*в*); профиль 4 (*г*)

Сопоставление расчетных данных с результатами визуального анализа сейсмической информации (рис. 3.13) показало, что максимумы значений для событий, зарегистрированных по профилям 1-4 в результате работы нейронной сети, попадают в ранее определенные интервалы влияния дизъюнктивных нарушений 1-4. Локальные максимумы значений выхода нейронной сети регистрируются для дизъюнктивов: А – общая глубинная точка по профилю - 34, значение 0,89, В – 19 (0,92), С – 27 (0,91), D –1 (0,83), Е – 19 (0,57), F– 26 (0,94). По шкале от 0 до 1 уровень каждого из расчетных максимальных значений ближе к 1, зафиксированный максимум -0,94,

104

минимум 0,57. Остальные события в соответствии с их значениями можно отнести к значениям выхода нейронной сети «0» - отсутствие дизъюнктива [165, 166].



Рис. 3.13. Сопоставление расчетных данных с результатами визуального анализа сейсмической информации: профиль 1 (*a*); профиль 2 (б); профиль 3 (в); профиль 4 (г)

На основе разработанного подхода с целью его опробования для определения горно-геологических условий залегания угольных пластов был сформирован массив исходных данных, не вошедших в обучающую выборку и характеризующий состояние углепородного массива в соседнем с ранее исследованным профилями 1-4 выемочном блоке действующей угольной шахты, расположенной на территории Липовецкого месторождения каменного угля (Приложение В).

На интерпретированном методами структурной интерпретации суммарном временном разрезе по общей глубинной точке, зарегистрированном в рамках исследовательских работ по профилю 5, выделены основные геологические объекты (рис. 3.14): горизонт, вмещающий изучаемый угольный пласт (желтая линия) и сместители структурных

нарушений  $\alpha$  и  $\beta$  (красные штриховые линии). Нарушение  $\alpha$  зафиксировано на отметке 225 м по исследовательской линии, нарушение  $\beta$  на отметке 360 м.



Рис. 3.14. Временной сейсмически разрез по профилю 5

Вдоль отмеченного горизонта залегания исследуемого угольного пласта в симметричном временном окне шириной 20 мс были зафиксированы значения видимой частоты, максимальной абсолютной амплитуды, отношения сигнал/шум. На основе их нормированных представлений сформирована аналитическая выборка для обеспечения функционирования нейронной сети.

После применения каскадной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки получен график распределения расчетных значений в пределах интервала значений выхода нейронной сети: «1» – наличие дизъюнктивного нарушения и «0» – отсутствие дизъюнктивного нарушения и «о» стсутствие дизъюнктивного нарушения с профиля зафиксированы два события с максимальным уровнем значений близким к «1».



Рис. 3.15. Результат расчета нейронной сети по геофизическому профилю 5, представленный в рабочем окне программного комплекса MatLab

Данным, отсортированным по номерам распределенных в пределах профиля общих глубинных точек, присвоены их реальные координаты в пределах исследовательского профиля. Затем выполнено сопоставление расчетных данных с результатами стандартной интерпретации, выполненной геофизиком (рис. 3.16). Сравнение показало, что расчетный максимум значений для события, характеризующего структурное нарушение  $\alpha$ , определен в точке с координатой 210 м по профилю, для события, характеризующего структурное нарушение  $\beta$  - в точке 355 м. Максимальные значения выхода нейронной сети составили 0,82 в первом случае и 0,97 во втором. Их уровень максимально близок к значению выхода нейронной сети «1», что также позволяет классифицировать объекты  $\alpha$  и  $\beta$  как дизъюнктивы. Расхождение координат зарегистрированного нарушения угольного пласта  $\alpha$  с использованием нейросетевого анализа с результатами стандартной интерпретации составило 15 м, для  $\beta$  – 5 м.



Рис. 3.16. Сопоставление расчетных данных с результатами интерпретации сейсмической информации по профилю 5

С учетом протяженности областей возрастания выхода нейронной сети в пределах объектов  $\alpha$  и  $\beta$ , из условий (2.24-2.25) можно спрогнозировать нормальную амплитуду смещения блоков, зарегистрированных дизъюнктивов:

$$R_{\rm H} = \frac{B_{mp}}{12},$$

$$R_{\rm H\alpha} = \frac{235 - 190}{12} = 3,75 \text{ M},$$

$$R_{\rm H\beta} = \frac{390 - 290}{12} = 8,33 \text{ M}.$$
(3.9)

Расчетная амплитуда, определенная по результатам стандартной интерпретации, составила для *α* – 4 м, для *β* – 9 м.

С учетом подтвержденной возможности определения амплитуды дизъюнктивного нарушения на основе анализа динамических характеристик сейсмических данных была выполнена оценка погрешности расчетных данных по отношению к стандартной методике расчета, основанной на отношении (2.29). Результаты оценки погрешности представлены в таблице 3.1.
Оценка погрешности расчетных данных по отношению к результатам

Nº	Тип нарушени я	Амплитуда, определенная на основе структурной интерпретаци и, м	Амплитуда, определенна я методом нейросетевог о анализа, м	Отношени е	Погрешност ь
1	горст	4	3.75	1.07	7%
2	горст	9	8.33	1.08	8%
3	сброс	3.5	3.75	0.93	7%
4	сброс	4	4.17	0.96	4%
5	надвиг	2.5	2.5	1	0%
6	сброс	2	2.08	0.96	4%
8	надвиг	3	2.92	1.03	3%

структурной интерпретации

Из таблицы видно, что в целом амплитуды, определенные на основе структурной интерпретации и нейросетевого анализа данных имеют близкие значения. Погрешность расчетных данных относительно, результатов стандартной интерпретации не превышает 8%.

## 3.3. Теоретическое обоснование способа идентификации структурных нарушений с использованием нейросетевого анализа данных полевых сейсмических измерений

На основе представленных в работе решений для повышения эффективности регистрации структурных нарушений угольных пластов на основе данных сейсмоакустических измерений был разработан метод прогноза дизъюнктивных нарушений. Разработанный метод заключается в применении сейсмической разведки ОГТ с поверхности, условия в пределах которой, не обеспечивают требуемую кратность наблюдений, для определения положения и амплитуды дизъюнктивов на основе нейросетевого анализа данных и быстрого преобразования Фурье качественных характеристик регистрируемого сигнала.

Метод регламентирует порядок выполнения полевых сейсмических измерений, а также камеральной обработки зарегистрированных данных. Подход основан на регистрации динамических характеристик сейсмического сигнала с поверхности горного отвода с использованием комплекса оборудования инженерной И нефтегазовой сейсморазведки для И последующим их анализом на основе быстрого преобразования Фурье и каскадной нейронной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки для верификации наличия структурного нарушения и определения его положения и амплитуды. Основным отличием разработанного метода является ориентированность процесса получения полевых данных для определения параметров дизъюнктивного нарушения непосредственно на регистрацию динамических характеристик сигнала и их интерпретация использованием средств нейросетевого с анализа, применяемого по результатам оценки спектральных портретов исследуемого участка углепородного массива. Принципиально разработанный метод можно представить в виде следующего базового алгоритма (рис3.17-3.18).



Рис. 3.17. Алгоритм прогнозирования дизъюнктивных нарушений угольных пластов. Блок 1. Регистрация сейсмической информации



Рис. 3.18. Алгоритм прогнозирования дизъюнктивных нарушений угольных пластов. Блок 2. Обработка данных

Для реализации разработанного алгоритма был сформирован листинг, регламентирующий последовательность представленных в нем действий:

# Алг РЕГИСТРАЦИЯ СТРУКТУРНЫХ НАРУШЕНИЙ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

<u>ДАНО</u> | расчетные параметры полевой схемы сейсмических наблюдений.

<u>НАЙТИ</u> координаты дизъюнктивного нарушения исследуемого угольного пласта.

НΑЧ

#### Блок 1. Регистрация сейсмической информации.

ВВОД параметры полевой схемы сейсмических наблюдений.

Выполнить регистрацию тестовых сейсмических данных на основе схемы с расчетными параметрами.

А: Оценить качество тестовых данных. ЕСЛИ качество тестовых данных обеспечивает выделение отраженных волн с целевых временных горизонтов, то переход к метке D. ИНАЧЕ перейти к метке B.

В: Оценить возможность повышения качества регистрируемой информации на основе корректировки программных настроек регистрирующей системы. ЕСЛИ существует возможность повышения качества регистрируемой информации на основе корректировки программных настроек регистрирующей системы, ТО перейти к метке С. ИНАЧЕ далее.

Оценить возможность повышения качества регистрируемой информации на основе корректировки параметров применения системы возбуждения колебаний. ЕСЛИ существует возможность повышения качества регистрируемой информации на основе корректировки параметров применения системы возбуждения колебаний, ТО перейти к метке С. ИНАЧЕ далее.

Оценить возможность повышения качества регистрируемой информации на основе корректировки параметров размещения модулей регистрации колебаний. ЕСЛИ существует возможность повышения качества регистрируемой информации на основе корректировки параметров размещения модулей регистрации колебаний, ТО перейти к метке С. Иначе перейти к метке D.

С: Выполнить корректировку параметров схемы регистрации сейсмических данных.

Осуществить регистрацию тестовых сейсмических данных на основе схемы регистрации со скорректированными параметрами для получения

Перейти к метке А.

*D: Регистрация массива исходных полевых данных. ВЫВОД Массив исходных сейсмических данных.* 

#### Блок 2. Обработка данных

ВВОД Массив зарегистрированных сейсмических данных Выполнить анализ исходных полевых сейсмограмм Оценить частотный интервал целевого сигнала. Выполнить предварительную фильтрацию данных Рассчитать временные интервалы залегания целевых горизонтов

Оценить качество исходных данных. ЕСЛИ качество исходных данных обеспечивает уверенное выделение осей синфазности, характеризующих отражение от целевых временных горизонтов, ТО перейти к метке Е. ИНАЧЕ перейти к метке F.

*Е:* Выполнить структурную интерпретацию массива сейсмических данных с использованием стандартных методов.

КОН

*F: Провести суммирование сейсмических данных* 

Выполнить окончательную фильтрацию данных.

Выполнить регистрацию динамических параметров сейсмического сигнала в пределах соответствующего расчетным данным временного горизонта.

## Блок 2.1: Применение процедуры быстрого преобразования Фурье для оценки вероятности наличия нарушения.

Осуществить ввод исходных данных.

Произвести расчет на основе быстрого преобразования Фурье-.

Выполнить анализ результатов расчета. ЕСЛИ расчет подтверждает наличие признаков вероятности дизъюнктивного нарушения массива, ТО перейти к метке G. Иначе КОН.

#### Блок 2.2. Нейросетевой анализ данных

G: Осуществить ввод массива данных.

Применить нейронную сеть.

Выполнить анализ результатов применения нейронной сети.

Определить параметры дизъюнктивного нарушения в пределах сейсмического слоя, вмещающего угольный пласт.

КОН

С учетом представленных алгоритмических решений был разработан метод прогнозирования дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных

Рабочий процесс осуществления прогноза дизьюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных включает два основных этапа:

Полевой этап.

– Этап камеральной обработки данных.

При этом рабочий процесс выполняется в следующем порядке:

1. Определение на плане горных работ участка для установки регистрирующего комплекса и определение его рабочих параметров с учетом горно-геологических данных.

2. Размещение сейсмокос на поверхности горного отвода в соответствии с принципиальной схемой проведения эксперимента.

3. Расстановка геофонов по профилю.

4. Подключение элементов к регистрирующему комплексу и подача питания.

5. Инициация сейсмического сигнала источниками колебаний.

6. Регистрация сейсмического сигнала.

7. Камеральная обработка данных.

8. Оформление результатов измерений.

Для выполнения работ по осуществлению прогноза дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных требуется следующий состав персонала:

- Лицо, осуществляющее общее руководство научно-техническими работами. Образование – высшее техническое, наличие ученой степени. Численность – 1 человек.

- Научные сотрудники, осуществляющие камеральную обработку данных. Образование – высшее техническое, профильное. Численность – 1 человек.

- Сотрудники, осуществляющие комплекс полевых работ и контроль за выполнением геофизических исследований. Образование – высшее техническое. Численность – 5 человек. Наличие спецодежды и СИЗ. Допуск по ТБ.

Инженеры, ответственные за состояние технических средств,
 приведенных в методике. Образование – высшее техническое, профильное.
 Численность – 2 человека. Наличие спецодежды и СИЗ. Допуск по ТБ.

#### Регистрация полевых сейсмических данных

Для осуществления непосредственно прогноза дизьюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа требуется получить массив исходных данных, регистрируемых в процессе сейсмопрофилирования с поверхности горного отвода.

Перед проведением сейсмической разведки ОГТ выполняется оценка особенностей поставленной перед исследованием задачи, с учетом которой

выбирается размер целевой области регистрации по горизонтали  $X_{Per}$ . На основе анализа горно-геологической информации о залегании обследуемого угольного пласта определяется предполагаемая глубина залегания искомого горизонта  $h_r$ . Принимая во внимание, что условия на поверхности горных отводов угледобывающих предприятий могут в значительной мере влиять на характер фиксируемой информации, они учитываются при определении параметров технологических схем регистрации сейсморазведочных данных. При определении параметров регистрирующей системы необходимо руководствоваться следующими основными рекомендациями:

 Обеспечить условия удаленности профиля и отдельных групп сейсмоприемников сейсмического сигнала от источников технических шумов.

– Соблюдать требования по размещению сейсмоприемников сигнала в ненарушенных и неподработанных породах.

В соответствии с разделом 4 настоящих рекомендаций, возможны 3 основных типа условий:

– Регистрация данных по методу ОГТ возможна. Протяженность участка поверхности с нормальными эксплуатационными условиями обеспечивает требуемую кратность наблюдений по общей глубинной точке без каких-либо дополнительных действий (1 комплекс условий).

– Регистрация данных по методу ОГТ возможна. Протяженность участка поверхности с нормальными эксплуатационными условиями не обеспечивает требуемую кратность наблюдений по общей глубинной точке. Для фиксирования целевой информации непосредственно регистрацию частично или полностью необходимо проводить на участке поверхности, содержащей объект, осложняющий проведение измерений (2 комплекс условий).

Прямая регистрация данных в пределах выбранного участка горного отвода невозможна (3 комплекс условий).

В рамках определения типа условий в пределах выбранного участка сейсмических измерений *X* оценивается протяженность области поверхности

с нормальными эксплуатационными условиями  $X_{\rm H}$  и протяженность области поверхности, содержащей объекты, которые осложняют выполнение измерений  $X_{\rm OF}$ . Далее выполняется оценка технологических возможностей имеющегося оборудования для возбуждения и регистрации сейсмических колебаний.

С учетом максимального совокупного числа измерительных каналов сейсморегистрирующего оборудования определяется количество регистрирующих каналов системы -  $n_{\text{к.р.}}$ .

В соответствии со значением количества регистрирующих каналов системы, предполагаемой глубиной зондирования выбирается минимально возможный шаг приема колебаний  $\Delta X_{\Pi K}$ . Проводится расчет протяженности базы приема:

$$L = n_{\text{K,p.}} \cdot \Delta X_{\Pi \text{K}} - 1 \tag{3.10}$$

С учетом протяженности области поверхности с нормальными эксплуатационными условиями и обеспечения максимальной кратности на основе условия (2.3):  $\Delta X_{\Pi B} = d\Delta X_{\Pi K}$  определяется шаг возбуждения колебаний  $\Delta X_{\Pi B}$ .

После этого выполняется регистрация тестовых сейсмических данных с использованием измерительной схемы с расчетными параметрами. Непосредственно перед исследованием, на основании горно-геологических данных, в границах горного отвода размечаются площадки, с которых, в дальнейшем, осуществляется регистрация упругих колебаний. Для доставки основного и вспомогательного оборудования должен быть обеспечен доступ транспорта к геофизическим профилям.

Привязка к местности и расположение геофизического профиля на горном отводе осуществляется на основании геологических и горнотехнических особенностей изучаемого участка.

Фиксация данных выполняется совокупностью распределенных по геофизическому профилю сейсмоприемников, характеризующих изменение параметров сейсмических волн. Размещение сейсморегистрирующего комплекса, размотка и подключение сейсмокос, инсталляция на поверхности сейсмоприемников упругих волн осуществляется на основании существующего руководства по эксплуатации в соответствии с расположением геофизических пикетов.

Общие параметры измерения, настраиваемые для измерительной аппаратуры, а также шаг приема и возбуждения колебаний определяется в соответствии с особенностями исследуемого объекта и решаемой задачи.

В зависимости от геометрических параметров и положения изучаемого участка углепородного массива применяются электромагнитный источник колебаний «Геотон», импульсный колебаний источник упругих «Сейсморужье» или механический источник колебаний. При работе с источниками колебаний необходимо требованиям строго следовать безопасности, установленным в руководстве по эксплуатации.

При возбуждении колебаний электромагнитным источником сейсмических волн «Геотон» транспортировка по линиям возбуждения при проведении сейсморазведочных работ осуществляется автотранспортом. Выбор автотранспорта осуществляется с учетом веса модулей системы «Геотон» и эксплуатационных характеристик исследуемого участка.

Возбуждение колебаний источником упругих колебаний «Сейсморужье» предполагает наличие эксплуатационных скважин. Сейсморазведочные скважины глубиной 350-1000 м и номинальным диаметром 60 мм бурятся с минимально возможным удалением от места установки геофонов. Для усиления сигнала возможна укупорка скважины водой или песком.

При возбуждении колебаний механическим источником направление разнонаправленных ударов по корпусу источника определяется исходя из ориентированности сейсмоприемников горизонтальных колебаний относительно линии профиля.

Регистрация сигнала происходит при срабатывании системы отметки момента. Сейсмический сигнал регистрируется измерительной системой.

119

По результатам анализа тестовых сейсмограмм определяется возможность регистрации данных с целевого горизонта, кажущаяся скорость волны-помехи  $V_{\kappa n}$ . Также определяются пластовые скорость в породных слоях, предшествующих целевому горизонту  $V_i$  на основе которых с использованием геологической информации (глубина точки, до которой определяется скорость -  $h_n$ ; мощность конкретного слоя -  $m_i$ ; количество слоев -  $n_{cn}$ ) рассчитывается средняя скорость его достижения (2.7):

$$V_{cp} = \frac{h_n}{t_{en}} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{\sum_{i=1}^n m_i/V_i}$$

После этого с учетом глубины залегания искомого горизонта  $h_r$  рассчитывается вынос для устранения помех (2.6):

$$r = \frac{2h_{\rm r}}{\sqrt{(V_{cp}/V_{\kappa n})^2 - 1}}$$

Тип эксплуатационных условий на поверхности горного отвода угледобывающего предприятия определяется отношением протяженности области поверхности с нормальными эксплуатационными условиями  $X_{\rm H}$  к сумме размера целевой области регистрации по горизонтали  $X_{\rm Per}$  и произведения требуемого значения кратности N и шага возбуждения колебаний  $\Delta X_{IIB}$ . Таким образом:

– 1-й тип условий фиксируется в случае  $X_{\rm H} ≥ X_{\rm Per} + N\Delta X_{\Pi B}$ ;

– 2-й тип условий фиксируется, если протяженность области поверхности с нормальными эксплуатационными условиями асимптотически приближается к  $X_{\rm H} = X_{\rm Per} + N\Delta X_{\rm \Pi B}$ .

3-й тип условий фиксируется в прочих случаях.

При наличии на поверхности горного отвода 3-го типа условий измерения либо не проводятся совсем, либо предпринимаются мероприятия для обеспечения 2-го типа условий (расчистка поверхности, осушение водоемов, прохождение просек). При наличии на поверхности горного отвода 1-го типа условий рекомендуется выполнять измерения по стандартным схемам, применяемым для выполнения сейсморазведки МОГТ, направленным на выделение и структурную интерпретацию кинематических параметров сигнала. В отдельных случаях, вызванных недостаточными возможностями используемого оборудования или ограничениями по времени проведения полевого этапа возможно выполнение действий, соответствующих наличию 2-го типа условий.

Для второго типа условий возможность регистрации целевой информации определяется условиями (2.16) и (2.17):

$$X_{\Pi K_1} = X_{\Pi B_1} + r \; .$$

Соответственно значение длины базы приема должно асимптотически приближаться к:

$$L = X_{\rm Per} + N\Delta X_{\Pi B} ,$$

при  $L_{\text{мин}} \geq X_{\text{Per}}$ .

С учетом условия обеспечения требуемой кратности (2.8):

$$X_H \ge X_{\text{Per}} + N\Delta X_{\Pi B}.$$

Из условия выделения искомого горизонта определяется координата первой точки возбуждения колебаний для регистрации в нем информативных данных с горизонта, соответствующего глубине залегания пласта:

$$\Delta X_{\Pi B_1} = \Delta X_{\Pi K_1} - r. \tag{3.11}$$

Координата последней информативной точки, регистрируемой последним пикетом приема колебаний измерительной системы, определяется выражением:

$$\Delta X_{\Pi B_{\text{end}}} = \Delta X_{\Pi K_{\text{end}}} - r. \qquad (3.12)$$

Далее из выражения (2.2) определяется получившаяся кратность системы наблюдения:

$$N = \frac{L}{\Delta X_{\Pi B}} = \frac{n_{\text{K}.\text{p}} \Delta X_{\Pi K}}{\Delta X_{\Pi B}}.$$

Достижение целевого значения качества данных, снизившегося в результате потери кратности, при постоянных прочих значениях обеспечивается из условия (2.22):

$$\boldsymbol{\vartheta} = n_{\text{п.г.}} c^2 g \frac{N}{b} n_{\text{р.из.}},$$

$$n_{\Pi}c^2g_1^2rac{N_1}{b}n_{\mathrm{p.из}} = n_{\Pi}c^2g_2^2rac{N_2}{b}n_{\mathrm{p.из}},$$
 $g_1^2N_1 = g_2^2N_2.$ 

На основании чего выполняется расчет требуемого количества накоплений сигнала для каждого пункта возбуждений:

$$g_2 = \sqrt{\frac{g_1^2 N_1}{N_2}} \,. \tag{3.13}$$

Далее требуется выполнить повторную тестовую регистрацию. Затем необходимо оценить возможность повышения качества регистрируемой информации для конкретной системы возбуждения/регистрации данных с возможностями путем корректировки имеющимися технологическими программных настроек регистрирующей системы, параметров применения колебаний, системы возбуждения параметров размещения модулей колебаний. При наличии перечисленных регистрации возможностей осуществить корректировку параметров схемы регистрации сейсмических После корректировки параметров данных. системы оператор сейсморегистрирующего комплекса отчитывается о готовности к регистрации данных оператору источника колебаний. Далее выполняется регистрация исходных сейсмических данных. Возбуждение и регистрация сигнала осуществляется соответствии В с установленным шагом возбуждения/регистрации. Измерения сопровождаются отметками в полевом журнале регистрации полевых сейсмических данных.

Зарегистрированные данные сохраняются в цифровом формате SEG-Y, проводится их первичный анализ. Затем данные перемещают на внешний носитель для дальнейшей обработки и анализа.

По окончанию измерений измерительный комплекс демонтируется членами полевой партии. Оборудование отправляется на места его хранения для проведения технического обслуживания и подготовки к последующим исследованиям силами инженеров, ответственных за состояние технических средств.

#### Камеральная обработка данных сейсморазведки

На начальном этапе камеральной обработки сейсмических данных для осуществления прогноза дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа необходимо оценить зарегистрированные сейсмограммы, выполнить измерение кажущихся скоростей распространения сейсмических волн. По результатам оценки кажущихся скоростей и геологической информации на основе зависимости коэффициента отражения плотностных скоростных параметров выполнить построение ОТ И теоретических («синтетических») сейсмограмм, характеризующих отражающие слои исследуемого углепородного массива.

После этого требуется выполнить стандартные процедуры камеральной обработки сейсмического сигнала:

- исключение некондиционных данных;
- применение пропускающего фильтра;
- суммирование трасс по общей глубиной точке.

Допустимо выполнение иных процедур обработки, либо исключение представленных в алгоритме, не ведущих к ухудшению качества данных, на усмотрение лица, осуществляющего обработку и/или интерпретацию данных.

По результатам суммирования данных строится временной сейсмический разрез по сейсмическому профилю, который сопоставляется с теоретическим суммарным сейсмическим разрезом. На основе сопоставления выделяется горизонт отражения от кровли угольного пласта, вдоль которого в симметричном временном окне выполняется регистрация динамических параметров сигнала: максимальная абсолютная амплитуда -  $A_m$ , видимая частота сигнала -  $f_v$ , отношение сигнал/шум - s/n.

После этого выполняется оценка вероятности наличия нарушения в исследуемом массиве. Для этого для определяется произведение зарегистрированных значений максимальной абсолютной амплитуды -  $A_m$ , видимой частоты сигнала -  $f_v$ , отношения сигнал/шум - s/n. Для полученного

вектора матрицы произведений формируется график изменения спектральной плотности на основе отношения (3.5):

$$S_x(f) = \int_{-\infty}^{\infty} s(x) e^{-ifx} dx$$

Наиболее оптимальным вариантом для формирования графика спектральной плотности является подход, разработанный сотрудниками ФГБУН «Институт угля ФИЦ УУХ СО РАН» на основе специализированного алгоритма, реализованного в среде MatLab. Допускается применение иных технических решений, обеспечивающих требуемый результат.

Из полученного графика спектральной плотности принимаются 2 значения: максимальное значение спектральной плотности на графике и значение локального максимума спектральной плотности в интервале частот 10-70 Гц. Далее определяется значение параметра *J*, для этого максимальное значение спектральной плотности на графике делится значение локального максимума спектральной плотности в интервале частот 10-70 Гц. Вычисленное значение параметра *J* сопоставляется с граничным уровнем, составляющим 14,72.

При превышении расчетным значением граничного уровня делается вывод, что дизъюнктивные нарушения в исследуемом углепородном массиве отсутствуют. После этого выполнение обработки завершается. Результаты оформляются в виде вертикального глубинного разреза по профилю и заключения.

Если расчетное значение меньше граничного уровня, то делается вывод, что дизъюнктивные нарушения в исследуемом углепородном массиве присутствуют. После этого необходимо приступить к нейросетевому анализу сейсмических данных.

Для нейросетевого анализа принимаются ранее сформированные выборки зарегистрированных значений  $A_m$ ,  $f_v$ , s/n.

Далее проводится их нормирование в интервал (0; 1). Нормированные значения максимальной абсолютной амплитуды, видимой частоты сигнала, отношения сигнал/шум определяются на основе следующих отношений:

$$A_{mN} = 0.5 + \left(\frac{\frac{A_m - \frac{A_m Max + A_m Min}{2}}{A_{mMax} - A_m Min}}{A_{mMax}}\right)/2;$$
(3.14)

$$f_{\nu N} = 0.5 + \left(\frac{f_{\nu} - \frac{f_{\nu Max} + f_{\nu Min}}{2}}{f_{\nu Max} - f_{\nu Min}}\right)/2;$$
(3.15)

$$(s/n)_N = 0.5 + \left(\frac{s/n - \frac{s/n_{Max} + s/n_{Min}}{2}}{s/n_v - s/n_v}\right)/2.$$
(3.16)

В рамках нейросетевого анализа массив нормированных данных необходимо подать на вход двухслойной каскадной нейронной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки с функцией активации - логистическая сигмоида, ранее обученной с использованием алгоритма Левенберга -Марквардта. Наиболее рациональным вариантом для реализации архитектуры нейронной сети является стандартный инструмент NNtools из набора ToolBoox среды MatLab. Также допускается применение иных технических решений, обеспечивающих требуемый результат.

На основе данных, сформированных по результатам работы нейронной сети строится график распределения значений ее выхода по номерам общих глубинных точек в пределах профиля. Далее график анализируется на наличие локальных максимумов, приближающихся по значениям к уровню, отвечающему значению выхода нейронной сети «1» - наличие структурного нарушения. При наличии значений, имеющих в результате округления значение 1, определяются количество дизьюнктивных нарушений, которое соответствует числу зарегистрированных локальных максимумов. Прочие значения относятся к значениям выхода нейронной сети «0» - отсутствие дизьюнктива.

Для определенных таким образом дизъюнктивных нарушений на графике определяется количество общих глубинных точек, на котором

соответствующий ему локальный всплеск. Полученное проявляется количество точек сопоставляется с интервалом между общими глубинными точками в результате чего проявление локального максимума переводится в область шаг по профилю, (м), что позволяет оценить протяженность областей возрастания выхода нейронной сети, соответствующую проявлению зоны дробления дизъюнктива в пределах профиля. С учетом полученного значения нормальной блоков, проводится расчет амплитуды смещения зарегистрированных дизъюнктивов на основе зависимостей (2.24-2.25):

$$R_{\rm H} = \frac{B_{\rm Tp}}{12}.$$
 (3.17)

После этого выполнение камеральной обработки завершается. Осуществляется переход к оформлению полученных результатов. Результаты измерений оформляются в порядке формирования заключения. В рамках оформления результатов измерений выполняются следующие действия:

По результатам камеральной обработки данных проводится:

1. Определение координат распространения зоны влияния дизъюнктивного нарушения, положение сместителя в пределах горизонта залегания угольного пласта, амплитуда структурного нарушения.

2. Формирование глубинного сейсмического разреза.

Определенные по результатам камеральной обработки сейсмических данных координаты распространения зон влияния дизъюнктивного нарушения, положение сместителя в пределах горизонта залегания угольного пласта, амплитуда структурного нарушения оформляется в форме текстовой записи, либо таблицы.

Для горно-геологическим привязки условиям К выполняется сопоставление данных геофизических исследований с горнотехническими материалами. Выделенные объекты с вычисленными параметрами наносятся графические приложения. Результаты графических построений на оформляются в виде вертикального глубинного разреза по профилю с нанесением структурного нарушения и заключения.

Результатом работ по прогнозу дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных является заключение, содержащее следующие основные разделы:

- задача проведения исследований;
- результаты измерений;
- выводы;
- приложения;
- графические материалы;
- подписи ответственных лиц.

#### 3.4 Выводы

1. По результатам апробации математической модели на основе каскадной нейронной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки установлена принципиальная возможность регистрации дизъюнктивных нарушений на сейсмических разрезах с учетом исключительно динамических характеристик сигнала.

2. Применение быстрого преобразования Фурье для верификации признаков наличия дизъюнктивных нарушений на суммарных сейсмических разрезах, обеспечивает значительное сокращение анализируемой выборки данных для подачи на вход нейронной сети, что в совокупности с отсутствием необходимости их предварительной подготовки приводит к снижению трудоемкости и временных затрат на выполнение камеральных работ.

3. Полученные экспериментальные результаты свидетельствуют о том, что разработанный алгоритм идентификации структурных нарушений с использованием нейросетевого анализа данных полевых сейсмических измерений возможно использовать для повышения эффективности регистрации структурных нарушений угольных пластов на основе данных сейсмоакустических измерений, в частности, при использовании данных низкого качества.

С учетом полученных выводов сформировано второе научное положение:

Использование каскадной нейронной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки позволяет определить положение разрывного нарушения в угольном пласте и оценить его амплитуду в точке подсечения с погрешностью относительно результатов структурной интерпретации не более 8%.

#### ГЛАВА 4. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА РЕГИСТРАЦИИ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ В УГЛЕПОРОДНОМ МАССИВЕ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО АНАЛИЗА

# 4.1. Формирование массива данных на основе усовершенствованного подхода к регистрации сейсмических колебаний

На основе разработанного специализированного подхода к определению геометрических параметров дизъюнктивных нарушений с использованием нейросетевого анализа данных выполнены геофизические исследования углепородного массива в пределах выемочного столба действующей угольной Егозово-Красноярского шахты, расположенной на территории каменноугольного месторождения в южной части Ленинского геологоэкономического района Кузбасса. Рассматриваемый район характеризуется сложным и разнородным строением. Наиболее характерные его особенности – повсеместное проявление складчатости и четко выраженной вертикальной и литеральной тектонической зональности. Разрывная тектоника на месторождении развита незначительно. Участок измерений географически, находится в лесостепной ландшафтной зоне. Рельеф – холмистая равнина, слабо расчлененная логами с колебаниями высотных отметок в пределах области геофизических работ до 16,1 м.

При оценке горно-геологической информации определено, что угольные пласты исследуемом блоке залегают В во вмещающих породах, представленных преимущественно породами крупно- и мелкозернистых алевролитов и песчаников. Приповерхностная область геологического разреза – наносы, представленные четвертичными отложениями, мощностью до 60 м. Исходя из существенных различий между сейсмическими и плотностными свойствами углей и вмещающих пород, и еще более значительной дифференциации скоростным характеристикам ПО рыхлыми С приповерхностными отложениями, сделан вывод 0 возможности эффективного картирования целевых горизонтов на основе метода общей глубинной точки.

Основной задачей, выполненного исследования являлась оценка наличия горно-геологических нарушений угольного пласта в районе планируемого выемочного столба. Для ее решения был запланирован сейсморазведочный профиль, ориентированный с северо-запада на юговосток. Исходя из направления распространения прогнозируемого дизьюнктивного нарушения в пределах участка горного отвода, линия сейсморазведочного профиля не распологалась непосредственно в зоне влияния выемочного столба (рис. 4.1).



Рис. 4.1. Определение направления геофизического профиля в области исследования

Для использования в геофизическом исследовании принят ранее обоснованный в главе 2 комплект полевого сейсмического оборудования. В качестве блоков регистрации данных применены две сейсмостанции «Лакколит 24-М3» и «Лакколит 24-М4» (рис. 4.2) (Приложения Г, Д), позволяющие осуществлять 48-канальную регистрацию данных.



Рис. 4.2. Инженерные сейсморазведочные станции «Лакколит 24-МЗ» и «Лакколит 24-М4»

В качестве блока визуализации регистрируемой информации применен персональный компьютер (notebook). В ходе исследования сейсмостанциями регистрировались данные, получаемые с геофонов GS-20DX со стандартным крепежным элементом (рис. 4.3).



Рис. 4.3. Геофоны для регистрации продольных волн

С учетом рассмотренных выше горно-геологических условий на исследуемом участке для инициирования колебаний принят электромагнитный источник сейсмических волн «Геотон» (рис. 4.4)

(Приложение Е). Комплектация источника в данном измерении включает один накопительный модуль и два излучателя.



Рис. 4.4. Электромагнитный источник сейсмических колебаний «Геотон»

Сейсмические измерения выполнены на основе регистрации отраженных волн по методу общей глубинной точки. Весь процесс геофизических измерений представлен в соответствии с разработанным в главе 3 алгоритмом. Получение массива данных на основе разработанных схем возбуждения и регистрации сейсмических колебаний для условий горных отводов угольных шахт, осложненных природными и техногенными факторами, осуществляется в соответствии с действиями, представленными в «Блоке 1. Регистрация сейсмической информации» разработанного алгоритма. Как следует из алгоритма, входными данными являются параметры полевой схемы сейсмических наблюдений. Далее исследовательский процесс разбит в соответствии с основными пунктами алгоритма.

#### 4.1.1. Регистрация тестовых сейсмических данных

При оценке эксплуатационных условий непосредственно на участке измерений установлено, что по линии инициирования сейсмических колебаний поверхность исследуемого участка горного отвода ограничена с одной стороны лесопосадками, а с другой стороны дачными участками, исключающими возможность выполнения работ по возбуждению колебаний. Протяженность поверхности с нормальными эксплуатационными условиями между этими объектами составила 640 м.

Ha информации, предоставленной основе анализа исходной геологической службой шахты, определены предполагаемые отметки залегания угольного пласта в пределах предполагаемого геофизического профиля (рис. 4.5). Значения получены путем интерполяции данных по геологоразведочным скважинам, расположенным в пределах области геофизических работ. Расчетные глубины залегания сохранены И систематизированы построения теоретического временного для сейсмического разреза.



Рис. 4.5. Предполагаемая гипсометрия угольного пласта вдоль исследуемого профиля, определенная по геологическим данным

Первоначальным условием подбора параметров измерительной системы являлись возможности используемого сейсморазведочного оборудования. С

133

2 24-x комплекта аппаратуры: учетом доступного канальных сейсморегистрирующих станции «Лакколит -24МЗ» (Приложения В, Г) и колебаний «Геотон-12» источник сейсмических (Приложение Д), включающий два излучающих модуля, т.е. исходя из совокупного числа измерительных каналов сейсморегистрирующего оборудования, количество регистрирующих каналов системы -  $n_{\text{к.р.}} = 48$ . Далее с учетом ожидаемых размеров возможных дизъюнктивов выбран шаг приема колебаний  $\Delta X_{\Pi K} = 10$ м. База приема таким образом составит 470 м. Соответственно, шаг возбуждения колебаний, обеспечивающий максимальную кратность профилирования:  $\Delta X_{\Pi B} = d\Delta X_{\Pi K} = \Delta X_{\Pi K} = 10$  м.

Таким образом, в пределах предполагаемой приемной базы с различных пикетов выполнена регистрация тестового сейсмического сигнала со следующими параметрами (рис. 4.6):

шаг между пунктами приема – 10 м;

– шаг между пикетами возбуждения колебаний – 10 м.

Общие параметры измерения, настраиваемые для измерительной аппаратуры, определены со следующими значениями:

– шаг дискретизации – 0,5;

- срез встроенного фильтра - 1000 Гц;

– реальный интервал приема – 1 536 мс.

Значения усиления сигнала во время исследования варьировались от 0 до 78 Дб. Существенная разница объясняется различными эксплуатационными и погодными условиями в процессе выполнения геофизических работ.



Рис. 4.6. Расположение и параметры тестового геофизического профиля в области исследования

Выполненный анализ тестовой сейсмической информации (рис. 4.7) показал, что в целом сейсмограмма характеризуется преимущественно доминированием прямых и поверхностных волн, на фоне которых прослеживаются фрагменты преломленных и отраженных волн. В первых вступлениях отмечена прямая волн со средней скоростью 350-450 м/с и частотой порядка 12-17 Гц, вероятно характеризующая уровень верхнего слоя наносов. С удалений порядка 50 м ее продолжением является преломленная волна со скоростью 1600-1800 м/с и частотой в пределах 23-25 Гц, вероятно характеризующая основной слой наносов. Последующие целевые временные отметки характеризуются фрагментарным прослеживанием целевых отраженных волн с диапазоном частот 30-80 Гц на фоне помех различной природы.

С учетом средней скорости зафиксированной прямой волны порядка 400 м/с и времени вступления преломленной волны порядка 120 мс сделан вывод,

135

что мощность верхнего слоя наносов составляет приблизительно 24 м. Исходя из средней мощности наносов, определенной по геологическим данным - 60 м мощность основного слоя наносов составлет 36 м. Учитывая двойной пробег волны от пункта возбуждения к глубинной точке и от точки к пункту приема колебаний, среднее время прохождения волны в основном слое наносов со скоростью 1700 м/с составит 45 мс. Таким образом, расчетное время регистрации наносов – 165 мс.



Рис. 4.7. Зарегистрированная тестовая сейсмограмма по продольным волнам

По итогам анализа предоставленной исходной геологической информации предполагаемые отметки залегания угольного пласта определены в интервале 200-240 м. Отсюда, средняя глубина залегания исследуемого угольного пласта от дневной поверхности по сейсмическому

профилю 1 – 220 м. Помимо наносов, основное расстояние до пласта составит смешанный слой вмещающих пород, представленных алевролитом, песчаником и пластами угля со средней расчетной скоростью 2700 м/с. Время прохождения этого слоя приблизительно 118 мс. Таким образом, горизонт залегания пласта предположительно должен фиксироваться в пределах временной отметки 282 мс.

На основе отношения (2.6), с учетом средней скорости ожидаемого полезного сигнала, определенной путем совместного анализа геологических и тестовых геофизических данных - 1600 м/с для устранения помех вынос составит:

$$r = \frac{2h_{\text{otp}}}{\sqrt{(V_{\text{cp}}/V_{\text{KII}})^2 - 1)}} = \frac{2*220}{\sqrt{(1600/400)^2 - 1)}} = 113,69 \text{ m}$$

Комплекс эксплуатационных условий на поверхности выполнения сейсмических измерений не позволяет выполнить измерения по линии профиля более 640 м. Таким образом, протяженность выбранного участка сейсмических измерений соответствует поверхности с нормальными эксплуатационными условиями:

$$X = X_{\rm H}.$$

Приоритетной задачей сейсмических измерений являлась оценка условий на юго-западе участка поверхности с необходимостью картирования породных слоев, залегающих над исследуемым угольным пластом. Минимальная ребуемая протяженность разведанного участка – 470 м. Таким образом, регистрирующая система была размещена так, чтобы ее 48 пикет распологался на заключительном 640 метре поверхности с нормальными эксплуатационными условиями. При протяженности профиля – 470 м интервал размещения сейсмоприемников регистрирующей системы: 170-640 м.

С учетом условия обеспечения требуемой кратности (2.8):

$$X_H \ge X_{\text{Per}} + N\Delta X_{\Pi B},$$

при 640 < 470 + 24 \* 10 протяженность участка выполнения измерений не обеспечивает требуемой кратности сейсмических данных. Исходя из условия выделения искомого горизонта при установке первого пикета приема колебаний ПК1 в точке с координатой 170 м в области измерения для регистрации в нем информативных данных с горизонта, соответствующего глубине залегания пласта первая точка возбуждения колебаний ПВ1 должна распологаться (2.16) на удалении не менее 110 м:

$$\Delta X_{\Pi B_1} = \Delta X_{\Pi K_1} - r = 170 - 110 = 60$$
 м

Для данной комбинации источник-приемник информативная глубинная точка будет иметь координату 115 м. При размещении 6 дополнительных пикетов возбуждения колебаний в интервале 0-50 м полное использование поверхности с нормальными эксплуатационными условиями, с учетом возрастания удаления обеспечит регистрацию 6 информативных точек с координатами: 85 м; 90 м; 95 м; 100 м; 105 м, 110 м, имеющих, при шаге измерения - 10 м, кратность 2. Последняя информативная точка, регистрируемая в пикете приема колебаний ПК48 при условии:

$$\Delta X_{\Pi B_{end}} = 640 - 110 = 530 \text{ M}$$

будет иметь координату 590 м и кратность 1.

Таким образом, сформированной регистрирующей схемой будет исследован интервал 90-590 м, т.е. 500 м целевого горизонта исследований. Наименьшее фиксируемое значение кратности по линии измерения – 1. Планируемое минимальное значение – 24 при 3 воздействиях. С учетом расчетного выноса, по большинству общих глубинных точек кратность не достигнет требуемого показателя. Для достижения минимального установленного значения выполнено накопления сейсмического сигнала на основе зависимости (2.22):

$$\boldsymbol{\varTheta}=n_{\scriptscriptstyle \Pi}\boldsymbol{c}^2g^2rac{N}{b}n_{
m p.И3}.$$

При прочих постоянных значениях и изменяющихся кратности и количестве накоплений из зависимости:

$$n_{\scriptscriptstyle \Pi} c^2 g_1^2 \frac{N_1}{b} n_{\scriptscriptstyle \mathrm{P.H3}} = n_{\scriptscriptstyle \Pi} c^2 g_2^2 \frac{N_2}{b} n_{\scriptscriptstyle \mathrm{P.H3}}$$

Получим:

$$g_1^2 N_1 = g_2^2 N_2$$
  
 $3^2 \cdot 24 = g_2^2 \cdot 1$   
 $g_2 = \sqrt{216} \approx 15$ 

Таким образом, для получения сигнала требуемого качества на каждом пикете возбуждения колебаний необходимо выполнить не менее 15 воздействий.

#### 4.1.2. Регистрация исходных полевых данных

По схеме измерений со скорректироваными параметрами выполнена повторная тестовая регистрация данных, на основе которой сделан вывод о невозможности дальнейшего повышения качества регистрируемой информации для конкретной системы возбуждения/регистрации данных с возможностями. Таким имеющимися технологическими образом, В использованного соответствии С техническими характеристиками В исследовании регистрирующего оборудования длина приемной линии сейсмического профиля составила 470 м от пикета ПК1 (170 м) до ПК48 (640 м). С учетом выполненных расчетов по профилю в северо-западном направлении определен вынос на удаление 170 м (0 - 170 м) (рис. 4.8).

После этого осуществлена регистрация массива исходных полевых данных со следующими параметрами регистрирующей системы:

- шаг между пунктами приёма 10 м;
- шаг между пикетами возбуждения колебаний 10 м;

количество накоплений – 15.



Рис. 4.8. Окончательное расположение геофизического профиля для регистрации исходных данных в области исследования

Общие параметры измерения, настраиваемые для измерительной аппаратуры, определены со следующими значениями:

– шаг дискретизации – 0,5;

- срез встроенного фильтра - 1000 Гц;

– реальный интервал приема – 1 536 мс.

В ходе выполнения работ зарегистрировано более 700 физических событий, составивших массив исходной сейсмической информации для оценки состояния исследуемой облсти углепородного массива.

### 4.2. Выделение и нормализация амплитудно-частотных характеристик сигнала на сейсмическом разрезе

Для зарегистрированных исходных данных выполнен анализ сейсмической информации (рис. 4.9). Сейсмограмма также характеризуется преимущественно доминированием прямых и поверхностных волн. При этом, в пределах отметки 200 мс с удаления около 100-110 м от пикета возбуждения колебаний отчетливо фиксируется отраженная волна с кажущейся скоростью 2020 м/с и частотой 30-40 Гц. Горизонты прослеживания отраженных волн, фиксируемые на нижележащих временных отметках, выделяются менее явно, зачастую фрагментарно.



Рис. 4.9. Зарегистрированная окончательная исходная сейсмограмма по

продольным волнам

Общий сейсмический фон выражен, прежде всего, наличием низкочастотных помех частотой менее 20 Гц, вызванных движением автотранспорта по дороге и функционированием буровой установки. Также время от времени проявляется периодическая помеха с пиковой частотой 12 Гц – вероятно следствие подземных горных работ шахты.

Для определения предполагаемых временных отметок регистрации отражений от исследуемого угольного пласта построены теоретические («синтетические») сейсмограммы исследуемого углепородного массива. В рамках формирования «синтетических» сейсмограмм привязка геологических данных к отражающим границам выполнена на основе имеющихся данных о глубинах залегания известных слоев и оценки значений скоростей, соответствующих ИХ совпадению с выделяющимися отражающими горизонтами. В данном случае следует понимать, что точность определения горизонта конкретному отражению обуславливается соответствия совокупностью имеющихся геологических данных, недостаток которых может вести к ошибкам интерпретации. Генерирование «синтетических» сейсмограмм выполнено на основе зависимости коэффициента отражения от плотностных и скоростных параметров.

Далее на основе визуальной и программной оценки качества полевой информации были исключены некондиционные данные. В целом качество исходных обеспечивало выделение осей синфазности, данных характеризующих отражение от целевых временных горизонтов. Что позволило выполнить дополнительно структурную интерпретацию массива сейсмических с использованием стандартных данных методов ДЛЯ верификации результатов исследования. По результатам анализа частотного фона был применен пропускающий фильтр и выполнена автоматическая регулировка усилений.

Далее выполнено суммирование трасс по общей глубиной точке. В ходе суммирования данных получен предварительный временной сейсмический разрез по исследуемому сейсмическому профилю, представленный от первого пикета возбуждения колебаний 0 м) (рис. 4.10). По результатам сопоставления с результатом оценки теоретического суммарного сейсмического разреза определен горизонт отражения от кровли угольного пласта, отмеченный желтой линией. Таким образом, на предварительном временном сейсмическом разрезе горизонт прослеживания оси синфазности отражения от исследуемого угольного пласта определен в интервале временных отметок 250-300 мс.



#### профиля

В области, исследованной посредством геофизического профиля, в пределах соответствующего расчетным данным временного горизонта выполнена регистрация динамических параметров сейсмического сигнала: видимая частота сигнала -  $f_v$ ; максимальной абсолютной амплитуды -  $A_m$ ; отношение сигнал/шум - s/n. В соответствии с разработанным алгоритмом, для объединения данных различного порядка в аналитический массив выполнено их нормирование в интервале (-1;1) (табл. 4.1).

## Таблица 4.1

Исходные параметры				Нормированные параметры			
№ пикета	A <sub>m</sub>	$f_v$	s/n	№ пикета	A <sub>m</sub>	$f_v$	s/n
ПК1	550455.30	49.98	2.00	ПК1	0.48	0.28	0.50
ПК2	534746.40	54.52	2.00	ПК2	0.46	0.37	0.50
ПК3	519037.50	48.68	2.00	ПК3	0.43	0.25	0.50
ПК4	490357.90	42.84	2.00	ПК4	0.38	0.13	0.50
ПК5	461678.30	45.64	2.00	ПК5	0.33	0.19	0.50
ПК6	432998.70	48.44	2.00	ПК6	0.28	0.25	0.50
ПК7	412309.90	51.24	2.00	ПК7	0.25	0.30	0.50
ПК8	391621.20	54.04	2.00	ПК8	0.21	0.36	0.50
ПК9	370932.40	56.85	2.00	ПК9	0.18	0.42	0.50
ПК10	350243.60	59.65	2.00	ПК10	0.14	0.47	0.50
ПК11	329554.80	62.45	1.50	ПК11	0.11	0.53	0.25
ПК12	308866.00	65.25	1.00	ПК12	0.07	0.59	0.00
ПК13	314433.50	69.58	1.00	ПК13	0.08	0.68	0.00
ПК14	320000.90	73.91	1.00	ПК14	0.09	0.76	0.00
ПК15	325568.30	71.38	1.00	ПК15	0.10	0.71	0.00
ПК16	331135.80	68.86	1.00	ПК16	0.11	0.66	0.00
ПК17	317236.40	65.24	1.00	ПК17	0.09	0.59	0.00
ПК18	303337.00	61.61	1.00	ПК18	0.06	0.51	0.00
ПК19	289437.60	57.98	1.00	ПК19	0.04	0.44	0.00
ПК20	291788.80	54.36	1.00	ПК20	0.04	0.37	0.00
ПК21	294140.10	50.73	1.00	ПК21	0.05	0.29	0.00
ПК22	272183.60	47.11	1.00	ПК22	0.01	0.22	0.00
ПК23	269340.10	42.36	1.00	ПК23	0.00	0.12	0.00
ПК24	266496.50	37.61	1.00	ПК24	0.00	0.03	0.00

Нормирование амплитудно-частотных характеристик фрагмента массива сейсмических данных в интервале (0;1)
Исходные параметры				Нормированные параметры			
№ пикета	A <sub>m</sub>	$f_v$	s/n	№ пикета	A <sub>m</sub>	$f_v$	s/n
ПК25	271891.70	37.17	1.00	ПК25	0.01	0.02	0.00
ПК26	277286.80	36.74	1.00	ПК26	0.02	0.01	0.00
ПК27	283008.20	36.30	1.00	ПК27	0.03	0.00	0.00
ПК28	288729.70	41.77	1.50	ПК28	0.04	0.11	0.25
ПК29	301609.60	47.25	2.00	ПК29	0.06	0.22	0.50
ПК30	314489.50	52.72	2.50	ПК30	0.08	0.33	0.75
ПК31	362956.00	58.19	3.00	ПК31	0.16	0.44	1.00
ПК32	411422.60	63.67	3.00	ПК32	0.25	0.56	1.00
ПК33	420441.70	69.14	3.00	ПК33	0.26	0.67	1.00
ПК34	429460.90	74.61	3.00	ПК34	0.28	0.78	1.00
ПК35	438480.00	80.09	3.00	ПК35	0.29	0.89	1.00
ПК36	447499.20	85.56	3.00	ПК36	0.31	1.00	1.00
ПК37	457239.50	83.87	3.00	ПК37	0.33	0.97	1.00
ПК38	466979.80	82.18	3.00	ПК38	0.34	0.93	1.00
ПК39	476720.00	80.50	3.00	ПК39	0.36	0.90	1.00
ПК40	486460.30	78.81	3.00	ПК40	0.38	0.86	1.00
ПК41	496200.60	75.61	2.50	ПК41	0.39	0.80	0.75
ПК42	505940.90	72.41	2.00	ПК42	0.41	0.73	0.50
ПК43	515681.20	69.20	2.00	ПК43	0.43	0.67	0.50
ПК44	525421.40	66.00	2.00	ПК44	0.44	0.60	0.50
ПК45	535161.70	62.80	2.00	ПК45	0.46	0.54	0.50
ПК46	544902.00	59.60	1.50	ПК46	0.47	0.47	0.25
ПК47	586562.60	56.40	1.00	ПК47	0.55	0.41	0.00
ПК48	711204.30	53.20	1.00	ПК48	0.76	0.34	0.00

## 4.3. Применение процедуры быстрого преобразования Фурье для оценки вероятности наличия дизъюнктивного нарушения

С целью верификации наличия структурного нарушения в исследованной методом сейсморазведки ОГТ области для совокупности динамических параметров сейсмического сигнала, определяемых изменением координаты по оси х, заданной вдоль окна расчета симметричного линии залегания угольного пласта, выполнено быстрое преобразование Фурье. Результаты применения процедуры представлены на рис. 4.11.



Рис. 4.11. Результат применения алгоритма на основе быстрого преобразования Фурье для условий исследованного профиля

Из графика, полученного на основе применения БПФ очевидно наличие характерного пика в интервале частот 10-30 Гц. со значением спектральной плотности 1,178. С учетом максимальной спектральной плотности – 5,77, отношение максимального значения спектральной плотности на графике к значению локального максимума спектральной плотности в исследуемом интервале частот соответствующем протяженности профиля составляет порядка 4,90. Вычисленное значение параметра J < 14,72, (рис. 4.12), что свидетельствует о наличии в области угольного пласта в исследуемом массиве как минимум одного дизъюнктивного нарушения.



Рис. 4.12. Сопоставление расчетного параметра *J*, с граничным уровнем, определяющим отсутствие или наличие дизьюнктивного нарушения

Таким образом, по результатам проведения комплекса процедур, составляющих Блок 2.1. разработанного алгоритма, для анализа совокупности данных с недостаточным для структурной интерпретации качеством, характеризующей исследуемого углепородного состояние массива, подготовлена аналитическая выборка, характеризующая геомеханическое состояние углепородного массива в пределах геофизического профиля. Основой информативной базой выборки являются нормированные значения f<sub>v</sub> – видимой частоты сигнала; A<sub>m</sub> – максимальной абсолютной амплитуды; s/n – отношения сигнал/шум. С учетом явных признаков наличия структурного нарушения в исследуемой области, зарегистрированных по результатам применения быстрого преобразования Фурье массив данных в соответствии с разработанным алгоритмом принят для применения в Блоке 2.2 алгоритма.

## 4.4. Определение параметров нарушения угольного пласта на основе нейросетевого анализа сейсмических данных

В соответствии с разработанным алгоритмом, нормированные данные были загружены в систему Matlab в качестве аналитического материала для работы ранее обученной нейронной каскадной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки (рис. 4.13).

a			б		
📣 Network/Data Mana	ger		📣 Create New Network		_ 🗆 ×
Inputs:	Networks:	Outputs:			
Dynamic_parameters	Каскадная сеть с прямь	Каскадная сеть с прямь	Network Type: Cascade-fo	еть с прямым ра orward backprop	спространением сигн:
Targets:		Errors:		10.4:0.4:0.44	Got from inn
			input ranges.	[01,01,01,]	Get nom mp
			Training function:	TRAINLM	<b>_</b>
			Adaption learning function:	LEARNGDM	-
Input Delay States:	_	Layer Delay States:	Performance function:	MSE	<b>T</b>
			Number of layers:	2	
			-Properties for: Laver 1	- 	
Networks and Data	<i></i>				
Hel	n New Data New	Network	Number of neurons: 1		
			Transfer Function: LOG	98IG	•
Import	Export View	Delete			
Networks only					
Initialize	Simulate Train	Adapt	View Defaults	Ca	ncel Create

Рис. 4.13. Модуль нейросетевого анализа в системе Matlab: основное меню модуля (*a*); задание параметров нейронной сети (б)

По результатам применения нейронной сети получен график распределения ее выходов по отношению к глубинным точкам по профилю измерений (рис. 4.14). Данным, отсортированным по номерам текущих общих глубинных точек, присвоены их реальные координаты в пределах исследовательского профиля. В пределах исследованного геофизического профиля зафиксировано событие с уровнем значений близким к «1», в интервале общих глубинных точек 29-44 или 280-430 м (или ПК12-ПК27 по геофизическому профилю), с центром, соответственно, в глубинной точке 20 (или 360 м). Данная область интерпретирована как дизъюнктивное нарушение у.



Рис. 4.14. Результат расчета нейронной сети для исследованного геофизического профиля, представленный в рабочем окне программного комплекса MatLab

Исходя из общей протяженности области возрастания значений выхода нейронной сети - 150 м произведен расчет нормальной амплитуды смещения блоков, зарегистрированных дизъюнктивов на основании выражения (3.7):

$$R_{\rm H\gamma} = \frac{430 - 280}{12} = 12,5 \,\,\rm m,$$

Таким образом, расчетная амплитуда структурного нарушения составила 12,5 м. С учетом данных, полученных по результатам нейросетевого анализа, был построен прогнозный горизонтальный геофизический разрез с нанесением структурного нарушения 1-1 (рис. 4.15).



Рис. 4.15. Интерпретированный глубинный разрез по исследованному профилю

На сформированном разрезе дизъюнктив нанесен в области пикета приема колебаний ПК19. По линии геофизического исследования это ссответствует координате 360 м.

#### 4.5. Верификация полученных результатов

После определения области наличия структурного нарушения с использованием нейронной сети для подтверждения полученных результатов дополнительно выполнена интерпретация зарегистрированной сейсмической информации с использованием структурной интерпретации. В пределах горизонта прослеживания оси синфазности отражения от исследуемого угольного пласта, определенного в интервале временных отметок 250-300 мс, области нарушения прослеживания осей синфазности, выделены сопоставленные с вероятностью проявления дизъюнктивных нарушений. Исходя ИЗ этого, линии геофизического профиля отмечены 2 ПО предполагаемых области нарушения (рис. 4.16).



Рис. 4.16. Предварительный временной разрез по линии профиля с выделением зон предполагаемых дизъюнктивных нарушений

В соответствии с характером нарушения прослеживания осей синфазности в пределах отмеченного временного горизонта спрогнозировано направление сместителей предполагаемых геологических нарушений (рис. 4.17). Для объекта 1-1 распространение области снижения прослеживания в пределах сейсмического разреза не просматривается. Для объекта 2-2 наблюдается последовательное изменение временных отметок в пределах осей синфазности, характеризующих основной слой наносов и горизонт залегания исследуемого угольного пласта, по которому можно предположить направление падения от начала к концу профиля.

Предполагаемый сместитель нарушения 2-2 и область снижения прослеживания оси синфазности 1-1 отмечены на предварительном сейсмическом разрезе по геофизическому профилю (рис. 4.18).



Рис. 4.17. Оценка направлений падения сместителей геологических нарушений в пределах профиля

По результатам структурного анализа сейсмического материала, зарегистрированный объект 2-2 охарактеризован, предположительно, как дизъюнктивное нарушение с вероятной областью влияния 340-380 м по профилю.



нанесением предполагаемых дизъюнктивных нарушений

Для зарегистрированного нарушения было рассчитано вертикальное сейсмическое смещение, характеризующее его амплитуду по вертикали на основе зависимости (2.29). Таким образом, расчетная амплитуда дизъюнктивного нарушения по вертикали составляет приблизительно 11-13 м.

Также следует обратить внимание на объект 1-1, интерпретированный как вероятная область повышенной трещиноватости (230-290 м по линии исследования). На графике, характеризующем результаты выполнения нейросетевого анализа (рис. 4.14), данная область отсутствует, что также свидетельствует о способности применяемой модели нейронной сети, выделять дизьюнктивные нарушения на фоне прочих объектов изменения геомеханического состояния углепородного массива.

Для сравнения расчетные и фактические данные были сведены в табл. 4.2. При сопоставлении геофизических и фактических данных следует учитывать возможность существования ошибок в определении положения геологических объектов по геофизическим данным, возрастающих с глубиной.

Таблица 4.2

Сопоставление результатов интерпретации геофизических работ и

фактических	данных
1	/ 1

Параметр	Результаты интерпретации стандартными методами	Результаты нейросетевого анализа сейсмического сигнала
Положение структурного нарушения по профилю, м	340-380	355
Амплитуда нарушения, м	11-13	12,5
Время, затраченное на камеральные работы, ч	71	22

Из табл. 4.2. следует, что стандартный анализ динамических его регистрации характеристик сигнала при сложных условиях не обеспечивает достаточной точности определения параметров дизъюнктива. В ходе опробования разработанного подхода дополнительно был выполнен подсчет и спопоставление машинного времени, затраченного на определение положения геологического нарушения с использованием стандартных методов камеральной обработки сейсмических данных и по результатам применения разработанного метода. В первом случае для определения координат по профилю и амплитуды дизъюнктива у потребовался 71 час (около 9 рабочих дней). Во втором случае на определение положения и амплитуды геологического нарушений у было затрачено около 22 часов (около 3 рабочих дней) или 31% от исходного времени. Таким образом, при близких результатах, обработка и интерпретация данных с использованием нейросетевого анализа требует приблизительно на 69% меньше времени.

После окончания научно-технических работ поблизости от участка исследования, на удалении порядка 90 м в восточном направлени от геофизического профиля, по угольному пласту пройдена сбойка. По результатам работ по ее проходке подтверждено наличие структурного нарушения (рис. 4.19).



Рис. 4.19. Область регистрации геологического нарушения по результатам проведения сбойки

В ходе проведения сбойки было определено (рис. 4.20), что геологическое нарушение представляет собой надвиг. Максимальная разница отметок ненарушенной и надвиговой части достигает 10 м. В пределах дизъюнктива зафиксирована протяженная зона трещиноватости, фиксируемая

по всей протяженности сбойки (63 м), представленная преимущественно углистым перемятым алевролитом.

В целом, информацией, полученной в ходе проходческих работ, были подтверждены результаты геофизических измерений: зарегистрированное нарушение характеризуется разрывом сплошности угольного пласта, протяженной зоной дробления, разность отметок лежачего и висячего крыла достигает 10 м. Таким образом, установленные параметры вскрытого нарушения соответствуют расчетным, с учетом геологического прогноза, ограниченности сбойки, а также разницы в координатах расположения геофизического профиля и пройденной сбойки.



Рис. 4.20. Параметры геологического нарушения, определенные по результатам проведения сбойки

По итогам выполненного исследования был составлен акт внедрения результатов диссертационной работы (Приложение Ж) и составлены методические рекомендации по осуществлению прогноза дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных (Приложение 3).

Полученные результаты свидетельствуют о возможности использования предложенного подхода для повышения эффективности регистрации структурных нарушений угольных пластов на основе данных сейсмоических Применение нейросетевого измерений. анализа позволяет повысить оперативность интерпретации, в частности, при использовании данных низкого качества. Кроме того, разработанный для среды MatLab алгоритм на быстрого преобразования Фурье обеспечивает основе значительное сокращение анализируемого массива данных.

#### 4.6. Выводы

1. В условиях ограниченной поверхности шахтного поля использование способа расчета параметров системы возбуждения И регистрации сейсмических колебаний с многократным накоплением сигнала позволяет обеспечить массив сейсмической информации, характеризующий область визуально различимыми исследуемую С фрагментами осей синфазности горизонтов залегания угольных пластов.

2. В случае отмеченной фрагментарности прослеживания целевого сигнала в ходе камеральных работ выполнение структурной интерпретации не является целесообразным. Для обработки наиболее рационально использовать нейросетевой анализ динамических параметров сигнала.

3. Применение способа идентификации структурных нарушений с использованием нейросетевого анализа данных полевых сейсмических измерений позволяет выделить на временном сейсмическом разрезе с недостаточным для структурной интерпретации качеством положение дизъюнктивного нарушения и определить его амплитуду.

На основании полученных выводов сформировано третье научное положение:

Применение разработанного метода прогноза дизъюнктивных нарушений угольного пласта обеспечивает сокращение на 69% ресурса времени на обработку сейсмических данных на основе применения процедур нейросетевого анализа и быстрого преобразования Фурье.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно-квалификационной работой, в которой содержится решение научной задачи разработки метода прогнозирования дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого сейсморазведочных данных, обеспечивающего анализа повышение достоверности оценки геомеханического состояния горных пород в сложных природных и технологических условиях действующих угледобывающих существенное предприятий, что имеет значение для изучения горногеологических и горнотехнических условий освоения месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых.

Основные научные и практические результаты выполненных исследований заключаются в следующем:

1. Усовершенствован подход к регистрации отраженных упругих волн, обеспечивающий получение, в сложных горно-геологических, горнотехнических и ландшафтных условиях действующих угледобывающих предприятий, динамических параметров сейсмического сигнала, характеризующих структурные дефекты породного массива.

2. Аналитически установлено, что наличие дефектов структуры углепородного массива описывается изменением динамических характеристик сейсмического сигнала: видимой частоты в интервале 24-45%, максимального значения амплитуды (40-89%), отношения сигнал/шум (45-67%).

3. Установлено, что применение математической модели на основе предварительно обученной каскадной нейронной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки позволяет выделить разрывное нарушение в массиве горных пород, определить положение его сместителя в пределах угольного пласта, а также рассчитать амплитуду смещения его блоков в точке подсечения с погрешностью до 8 %.

4. Разработан метод идентификации дизъюнктивов в углепородном массиве на основе каскадной сети с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки, обеспечивающий прогноз наличия разрывных нарушений в сложных горнотехнических условия действующих угледобывающих предприятий.

5. Установлено, что метод идентификации дизъюнктивных дислокаций на основе быстрого преобразования Фурье и нейросетевого анализа сейсмических данных обеспечивает снижение до 69% временных затрат на выполнение камеральных работ при регистрации геологических нарушений с дневной поверхности угледобывающих предприятий.

6. Показана эффективность применения разработанного подхода для выявления разрывных нарушений в углепородном массиве действующих угледобывающих предприятий Кузбасса, позволяющего осуществлять интерпретацию сейсмических данных с кратностью по общей глубинной точке от 3 до 23, характеризующих наличие и положение структурного нарушения.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21 июня 2014 года N 1099-р «Об утверждении Программы развития угольной промышленности России на период до 2030 года» (с изменениями на 5 апреля 2019 года) [Электронный ресурс] // Docs.cntd.ru — электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». - Режим доступа: <u>http://docs.cntd.ru/document/420204008</u> (дата обращения 22.11.2021 г.).

2. Глухов, А.А. Современные методы математического моделирования при прогнозе геологических нарушений угольных пластов / А.А. Глухов, А.В. Анциферов // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2005. - № 8. - С.119-132.

3. Анциферов, А.В. Научно-техническое обеспечение безопасной разработки угольных месторождений / А.В. Анциферов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2017. - № S5-2. - С.15-24.

4. Батугин, А.С. Возможности и опыт оценки напряженного состояния горного массива в горнопромышленных районах методами тектонофизики / А.С. Батугин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2016. - № S1. - C.180-194.

5. Захаров, В.Н. Развитие теории и методологии комплексного сейсмогеомеханического мониторинга газодинамической безопасности ведения горных работ в современных высокопроизводительных шахтах / В.Н. Захаров, А.Д. Рубан, Г.Н. Фейт, О.Н. Малинникова // В сборнике: Геодинамика и напряженное состояние недр Земли. Труды Всероссийской конференции, посвященной 80-летию академика М.В. Курлени (с участием иностранных ученых): в 2 томах. Ответственный редактор: А.В. Леонтьев. - 2011. - С.125-130.

6. Зыков, В.С. Методы и средства прогноза динамических явлений в угольных шахтах / В.С. Зыков, И.Л. Абрамов // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. - 2014. - № 1. - С.283-286.

7. Иванов, В.В. О свойствах угольного пласта как волновода при открыто-подземной разработке угольных массивов и устойчивости подготовительных выработок при проведении массовых промышленных взрывов / В.В. Иванов, П.В. Потапов, В.С. Зыков, В.В. Ивлюшкина, К.Ю. Матвеев // Вестник Научного центра ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности. - 2019. - № 2. - С.89-94.

8. Коршунов, Г.И. Разработка методики оценки рисков аварий на угольных шахтах с учетом конкретных горно-геологических условий / Г.И.

Коршунов, О.И. Казанин, М.Л. Рудаков, А.О. Недосекин, Е.И. Кабанов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2017. - № S5-1. - С.374-382.

9. Казанин, О.И Технологии подземной разработки угольных пластов: современные вызовы и перспективы / О.И. Казанин, Е.П. Ютяев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2018. № S48. С. 41-51.

10. Шадрин, А.В. Методология разработки способов геофизического мониторинга процессов направленного гидроразрыва труднообрушаемой кровли и локальной гидрообработки призабойного пространства угольного пласта и ее реализация при выполнении проекта РНФ / А.В. Шадрин, В.И. Клишин // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. - 2018. - № 4. - С.178-184.

11. Коликов, К.С. Оценка выбросоопасности выемочного участка в зоне геологических нарушений с учетом аномальных зон / К.С. Коликов, В.Н. Королева, Е.А. Егорова, А.И. Маневич // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2015. - № S10-38. - С.3-9.

12. Курленя, М.В. Система комплексных исследований угольных пластов в глубоких скважинах, пробуренных из горных выработок / М.В. Курленя, С.В. Сердюков, А.В. Патутин, Т.В. Шилова // В сборнике: Перспективы инновационного развития угольных регионов России. Сборник трудов IV Международная научно-практическая конференция. Редакционная коллегия: Пудов Е.Ю. (ответственный редактор), Клаус О.А. (ответственный редактор), Бершполец С.И., Конопля А.А. - 2014. - С.67-69.

13. Сердюков, С.В. Диагностика напряженного состояния массива горных пород методом направленного гидроразрыва / С.В. Сердюков, М.В. Курленя // Интерэкспо Гео-Сибирь. - 2017. - Т. 2. - № 2. - С.31-35.

14. Майоров, A.E. Исследование физико-механических характеристик горных пород и специализированных материалов для технологий строительства, реконструкции и безопасной эксплуатации угольных шахт / А.Е. Майоров, И.Л. Абрамов, Е.И. Нургалиев // Вестник Научного центра промышленной и ВостНИИ по экологической безопасности. - 2017. - № 3. - С.36-43.

15. Малинникова, О.Н. Мультифрактальная оценка склонности угольных пластов к газодинамическим явлениям / О.Н. Малинникова, Дм.В. Учаев, Д.В. Учаев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2009. - № S12. - C.214-232.

16. Нероба, А.В. Методологические основы построения информационно- мониторинговых систем геодинамической безопасности на

горнодобывающих предприятиях / А.В. Нероба, В.П. Марысюк, В.Н. Опарин, А.П. Тапсиев // Горный журнал. - 2015. - № 6. - С.29-35.

17. Опарин, В.Н. Многоканальная акустическая система контроля процесса движения пневмоударной машины в грунтовом массиве и алгоритм обработки измерительной информации / В.Н. Опарин, Е.В. Денисова, А.П. Хмелинин, Я.З. Бадмаева, Н.С. Полотнянко // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. - 2014. - № 3. - С.187-196.

18. Простов, С.М. Оценка возможности управления состоянием удароопасных массивов инъекционным упрочнением зоны трещиноватости / С.М. Простов, В.А. Хямяляйнен // Вестник Кузбасского государственного технического университета. - 1998. - № 3 (4). - С.7-10.

19. Глазков, Ю.Ф. Обоснование параметров закрепленной породной оболочки вокруг выработок в упругом режиме / Ю.Ф. Глазков, С.М. Простов, Д.И. Рудковский // Вестник Кузбасского государственного технического университета. - 2007. - № 6 (64). - С.10-15.

20. Цибаев, С.С. Оценка влияния динамических сейсмических воздействий на устойчивость подземных горных выработок / С.С. Цибаев, А.А. Ренев, А.С. Позолотин, С.Н. Мефодьев // Горный информационноаналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2020. - № 2. - С.101-111.

21. Рубан, А.Д. Программный комплекс итерационного линейного восстановления строения и нарушенности угольного пласта на основе информативных параметров при сейсмопросвечивании / А.Д. Рубан, В.Н. Захаров, А.П. Аверин, С.А. Вартанов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2010. - № 3. - С.177-182.

22. Сагайдачная, О.М. Сейсмические исследования в шахтах с использованием автономной системы регистрации РОСА-А / О.М. Сагайдачная, К.А. Дунаева, Б.А. Канарейкин, А.С. Сальников, А.Н. Шмыков // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2011. - Т.38. - № 4. - С.40-45.

23. Курленя М.В. Волновая томография очагов аккумулирования метана в угольном пласте / М.В. Курленя, А.С. Сердюков, А.А. Дучков, С.В. Сердюков // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. - 2014. - № 4. - С.3-9.

24. Фрянов, В.Н. Прогнозирование параметров взаимодействующих геомеханических и газодинамических процессов угольных шахт / В.Н. Фрянов, Л.Д. Павлова // В сборнике: Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности. сборник трудов XVI Международной научно-практической конференции, научное электронное издание. Редакционная коллегия: В.И. Клишин, З.Р. Исмагилов, С.И. Протасов, Г.П. Дубинин; Институт угля СО РАН. - 2014. - С.166-169.

25. Фрянов, В.Н. Экспериментально-численный метод прогноза геомеханических параметров технологии подземной угледобычи / В.Н. Фрянов, Л.Д. Павлова // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. - 2015. - № 2. - С.5-13.

26. Павленко, М.В. Вибровоздействие при механическом разрушении угля комбайном как фактор интенсификации метановыделения / М.В. Павленко, М.П. Хайдина // Горная промышленность. - 2015. - № 2(120). - С.110-115.

27. Хямяляйнен, В.А. Прогноз устойчивости пород кровли пологих угольных пластов на основе методов электроразведки / В.А. Хямяляйнен, А.И. Шиканов, Е.А. Зюзин, Н.Н. Волков // Горный информационноаналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2004. № 7. С. 48-50.

28. Хямяляйнен, В.А. Прогноз геодинамических проявлений горного давления в тектонических блоках шахтного поля / В.А. Хямяляйнен, В.В. Иванов, К.Л. Дудко, А.И. Шиканов // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. - 2013. - № 5. - С.16-21.

29. Черданцев, Н.В. Геомеханическое состояние массива горных пород, вмещающего выработку и дизъюнктивное нарушение / Н.В. Черданцев, С.В. Черданцев // Вестник Кузбасского государственного технического университета. - 2014. - № 6(106). - С.3-12.

30. Черданцев, Н.В. Разработка и реализация математической модели геомеханического состояния горного массива, вмещающего угольный пласт и пройденную по нему выработку / Н.В. Черданцев, С.В. Черданцев // Вычислительные технологии. - 2017. - Т.22. - № 1. - С.84-96.

31. Шадрин, А.В. Совершенствование методов автоматизированного прогноза опасности проявления динамических явлений в процессе разупрочнения кровли и профилактической гидрообработки угольных пластов / А.В. Шадрин, В.И. Клишин // Вестник Научного центра ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности. - 2017. - № 3. - С.31-35.

32. Яковлев, Д.В. Моделирование геомеханических процессов / Д.В. Яковлев, Б.Г. Тарасов, Б.Ю. Зуев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 1999. - №2. - С222-226.

33. Яковлев Д.В. Принципы построения систем мониторинга состояния геологической среды на комплексных сейсмо-геодинамических полигонах на горных предприятиях / Д.В. Яковлев, Т.И. Лазаревич, А.Н. Поляков // Уголь. - 2014. - № 10 (1063). - С.7-12.

34. Gochioco, L.M. Coal geophysics expands with growing global demands for mine safety and productivity / L.M. Gochioco, J.R. Gochioco, and F. Ruev // The Leading Edge. - 2012. - Vol. 31. - Iss. 3. - pp.308-314 https://doi.org/10.1190/1.3694898

35. Gochioco, L.M. Locating faults in underground coal mines using highresolution seismic reflection techniques / L.M. Gochioco, S.A. Cotton // GEOPHYSICS. - 1989. - Vol. 54. - Iss. 12. - pp.1521-1527 http://dx.doi.org/10.1190/1.1442619

36. Годовой отчет Банка России - 2018 г. (версия обновлена 18.05.2020) [Электронный ресурс] // Банк России (официальный сайт). - Режим доступа: http://www.cbr.ru/collection/collection/file/19699/ar\_2018.pdf (дата обращения: 22.11.2021)

37. Инструкция по сейсморазведке. - Л: МинГео СССР, 1985. – 80 с

38. Авербух, А.Г. Инструкция по сейсморазведке. А.Г. Авербух, О.С. Аккуратов, А.Б. Беклемишев, Г.А. Богданов, З.С. Воцалевский, В.В. Инин, С.В. Колесов, О.К. Кондратьев, А.В. Михальцев, И.А. Мушин, В.А. Панфилов, С.Н. Птецов, А.В. Самойлов, Н.Н. Цыпышев, В.А. Шайдаков. – М: ГФУП ВНИИГеофизика, 2003. - 149 с.

39. Гриценко, С.А. Изображение геологических разрезов и определение скоростей методом общей глубинной точки / С.А. Гриценко. - Санкт-Петербург: ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2014. - 120 с.

40. Воскресенский, Ю.Н. Построение сейсмических изображений / Ю.Н. Воскресенский. - М: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2006. - 116 с.

41. Бондарев, В.И. Основные этапы развития технологии сейсморазведочных работ на нефть и газ в 20 веке и прогноз ее возможных изменений в 21 веке [Электронный ресурс] / В.И. Бондарев, С.М. Крылатков, Крылаткова // Современные проблемы науки и образования H.A. (электронный научный журнал). – 2012. – № 2. - Режим доступа: http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=5616 (дата обращения: 22.11.2021)

42. Годовой отчет ОАО «Сибнефтегеофизика» за 2009 год [Электронный ресурс] // Disclosure.ru – система раскрытия информации на рынке ценных бумаг. - Режим доступа: http://www.disclosure.ru/issuer/GetFileMD5?md5=70d954c7bcaf74f90ef6034a4 8e41d17 (дата обращения: 22.11.2021)

43. Екименко, В.А. Сейсморазведка - основной метод поиска и разведки нефтяных залежей / В.А. Екименко // Георесурсы. - 2008. - № 4 (27). - С.14-16.

44. Воронков, О.К. Инженерно-геофизические изыскания для обоснования инвестиций в строительство Нижне-Тимптонской ГЭС / О.К. Воронков, Н.Н. Сигачева, О.А. Семенов, Ю.Ю. Пунин // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. - 2010. - Т.257. - С.56-64.

45. Мельников, Н.В. Фациальное районирование нижнего - среднего кембрия междуречья Подкаменной и Нижней Тунгусок / Н.В. Мельников, А.В. Исаев, Е.В. Смирнов, Е.Г. Наумова, М.В. Донцов, Л.В. Медюхина, М.А. Масленников // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2014. - №3. - С.3-17.

46. Бондарев, В.И. Наземная нефтегазовая сейсморазведка в СССР / России: вчера, сегодня, завтра / В.И. Бондарев, С.М. Крылатков // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2016. - Т.58. - № 4. - С.8-18.

47. Лексин, В.К. Результаты интерпретации сейсмических разрезов при инженерных изысканиях в пределах Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения (шельф о. Сахалин) / В.К. Лексин, П.Н. Самарин, П.Н. Лисковый // Инженерные изыскания. - 2018. - Т.12. - №9-10. - С.64-73.

48. Пылев, Е.А. Геологическое обоснование выбора перспективных объектов для хранения природного газа, обогащенного гелием, в Якутском центре газодобычи / Е.А. Пылев, Е.А. Мельников, И.В. Чурикова, А.В. Чичмарева, К.М. Семенова, Т.Н. Малютина, В.Л. Бондарев, Н.Б. Зинова, О.Ю. Якушкина // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». - 2019. - №4(41). - С.169-178.

49. Кондрашков, В.В. Применение миграции ПРО (параметрической развертки отражений) в обработке данных сейсморазведки 2D для получения разреза в условиях сложной тектоники / В.В. Кондрашков, И.М. Мраморова // Геофизика. - 2019. - № 2. - С.30-36.

50. Ленский, В.А. Возможности ВСП при обработке и интерпретации данных наземной сейсморазведки 2D/3D / В.А. Ленский, А.С. Жужель, Д.Р. Иркабаев // Геофизика. - 2020. - № 4. - С.16-24.

51. Отчет руководства ПАО «Газпром» за 2018 г. [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром» (официальный сайт). - Режим доступа: https://www.gazprom.ru/f/posts/65/760043/2018-mgt-report-ru.pdf (дата обращения: 11.01.2022)

52. Обзор нефтесервисного рынка России – 2020 [Электронный ресурс] // Компания «Делойт», СНГ (официальный сайт). - Режим доступа: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-

resources/Russian/oil-gas-survey-russia-2020.pdf (дата обращения: 11.01.2022)

Описание 4-го издания аналитического 53. исследования «Российский рынок сейсморазведочных работ: текущее состояние и прогноз до 2027 года» [Электронный ресурс] // Компания RPI (официальный Режим доступа: http://rpi-consult.ru/reports/dobycha-nefti-iсайт). gaza/rossiyskiy-rynok-seysmorazvedochnykh-rabot/ (дата обращения: 12.01.2022)

54. Гурвич, И.И. Сейсморазведка. Справочник геофизика / Под ред. И.И. Гурвича, В.П. Номоконова. - М.: Недра, 1981. – 464с.

55. Карасевич, A.M. «Сейсморазведка изучении при метаноугольного разреза» / A.M. Карасевич, Д.М. Земцова, А.А. Никитин. M: 000 «Центр информационных технологий В природопользовании», 2008. – 164с.

56. Азаров, Н.Я. Сейсмоакустический метод прогноза горногеологических условий эксплуатации угольных месторождений / Н. Я. Азаров, Д.В. Яковлев. – М: Недра, 1988. - 199 с.

57. Репин, А. А. Разработка и исследование автономного мобильного компрессионно-вакуумного ударного источника продольных волн для сейсморазведки / А. А. Репин, А. К. Ткачук, В. Н. Карпов, Белобородов В.Н., А.Г. Ярославцев, А.А. Жикин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2016. – № 1. – С.144-151.

58. Жуков, А.П. Сейсморазведка с вибрационными источниками / А.П. Жуков, С.В. Колесов, Г.А. Шехтман, М.Б. Шнеерсон. – Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2011. - 412 с.

59. Кузьмиченко, Н.В. Проведение натурных испытаний опытного образца водного электромагнитного импульсного невзрывного сейсмоисточника на полигоне / Н.В. Кузьмиченко, С.И. Малюта, С.Г. Зиновьев, Р.В. Семеновых, Г.В. Антоневич // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2020. – №3. – С.68-77.

60. Семенов, В. Н. Методическое пособие по оценке размера вреда водным биоресурсам при сейсморазведке и электроразведке / В.Н. Семенов, Ю.И. Зуенко, И.А. Атаманова, О.Н. Мухаметова, Г.С. Зеленихина, Б.В. Архипов, А.Б. Корниенко. - М.: Федер. агентство по рыболовству, ВНИРО, 2016. - 86 с.

61. Скрылев, С.А. Газодинамический источник сейсмических колебаний (ГИСК) / С.А. Скрылев, В.Н. Маслов, А.А. Болтов // Наука и ТЭК. – 2011. – №5. – С.48-50.

62. Фонберштейн, Е.Г. Гидропневматические источники сейсмических волн для инженерных изысканий, поисков и разведки месторождений нефти и газа / Е.Г. Фонберштейн, С.П. Экомасов // Информационный бюллетень «Геофизический вестник». - 2011. - № 6. - С.14-16.

63. Пантилеев, С.П. Невзрывные погружные источники сейсмических колебаний / С.П. Пантилеев // Север промышленный. – 2010. – №4. – С.53-55.

64. Гурин, А.Г.Особенности возбуждения сейсмоакустических сигналов наземными импульсными источниками с плоскими

электродинамическими излучателями / А.Г. Гурин, Б.Т. Кононов, В.Н. Щека // Электротехника и электромеханика. – 2011. – № 3. – С.67-69

65. Чугаев, А.В. Скважинный электроискровой источник возбуждения упругих колебаний для целей высокоразрешающей сейсморазведки / А.В. Чугаев, А.И. Бабкин // Горное эхо. – 2016. – № 3(64). – С.18-21.

66. Федотов, С.А. Обеспечение качества малоглубинных сейсмических исследований / С.А. Федотов, А.С. Федотов // Инженерные изыскания. - 2014. - № 11. - С.53-57

67. Гурвич, И.И. Сейсмическая разведка / И.И. Гурвич, Г.Н. Боганик. - 3-е изд., перераб. – М: Недра, 1980. - 551 с.

68. Череповский, А.В. Сейсморазведка с одиночными приемниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съемок / А.В. Череповский. - Образовательное турне EAGE. – Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2012. - 134 с.

69. Геофоны без корпусов [Электронный ресурс] // ООО «Геоспейс Технолоджис Евразия» (официальный сайт). - Режим доступа: https://geospace-ufa.ru/products/geofony-bez-korpusov/ (дата обращения: 12.01.2022)

70. Геофоны. Сейсмические датчики [Электронный ресурс] // Компания Sercel (официальный сайт). - Режим доступа: https://www.sercel.com/products/Lists/ProductSpecification/Geophones\_brochure \_Sercel\_RU.pdf (дата обращения: 12.01.2022)

71. Череповский, А.В. Бескабельная сейсморазведка XXI века: информативнее, быстрее, дешевле / А.В. Череповский // В сборнике: ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии. Труды Международной геолого-геофизической конференции. - 2018. - С.611-613.

72. Гафаров, Р.М. Сейсморазведочные работы МОГТ 3D с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы GSR / Р.М. Гафаров, И.С. Муртаев, В.П. Лицкий, Р.Т. Хакимов // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2013. - №4. - С30-38.

73. ООО НПК «СибГеофизПрибор». Выпускаемая аппаратура [Электронный ресурс] // ООО НПК «СибГеофизПрибор (официальный сайт). - Режим доступа: http://www.sibgeodevice.ru/manufactured-equipment (дата обращения: 12.01.2022)

74. Беспроводная система синхронизации СБС-1 [Электронный pecypc] // ООО «ГЕОСИГНАЛ» (официальный сайт). - Режим доступа: http://geosignal.ru/essential\_grid/besprovodnaya-sistema-sinkhronizacii/ (дата обращения: 12.01.2022)

75. Тестер геофонов полевой автономный SGD-TG [Электронный pecypc] // ООО «Геодевайс» (официальный сайт). - Режим доступа: https://geodevice.ru/main/seismic/seis-cables/tester/sgdtg/ (дата обращения: 12.01.2022)

 76.
 Защищенные ноутбуки и планшеты [Электронный ресурс] // ООО

 «Геодевайс»
 (официальный сайт).
 Режим доступа:

 https://geodevice.ru/main/gpr/components/universal-add/notebook/
 (дата обращения: 12.01.2022)

77. Буровые установки. Сейсморазведка [Электронный ресурс] // ООО «Геомаш-Центр» (официальный сайт). - Режим доступа: https://www.geomash.ru/catalog/drilling\_equipment/seismic/ (дата обращения: 12.01.2022)

78. Владов, М.Л. О проблемах инженерной сейсмики / М.Л. Владов, В.В. Капустин // Технологии сейсморазведки. - 2014. - № 2. – С104-112.

79. Близнецов, М.Т. «Яркое пятно» в нижнемеловых отложениях Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири / М.Т. Близнецов, Ю.П. Меньшиков // Геофизика. – 2002. – № 4. – С.11-14.

Яковлев, А.С. Применение сейсморазведки МОВ-ОГТ для 80. инженерно-геологических Санкт-Петербурге решения задач В И Ленинградской области A.C. Яковлев Записки Горного / // института. - 2011. - №.189. - С.76-77

81. Белоусов, А.В. Оценка качества данных инженерной сейсморазведки / А.В. Белоусов // Инженерная, угольная и рудная геофизика - 2015. Современное состояние и перспективы развития (28 сентября - 2 октября 2015 г.). - Сочи, ЕАГО. - 2015. – С34-37.

82. Турчков, А.М. Метод отраженных волн в модификации общей глубинной точки в инженерной сейсморазведке / А.М. Турчков // Технологии сейсморазведки. - 2013. - № 2. – С98-111.

83. Кузнецов, В.М. Изучение многолетнемерзлых пород с использованием технологий многоволновой сейсморазведки в применении к верхней части разреза / В.М. Кузнецов, А.П. Жуков, Е.О. Никонов, Д.И. Буров, Т.Н. Гафаров, А.В. Кусевич // Технологии сейсморазведки. - 2014. - № 1. – С74-83.

84. Федотов, С.А. Многоволновая сейсморазведка: повышение производительности и разрешающей способности при проведении инженерно-геофизических исследований / С.А. Федотов, А.С. Федотов, М.П. Федорова // Автоматизированные технологии изысканий и проектирования. – 2012. – № 1(44). – С.76-77.

85. Конторович, В.А. Разномасштабные геологические модели, сейсмогеологические критерии прогноза и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю.

Калинин, М.В. Соловьев, К.И. Канакова // В сборнике: ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии. Труды Международной геолого-геофизической конференции. - 2018. - С.221-224.

86. Ампилов, Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю.П. Ампилов. – М: Центральное изд-во геофиз. лит. – «Спектр», 2008. – 384 с

87. Монахов, В.В. Применение сейсмического метода при диагностике земляного полотна железных дорог с целью выявления потенциально опасных объектов / В.В. Монахов, В.И. Овчинников, А.В. Урусова, М.П. Широбоков // Технологии сейсморазведки. - 2008. - № 3. – С94-96.

88. Барях, А.А. Применение инженерной сейсморазведки в геомеханических расчетах сложных горнотехнических объектов / А.А. Барях, А.Г. Ярославцев, И.А. Санфиров, А.К. Федосеев, А.А. Цаюков // 12th Conference and Exhibition Engineering Geophysics 2016. – Анапа, 2016. – C.154-160

89. Абрамов, Н.Н. Сейсмический контроль состояния подземных гидротехнических сооружений / Н.Н. Абрамов, Ю.А. Епимахов // Технологии сейсморазведки. - 2010. - № 3. – С115-118.

90. Ампилов, Ю.П. Динамика рефрагированных сейсмических волн и ее использование при изучении земной коры / Ю.П. Ампилов, Т.И. Облогина / В сборнике: Ломоносовская школа МГУ по геофизическим методам исследования земных недр: прошлое, настоящее, будущее. Под редакцией В.К. Хмелевского. – 2004. - С.104-109

91. Романов, В.В. Изучение толщи четвертичных отложений Подмосковья инженерной сейсморазведкой / В.В. Романов // Геофизика. – 2014. - №3. - С42-49

92. Санфиров, И.А. Идеи А.К. Урупова в скоростном анализе данных малоглубинной сейсморазведки / И.А. Санфиров, А.А. Жикин, А.Г. Ярославцев, А.И. Бабкин // Геофизика. - 2013. - №5. - С12-16

93. Копунов, С.Э. Концепция технологии оценки структуры и параметров флюидодинамической геомеханической модели нефтегазового бассейна по сейсмическим данным / С.Э. Копунов, В.Б. Писецкий // Технологии сейсморазведки. - 2016. - № 3. – С22-27

94. Гик, Л.Д. Изучение нефтегазовых коллекторов на основе признака повышенного затухания сейсмических волн / Л.Д. Гик // Технологии сейсморазведки. - 2010. - № 3. – С43-49.

95. Кулагин, А.В. Моделирование геологических процессов при интерпретации геофизических данных / А. В. Кулагин, И.А. Мушин, Т.Ю. Павлова. - М.: Недра, 1994. – 250 с.

96. Кондратьев, И.К. Эффективность прогнозирования коллекторов способами динамической интерпретации в Восточной Сибири / И.К. Кондратьев, В.И. Рыжков, М.Т. Бондаренко, Е.В. Лапина // Технологии сейсморазведки. - 2010. - № 4. – С26-34

97. Золотой, Н. В. Построение и контроль качества фоновой модели акустических импедансов / Н.В. Золотой, И.Н. Керусов, Д.Е. Мирошниченко, С.А. Иванов, Ю.А. Осерская // Технологии сейсморазведки. - 2009. - № 3. – C56-60

98. Шленкин, С.И. Новые представления о характерных особенностях формирования ловушек УВ в Западной Сибири и методы их поисков / С.И. Шленкин, В.А. Ганиев, М.В. Берин, Н.В. Маказюба, С.Н. Максимов // Технологии сейсморазведки. - 2009. - № 4. – С66-72

99. Баюк, И.О. Основные принципы математического моделирования макроскопических физических свойств коллекторов углеводородов / И.О. Баюк // Технологии сейсморазведки. - 2013. - № 4. – С5-18.

100. Хромова, И.Ю. Практическое сравнение методик прогноза трещиноватости по сейсмическим данным / И.Ю. Хромова // Технологии сейсморазведки. - 2010. - № 2. – С62-69

101. Шаповалов, М.Ю. Особенности обработки сейсмических данных для прогноза свойств тонких пластов на примере Верхнечонского месторождения / М.Ю. Шаповалов, Д.Г. Лазутин // Технологии сейсморазведки. - 2016. - № 1. – С100-108

102. Быков, В.В. Прогнозирование продуктивной части геологического разреза Омбинского месторождения и особенности его строения / В.В. Быков, Э.Р. Кадырова, М.Б. Лурье, А.С. Петренко, О.А. Смирнов // Технологии сейсморазведки. - 2008. - № 1. – С70-73

103. Жемчугова, В.А. Использование новых технологий сейсморазведочных работ для повышения эффективности геологоразведочных работ (На примере верхнемеловых отложений севера Западной Сибири) / В.А. Жемчугова, М.О. Бербенев, Ю.В. Наумчев // Технологии сейсморазведки. - 2015. - № 3. – С80-88

104. Смирнов, В.Н. Автоматизация процесса атрибутного анализа сейсмических данных / В.Н. Смирнов, А.А. Натеганов, А.П. Девятка // Технологии сейсморазведки. - 2015. - № 3. – С14-17

105. Масюков, В.В. Практика атрибутного прогнозирования требует совершенствования / В.В. Масюков, М.А. Попов, С.П. Тюнегин // Технологии сейсморазведки. - 2013. - № 3. – С76-87

106. Гафуров, Д.О. Интерпретация данных геофизических исследований Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения обучаемыми нейронными сетями, прогноз строения Осинского горизонта /

Д.О. Гафуров, О.М. Гафуров, В.А. Конторович // Технологии сейсморазведки. - 2014. - № 4. – С85-92

107. Анциферов, А. В. Моделирование процесса формирования и распространения сейсмоакустических волновых полей в углепородном массиве с учетом зон вероятного скопления метана / А. В. Анциферов, М. Г. Тиркель, А. А. Глухов, В. А. Анциферов // Геомеханические и геодинамические аспекты повышения добычи шахтного и угольного метана. – С.-Петербург: ВНИМИ, 2007. – С. 231–239.

108. Ярославцев, А.Г. Совершенствование графа цифровой обработки сейсморазведочных данных для территорий с повышенной природно-техногенной нагрузкой / А. Г. Ярославцев, А. А. Жикин, И. А. Санфиров, В.В. Туманов, Е.В. Сухинина // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № S44. – С.3-22.

109. Рошмаков Ю.В. Технологии сейсморазведки при подготовке объектов в транзитных зонах / Ю.В. Рошмаков, Т.А. Столбова, А.П. Лаптев, В.М. Неганов, С.С. Черепанов, В.Ф. Ланцев Технологии сейсморазведки. - 2010. - № 2. – С. 85-89

110. Романов, В.В. Инженерная сейсморазведка методом отраженных волн в Москве / В.В. Романов, М.Б. Шнеерсон // Геофизика. - 2018. - № 6. - С.75-81.

111. Мешбей, В. И. Сейсморазведка методом общей глубинной точки / В.И. Мешбей. - М.: Недра, 1973. – 152 с.

112. РСН 66-87 «Инженерные изыскания для строительства. Технические требования к производству геофизических работ. Сейсморазведка». – М: Технорматив, 2012. – 31 с.

113. Станции инженерные сейсмические SGD-SEL48UB, SGD-SEL24UB, SGD-SEL12UB [Электронный ресурс] // СибГеофизПрибор (официальный сайт): - Режим доступа: https:// files.sibgeodevice.ru/booklets/SGD-SEL48UB\_2019.pdf (дата обращения: 15.01.2022)

114. ЛАККОЛИТ Х-М4. Цифровая многоканальная инженерная сейсмостанция [Электронный ресурс] // Группа компаний Логис-Геотех (официальный сайт): - Режим доступа: https://www.geotech.ru/sejsmostanciya\_lakkolit\_h-m4/ (дата обращения: 15.01.2022)

115. ЭЛЛИСС-3 [Электронный ресурс] // Геосигнал (официальный сайт): - Режим доступа: http://geosignal.ru/catalog/elliss-3/ (дата обращения: 15.01.2022)

116. Цифровая инженерная сейсмостанция «Диоген-24/14» НТК Диоген. Веб-сайт [Электронный ресурс] // НТК Диоген (официальный

сайт): - Режим доступа: http://www.ntkdiogen.ru/dio2414.html (дата обращения: 15.01.2022)

117. Бескабельная сейсмосистема SCOUT [Электронный ресурс] // OAO «СКБ СП» (официальный сайт): - Режим доступа: http://skbsp.ru/index.php/ru/sejsmosistemy/beskabelnaya-sejsmosistema-scout (дата обращения: 15.01.2022)

118. Кабельная сейсмосистема Т3 для наземной сейсморазведки [Электронный ресурс] // ОАО «СКБ СП» (официальный сайт): - Режим доступа: http://skbsp.ru/index.php/ru/sejsmosistemy/kabelnaya-sejsmosistemat3-dlya-nazemnoj-sejsmorazvedki (дата обращения: 15.01.2022)

119. 428XL. Технические характеристики Компания Sercel. Веб-сайт [Электронный ресурс] // Компания Sercel (официальный сайт). - Режим доступа:

http://www.sercel.com/products/Lists/ProductSpecification/428XL\_specifications \_Sercel\_RU.pdf (дата обращения: 15.01.2022)

120. G3i HD. Scalable cable system for 2D to high -channel Count 3D operations [Электронный ресурс] // Компания Inova (официальный сайт). - Режим доступа: https://www.inovageo.com/products/g3i-hd (дата обращения: 15.01.2022)

121. Hawk. The Multi-tool of Onshore Seismic [Электронный ресурс] // Компания Inova (официальный сайт). - Режим доступа: https://www.inovageo.com/products/hawk (дата обращения: 15.01.2022)

122. Сейсморазведочные источники / Кувалды и металлические подставки [Электронный ресурс] // ООО «Геодевайс» (официальный сайт). - Режим доступа: https://geodevice.ru/main/seismic/sources/sledgehammers/ (дата обращения: 15.01.2022)

123. Accelerated weight drops (different customizations) [Электронный pecypc] // Компания SolGeo (официальный сайт). - Режим доступа: http://www.solgeo.it/media/strumento/SOL\_AWD.pdf (дата обращения: 15.01.2022)

124. Холодилов, В. А. Газодинамический источник сейсмических колебаний для исследования транзитных зон водоемов / В.А. Холодилов, Г.В. Крылов, Н. А. Туренков, А. А. Болотов // Горная промышленность. – 2006. – № 2(66). – С.74-76.

125. Импульсный источник сейсмических колебаний [Электронный pecypc] // Веб-сайт: GeoGet - Геофизика Геология География Геодезия. - Режим доступа: http://geoget.ru/content/view/162/405/ (дата обращения: 15.01.2022)

126. Импульсный пороховой источник упругих колебаний [Электронный ресурс] // Горный институт УРО РАН (официальный

сайт). - Режим доступа: https://www.mi-perm.ru/ru/scientificactivity/development/impulsnyy-porokhovoy-istochnik-uprugikh-kolebaniy/ (дата обращения: 15.01.2022)

127. СВ-5/300В вибрационный источник сейсмических сигналов производства АО «ГЕОСВИП» [Электронный ресурс] // Росгеология, АО «ГЕОСВИП» (официальный сайт). - Режим доступа: https://rosgeo.com/upload/pdf/2020%20%D0%A1%D0%92-5\_300%D0%92.pdf (дата обращения: 15.01.2022)

128. CB-14/150 вибрационный источник сейсмических сигналов производства АО «ГЕОСВИП» [Электронный ресурс] // Росгеология, АО «ГЕОСВИП» (официальный сайт). - Режим доступа: https://rosgeo.com/upload/pdf/2020%20%D0%A1%D0%92-14\_150.pdf (дата обращения: 15.01.2022)

129. Производство импульсных источников. «Енисей КЭМ-4» (шасси «УРАЛ-55571») [Электронный ресурс] // ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» (официальный сайт). - Режим доступа: http://gseis.ru/our-business/field-seismic-works/impulse-technique/ (дата обращения: 15.01.2022)

130. Производство импульсных источников. «Енисей СЭМ-100» [Электронный ресурс] ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» (официальный сайт). - Режим доступа: http://gseis.ru/our-business/field-seismic-works/impulsetechnique/ (дата обращения: 15.01.2022)

131. Геотон-12 [Электронный ресурс] // Веб-сайт: Электромагнитные источники сейсмических волн «Геотон». Холдинг «Геосейс». - Режим доступа: https://geoton.ru/?node=g\_e\_o\_t\_o\_n\_%E2%80%931\_2 (дата обращения: 15.01.2022)

132. Тайлаков, О.В. Применение малоглубинной сейсморазведки для уточнения условий залегания угольных пластов и локализации изменений их газоносности» / О.В. Тайлаков, В.И. Овчинников, С.В. Соколов // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр., ИГТМ НАН Украины. - 2010. - №17. – С.22-26.

133. Гарбер, И.С. Разрывные нарушения угольных пластов (по материалам шахтной геологии) / И.С. Гарбер, В.Е. Григорьев, Ю.Н. Дупак и др. - Л.: Недра, 1979. - 190 с.

134. Калинченко, В.М. Прогнозирование мелкоамплитудной нарушенности угольных пластов: монография / В.М. Калинченко, Д.Н. Шурыгин, Д.А. Ефимов. - Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2013. – 131 с.

135. Klishin, V.I. Assessment of elastic seismoacoustic vibration propagation through coal and rock mass within the extraction column during directional hydraulic fracturing (DHF) implementation / V.I. Klishin, O.V. Taylakov, G.Yu. Opruk, S.V. Sokolov, A.V. Nikolaev // International

Scientific Conference «Knowledge-based technologies in development and utilization of mineral resources». - 2018. – Vol. 206. – Art. № 012024.

136. Klishin, V.I. Seismic monitoring of hydrodynamic impact on coal seam at interval hydraulic fracturing / V.I. Klishin, O.V. Taylakov, G.Yu. Opruk, M.P. Makeev, S.V. Sokolov, A.S. Teleguz and A.L. Tatsienko // International Scientific Conference «Knowledge-based technologies in development and utilization of mineral resources». - 2019. – Vol. 377. – Art. № 012034.

137. Klishin, V.I. Geophysical and geomechanical analysis of coal mass condition during directional hydraulic fracturing (DHF) / V.I. Klishin, O.V. Taylakov, G.Yu. Opruk, S.V. Sokolov and A.V. Galkin // International Scientific Conference «Knowledge-based technologies in development and utilization of mineral resources. - 2019. – Vol. 377. – Art. № 012035.

138. Клишин, В.И. Оценка распространения упругих сейсмоакустических колебаний в углепородном массиве в границах выемочного столба при проведении работ по направленному гидроразрыву / В.И. Клишин, О.В. Тайлаков, Г.Ю. Опрук, С.В. Соколов, А.В. Николаев // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. - 2018. - № 4. - С.211-218.

139. Тайлаков, О.В. Определение свойств кровли в пределах выемочного столба на основе применения автономных сейсмических регистраторов в шахтных геофизических измерениях / О.В. Тайлаков, С.В. Соколов, Е.А. Салтымаков // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. - 2018. - № 4. - С.437-441.

140. Клишин, В.И. Экспериментальные исследования процесса разрушения угольного пласта при поинтервальном гидроразрыве / В.И. Клишин, О.В. Тайлаков, Г.Ю. Опрук, М.П. Макеев, С.В. Соколов, Е.А. Уткаев, А.С. Телегуз // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. - 2019. - Тб. - № 2. - С.113-117.

141. Тайлаков, О.В. Повышение эффективности гидродинамического воздействия на углепородный массив на основе контроля его параметров методом сейсмической томографии / О.В. Тайлаков, М.П. Макеев, С.В. Соколов // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов: науч. Журнал. Сиб. гос. индустр. ун-т; под общей ред. В.Н. Фрянова. – Новокузнецк. - 2020. - №6. - С.38-42.

142. Тайлаков, О.В. К вопросу повышения достоверности прогноза динамических явлений и контроля напряженного состояния в угольных шахтах с использованием сейсмоакустических методов / О.В. Тайлаков, С.В. Соколов // Горная промышленность. – 2017. - №6 (136). – С.72-75.

143. Тайлаков, О.В. Определение аномальных тектонических зон, характеристик устойчивости и управляемости кровли методом сейсмического просвечивания на проходящих волнах / О.В. Тайлаков,

С.В. Соколов, А.В. Герасимов, А.А. Колмакова // Горный информационноаналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2018. - № S49. - C.275-282.

144. Tailakov, O.V. Seismological survey of the coal fields based on the applying of the low-power sources of oscillation / O.V. Tailakov, S.V. Sokolov, M.P. Makeev, A.N. Kormin // 3rd International Innovative Mining Symposium, IIMS 2018. – Art. № 01029.

145. Zastrelov, D.N. Determination of geological conditions of gassy coal seams on the basis of seismic acoustic profiling in underground mine workings / D.N. Zastrelov, A.N. Kormin, E.A. Saltymakov, S.V. Sokolov, O.V. Taylakov // International Scientific Conference «Knowledge-based technologies in development and utilization of mineral resources». - 2018. – Vol. 206. – Art. № 012046.

146. Соколов, С.В. Комплексные геофизические исследования состояния углепородного массива в условиях Кузбасса / С.В. Соколов, Е.А. Салтымаков, А.Н. Кормин // Вестник Кузбасского Государственного Технического Университета. - 2017. - № 2 (120). - С.66-70.

147. Соколов, С.В. Опыт применения сейсмической разведки с поверхности для уточнения параметров залегания угольных пластов / С.В. Соколов, О.В. Тайлаков // И 66 Инновационный конвент «Кузбасс: образование, наука, инновации»: материалы Инновационного конвента. – 2014. – С.47–48.

148. Тайлаков, О.В. Обеспечение безопасности угледобычи на основе данных наземной сейсморазведки методом общей глубинной точки / О.В. Тайлаков, С.В. Соколов, Д.Н. Застрелов, А.С. Ярош // Вестник Научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – Кемерово - 2015. – №4. – С. 34-37.

149. RadExPro 2013.2. Руководство пользователя (редакция от 01.07.2013) / - М: ООО «Деко-геофизика СК», 2013. – 447 с.

150. Тайлаков, О.В. Применение сейсмического профилирования для залегания пластов / О.В. Тайлаков. уточнения условий угольных М.П. Макеев, С.В. Соколов, Е.А. Уткаев || Наукоемкие технологии разработки и использованиия минеральных ресурсов: сб. научн. статей, Сиб. общей B.H. Фрянова. гос. индустр. ред. ун-т; под Новокузнецк. - 2012. - С.266-267.

151. Соколов, С.В. Применение сейсмической разведки для уточнения горно-геологических условий разработки угольных месторождений / С.В. Соколов // Горняцкая смена. Сб. трудов Всероссийской научной конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых с элементами научной школы «Горняцкая смена – 2013». – 2013. – Т.3 - С.153-155.

152. Хайкин, С Нейронные сети: полный курс / С. Хайкин. - 2-е изд., испр.: Пер. с англ. – М.: Издательский дом Вильямс, 2006. - 1104 с.

153. Бодянский, Е.В., Руденко О.Г. Искусственные нейронные сети: архитектуры, обучение, применения / Е.В. Бодянский, О.Г. Руденко. - Харьков: Телетех, 2004. – 369 с.

154. Тадеусевич, Р. Элементарное введение в технологию нейронных сетей с примерами программ / Р. Тадеусевич и др. - Пер. с польск. – М.: Горячая линия – Телеком, 2011. – 408 с.

155. Арзамасцев, А.А. Моделирование в психологии на основе искусственных нейронных сетей / Арзамасцев А.А., Зенкова Н.А. - Тамбов: ИМФИ ТГУ им. Г.Р.Державина, 2003. – 106 с.

156. Ежов, А.А. Нейрокомпьютинг и его применение в экономике и бизнесе / А.А. Ежов, С.А. Шумский – М.: МИФИ, 1998. – 224 с.

157. Каллан, Р. Основные концепции нейронных сетей / Р. Каллан. - Пер. с англ. – М., С.-Петербург, Киев: Издательский дом «Вильямс», 2001. – 287 с.

158. Лагунов, Н.А. Применение сверточных нейронных сетей в задачах распознавания многопараметрических объектов / Н.А. Лагунов // Пространство и Время. - 2013. - № 3(13). - С.194-197.

159. Назаренко, С.Ю. Применение искусственных нейронных сетей в радиационном неразрущающем контроле / С.Ю. Назаренко, В.А. Удод // Дефектоскопия. - 2019. - № 6. - С.53-64.

160. Родина, С.Н Применение нейросетевого подхода при интерпретации каротажных данных / С.Н. Родина, К.Ю. Силкин / Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. - 2007. - № 2. - С.184-188.

161. Zheng, J. An automatic microseismic or acoustic emission arrival identification scheme with deep recurrent neural networks / J. Zheng, J. Lu, S. Peng, T. Jiang // Geophysical Journal International. – 2018. – Vol. 212. – Iss. – pp. 1389-1397. https://doi.org/10.1093/gji/ggx487

162. Beroza, G.C. PhaseNet: a deep-neural-network-based seismic arrivaltime picking method / W. Zhu, G.C. Beroza //Geophysical Journal International. – 2019. - Vol. 216. - Iss. 1. - pp. 261–273. https://doi.org/10.1093/gji/ggy423

163. Yuan, S. Seismic Waveform Classification and First-Break Picking Using Convolution Neural Networks / S. Yuan, J. Liu, S. Wang, T. Wang, P. Shi // IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters. -2018. – Vol. 15. – Iss. - pp. 272 – 276. https://doi.org/10.1109/LGRS.2017.2785834

164. Егоров, Д.В. Опыт применения сверточных нейронных сетей в задаче выделения разрывных нарушений по сейсмическим данным на примере шельфового месторождения Охотского моря / Д.В. Егоров, И.И. Кубышта // Геофизика. - 2020. - № 3. - С.38-44.

165. Зелинский, Н.Р. Опыт применения нейронных сетей для выделения тектонических нарушений в угленосных толщах по данным сейсморазведки / Н.Р. Зелинский, М.Л. Владов // Геофизика. - 2013. - № 2. - С.38-44.

166. Тайлаков, О.В. Обоснование критериев регистрации коллекторов угольного метана на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных / О.В. Тайлаков, М.П. Макеев, С.В. Соколов, Е.А.Салтымаков // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2018. - № S49. - С.300-312.

167. Тайлаков, О.В. Применение нейросетевого анализа для интерпретации данных сейсморазведки / О.В. Тайлаков, С.В. Соколов, М.П. Макеев, А.А. Колмакова // Сб. статей по итогам IV Научн.-практ. конф. ПМХ. - 2019. - С. 299-303.

168. Макеев, М. П. Разработка цифровой модели оценки трещиноватости и фракционного состава углей на основе их изображений: дис. канд. техн. наук: 05.13.18 / Макеев Максим Павлович. – Кемерово, 2006. – 125 с.

169. Хуанг, Т.С. Быстрые алгоритмы в цифровой обработке изображений / Т.С. Хуанг, Дж.-О. Эклунд, Г. Дж. Нуссбаумер, Ш. Зохар, Б.И. Юстуссон, Ш.-Г. Тян; Под ред. Т.С. Хуанга - Пер. с англ. – М.: Радио и связь, 1984. – 224 с.

170. Воскобойников, Ю. Е. Фильтрации сигналов и изображений: фурье и вейвлет алгоритмы (с примерами в Mathcad): монография / Ю. Е. Воскобойников, А. В. Гочаков, А. Б. Колкер. – Новосибирск: НГАСУ (Сибстрин), 2010. – 188 с.

171. Макеев, М.П. Анализ трещиноватости углей на основе компьютерной обработки цифровых изображений аншлифов / О.В. Тайлаков, Макеев. М.П. // Энергетическая безопасность России, Новые подходы к развитию угольной промышленности: Труды международной научн.-практич. конф. - 2002. - С.75-77.

172. Макеев, М.П. Алгоритм выделения трещин на цифровых изображениях аншлифов углей / О.В. Тайлаков, Макеев. М.П. // Проблемы освоения недр в XXI веке – глазами молодых: Материалы I Международной конференции молодых ученых и специалистов, посвященной 25-летию ИПКОН РАН. - 2002. - С.36-38.

173. Сухотин, А.М. О сходимости, числовых рядов = On a convergence of number series / А. М. Сухотин // Современные проблемы науки и образования. - 2007. - № 6, Ч.2. - С. 124-131. [Электронный ресурс] // Режим доступа: по договору с организацией-держателем ресурса: http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=806.

174. Дьяконов, В. П. МАТLAB 6.5/7.0 + Simulink 5/6. Обработка сигналов и проектирование фильтров. Библиотека профессионала. - М.: «СОЛОН-Пресс», 2005. - 576 с.

175. Дьяконов, В. П. МАТLAB 6.5/7.0/7 SP1/7 SP2 + Simulink 5/6. Инструменты искусственного интеллекта и биоинформатики. Библиотека профессионала. - М.: «СОЛОН-Пресс», 2005. — 456 с.

176. Fahlman, S.E. The cascade-correlation learning architecture: Tech. Rep. / S.E. Fahlman, C. Lebiere. – Pittsburgh: School of Computer Science Carnegie Mellon University, 1991. – 14 pp.

# **Приложение А.** Справка о соответствии представленной информации заявленной теме диссертационной работы

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ НАУЧНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР УГЛЯ И УГЛЕХИМИИ СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК» (ФИЦ УУХ СО РАН)

#### **УТВЕРЖДАЮ**

директор Института угля ФИЦ УУХ СО РАН чл.- корр. РАН В. И. Клишин

11 aprila 2021 г.

#### СПРАВКА О СООТВЕТСТВИИ ПРЕДСТАВЛЕННОЙ ИНФОРМАЦИИ ЗАЯВЛЕННОЙ ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

В диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук научного сотрудника лаборатории ресурсов и технологий извлечения угольного метана Института угля ФИЦ УУХ СО РАН Соколова Сергея Владиславовича указана следующая информация:

«Работа выполнена в соответствии с «... проектом Российского научного фонда №17-17-01143 «Прогнозирование и управление геомеханическим состоянием горного массива в период формирования и проявления динамических осадок основной кровли и его профилактической гидрообработки с целью недопущения динамических и газодинамических явлений».

Кроме того в диссертационной работе представлены публикации, выполненные в рамках реализации проекта Российского научного фонда №17-17-01143:

– Klishin, V.I. Geophysical and geomechanical analysis of coal mass condition during directional hydraulic fracturing (DHF) / V.I. Klishin, O.V. Taylakov, G.Yu. Opruk, S.V. Sokolov and A.V. Galkin // International Scientific Conference «Knowledge-based technologies in development and utilization of mineral resources. - 2019. - Volume 377. - Article № 012035.

– Клишин, В.И. Экспериментальные исследования процесса разрушения угольного пласта при поинтервальном гидроразрыве / В.И. Клишин, О.В. Тайлаков, Г.Ю. Опрук, М.П. Макеев, С.В. Соколов, Е.А. Уткаев, А.С. Телегуз // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. - 2019. - Т 6. - №2. - С. 113-117.
– Тайлаков, О.В. Повышение эффективности гидродинамического воздействия на углепородный массив на основе контроля его параметров методом сейсмической томографии / О.В. Тайлаков, М.П. Макеев, С.В. Соколов // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов: науч. Журнал. Сиб. гос. индустр. ун-т; под общей ред. В.Н. Фрянова. – Новокузнецк. - 2020. - №6. - С. 38-42.

Настоящим подтверждаю, что в рамках проекта Российского научного фонда №17-17-01143 «Прогнозирование и управление геомеханическим состоянием горного массива в период формирования и проявления динамических осадок основной кровли и его профилактической гидрообработки с целью недопущения динамических и газодинамических явлений» диссертантом выполнен цикл шахтных сейсморазведочных исследований, направленных на оценку степени изменений характеристик сейсмического сигнала в результате разупрочнения углепородного массива посредством его гидроразрыва.

О.В. Тайлаков

Заведующей лабораторией ресурсов и технологий извлечения угольного метана Института угля ФИЦ УУХ СО РАН д.т.н., профессор

-

181



**Приложение Б.** Исходные полевые сейсмограммы по геофизическим профилям 1-4





**Приложение В.** Исходные полевые сейсмограммы по геофизическому профилю 5



**Приложение Г.** Сертификат о калибровке инженерной сейсморазведочной станции Лакколит X-M3

стандартизан	ни, метрологи	и и испытаний в Кем	еровской области»
	650991, r. Ke	мерово, ул. Дворцова	w, 2
	Ni 001507, aci	аствительно до 29.03.	2022
	wavep wopes after	тын Сакалельства е ретнетрация в	ick .
	(Balacecean	уп «Вниимс» на Наполни презна РСК	
	Серти	фикат калибровки	
	N	54301-2019	
Наименование СИ	Стании	и цифрован многокала	льная ниженерная
	ce	йсморазведочная	
Тип СИ		ЛАККОЛИТ Х-МЗ	
Заволской номер СИ		3/037	
Наименование, ИНН зая	азчика		
Место проведения кали	іровки Лаб	оратория радноэлектр	онных измерений каб. №1
Дата проведения калибр	овки	26 anryc	ra 2019 r.
Методика калибровки (п	шименование, н	юмер, кем утверждена)	HYCE.416611.005 P3
Результаты калибровки при	(действительны зедены в прило	е значения метрологичес каснии к сертификату (	жих характеристик) калибровки
Условия проведения ка	шбровки	Температура окружа	nomero Bonnyxa 20,2 °C,
Неопределенность оцен	ки метрологичен	ских характеристик	and the 77,1 kits
Доказательства прослея эталонах, NiNt и даты с (per.Ni3.1.ZEЧ.10 за	аназемости изме видетельств о по 67.2016), 3 разр пп. №2106038 (ря	ерений (сведения об испо зверке) Мультимет яд; Измеритель нелике ег. МЗ.1.ZEЧ.1058.2016)	ельзуемых при калибровке р 3458А, зав.№МУ450434 йных вскяжений СК6-13, . 2 разряд
1 К 9 отность на прокатор	гин 2 кат. 9 назебрана;	The	Д.Н. Фурман иници, фенон А.А. Косых

# Приложение к сертификату калибровки № 54301-2019

Паржинтр	Raway 5	Ranter 2	Kaxan 3	Kawan 4	Kiwart 5	Knean 4	Kawan T	Канал 8	Kavan P	Kai-an 10	Karan 11	Kawan 12
Straipipegenet antenation are residenteed. %	0,009	0,010	0,011	0.000	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0.011	0.009	0,010
Statuted englishmenicity, N.	0,67	0.07	0,07	0,07	0,97	0.07	50,0	0.07	0,07	0,07	0.07	0.07
Yoursee (18), dB	10,0	91,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10, D	10,0	10,0	10,0	10,0
Yooceane (100), AS	100.0	100,0	100.0	100.0	100,0	100,0	100.D	100.0	100,D	502.0	100.000	100,0
Козффиционт передачи, мейлод АЦЛ	0.00217	0.00217	0.00216	0.00217	0.00217	0.00217	0.00217	0.00216	0.00216	0.00217	0,00216	0,00216
Пендиничность клиффеционта гередини	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	D,3	0,3	D,3	0,5	6.9	0,3	0,3
Spherice and powers area, self	0.2857	0,331	0,3216	0,3130	0.3252	0.2600	0.3258	0.3076	0,3217	0,3118	0,3338	0.3174
Диналичноский диклалон, д.Б.	107,3	106.2	107.3	105.8	106,9	106.6	109,4	106.5	107.3	125,6	106,8	106,1
Ensurance on-marc ra-rance, pG	106,1	105,2	105.2	107,1	100,0	105.3	105,5	310,0	112.8	3117,7	100,9	107,5
Duponenie anabainina benshira "45	101,6	59,5	109.9	03.9	99,5	99.2	153,2	90.0	94.1	108.2	97.6	112.5
Подакление на настоте Найконста, дб	87,1	87,1	67,1	87.1	UG.R	36,8	- RT, 1	87.2	67,5	-07,1	87,2	60.9
Beparen centra (125 Fu), Fu	126.0	126.D	126.0	126.0	126,0	126.D	125,0	126.0	125.0	125,0	126.0	1285,0
Hepat-comprocity Arid (128 Fug. #8	0.00	0.00	0,90	0.00	0,00	9,00	0.00	0.00	0,00	0,00	0.00	0.00
Bepsiver (pavel) (250 Fu), Fu	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7	253,7	250,7	250,7	250,7
Hepatemeripheness JAK (216 Fig. 28	0.01	0,01	0.01	0,01	0.01	0,01	0,01	0.01	0,01	0,01	0.01	0.01
Separate galaxya plati fug. Fig.	500,8	\$90.8	\$00,8	500.8	600.8	600.7	500,7	600.8	\$35,7	600,8	500,7	600.8
Hapsevolespiecers ARR (500 Fu) all-	0.01	D/0.1	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0.01	0,01
Beparent totra pr (1000 Fig), Fig.	5000,7	1000,7	1000.8	1000,7	1000,T	1000,8	1000.B	1000,8	1000,8	1000,7	1000,6	1000,8
Неравнонерность АЧИ (1020 Га), дБ	0.02	0.02	0.02	90.0	0.02	0.02	0.02	0.02	0.42	0.02	9.02	\$0.0
Becamine thereige (2000 Fig), Fig.	2000.2	2000.3	2000,3	2000.4	2000,3	3000,4	2000.3	2000,2	2000,3	2000.3	2000.4	2000,4
Наравнонерность АНХ (2020 Га), дб.	4.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	.\$27	0.27	9,27	0.27	9.27
Department total-incpit (4080 Fig), Fig.	4000,52	4000,41	4000,27	4000,58	4000,48	4000.20	4000,27	4000,45	4000,10	4000,00	4000,37	4000,47
Hepassionepoints A100.04000 Tub. 26	0.89	0.89	0.58	0.80	0.89	0.89	0.80	0.89	0.69	Q3.00	0.80	0.89

Happenergi	KINGS 13	Kavan 14	Kinah 18	Kanan 16	R0448.17	Kin-sin 18	Konat 78	Kanalat 20	Kiewin 21	Kin-8.1 22	Ra-44.1 23	Span 24
Казфриционт написальных вскаханный, та	0,010	0,010	D,009	0,011	0,010	0.010	0,010	0,011	0,010	0,009	0,\$11	0.011
General suggestion of the	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0.07	0,07	0.07	0,07	0,07	D,07
Yistionia (17), 40	10,0	10,0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10,0	10,0	10,0
900,000 (100), gli	100.0	100,0	100,0	100,0	100.0	195,0	100,0	.900,0	100,0	100,0	100.0	100.00
Козффициент гередани, меблад АЦЛ	0.00217	0,00217	0,00217	0,002.15	0,00216	0,00217	0,00216	0.00216	0,00017	0,00217	0.00217	0.00216
Начдение исслу конффициента тередани	0.8	0.3	0,3	0.3	0.5	0,0	0.3	0.3	0,3	0.3	0.5	0.8
Оффектенкий уровень цена, ней	D,3227	0,3014	4,2911	0,3169	D,3239	0,322	0,29	0,1327	0,2981	0,2954	D,3202	D,2938
Sproteenenievel gewaaren, p5-	108,8	105,5	108,0	106,5	105.8	107,4	106,5	105,8	107,1	108,0	708.9	108,4
Ettern of animum caracter, gli-	\$10.9	106.2	109,9	108.5	110,3	114.9	109.6	109.8	111,6	512.5	108.6	109,9
Падацялиние синферного сненало, дБ	105,4	104,3	90.9	103,8	DT,D	113,0	299,8	115,0	11,2	66,2	113,3	108,6
Ropaene-we warvertore mailwavers, gS	87,1	85,5	17.2	86,8	67,1	07.D	87,2	87,D	67,2	85.9	67,2	85,6
Exponent spanning (125 FL), FL	126.0	126.0	126.0	128.0	126.0	126,0	129.0	126,0	126,0	126.0	128.0	126.0
Hepse-compliants, MAK (105 Fag. pp	0,00	0,00	D,00	0,00	0,00	0.00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beprive generus (259 Fu), Fu	250,7	250,7	250,7	250,T	250,7	250,7	250,T	250,7	250,7	252 T	252.7	250,7
нарааналирналь АНХ (200 Гъд. дл.	0,91	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0,01	0,01	0,01	0.01
Bepares parents (200 hg. hg	500,7	.500,8	500,T	\$01.6	-500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,0	500,7
Hep-age monopromys AP4X (\$658 Trg), 265	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	10.0	0.03	0.01	0,01	0,01	0,01	0.01
Esponse (pawaga (1000 Fig. Fig	1000.B	1000,7	1000,8	1000,5	1000,8	1000,8	1000,8	1003,T	1000,8	1000,7	1000,7	1000.T
Hispine overprises, AMX (1000 Fu), all	0.02	0.02	0.02	0,12	0.02	0,02	0,02	0.02	0,02	0,02	0.02	0.02
Expands rpansus (2000 Fu), Fu	2000.5	2000,2	2000,4	2000.4	2000.2	2000,4	2000,3	2000.2	2000,4	2000,4	2000.4	2000,3
Happen-involvements AHX (2000 FL), all-	0,27	0,27	0,27	0,27	0.27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Верхине премеце (4000 П.ф. Па.	4000,18	4000.26	4000,32	4000,30	4000,18	4000,23	4000,57	4000,21	4000,14	4000.30	4000,58	4000, 57
Propage searcher on the WHX (4000 Fig), p.5	0.65	0.89	0,89	0.88	0.89	0.89	0.60	0.09	0.89	0.69	0.89	0,89

Д.Н. Фурман

Калибровку вылопнил

**Приложение** Д. Сертификат соответствия инженерной сейсморазведочной станции Лакколит X-M4

Зарегистрирована Федеральным эгентством ле техническому регулирова регистрационный N#POCC RU 31485.04ИДи	анию и метрологии 11.04.2016 г., 00
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТ	гствия
№ 04ИДЮ11.RU.C00507	
Срок лействия с 15.03.2021 п	o 14.03.2024
	№ 1100685
ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ: Орган по сертификации электротех. Некоммерческая Организация "ЭЛТЕХЦЕНТР". Место нахождения: 14 Большая Почтовая, дом 26 В, строение І. Место осуществления деятел улица Большая Серпуховская, дом 44, этаж 4, помещение I, комната 20 адрес электронной почты: oseltehzentr@mail.ru. Свидетельство о призн сертификации № РОСС RU.31485.04ИДЮ0.011 от 08.06.2020 года.	нической продукции Автономная 05082, Россия, город Москва, улиц њности: 115093, РОССИЯ. Москва ). Телефои: +7 (499) 261-21-61, анни компетентности органа по
ПРОДУКЦИЯ Станция цифровая многоканальная инженерная сейсморазведочная «Лакколит X-M4» ИТЛЯ.416613.007ТУ Серийный выпуск	код ОК 034-2014 (КПЕС 200 26.51.12.160
СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМ ИТЛЯ.416613.007ТУ «Станция цифровая многоканальная инженерная сейсморазведочная «Лакколит X-M4». Технические условия»	ЕНТОВ код ТН ВЭД 9015801100
ИЗГОТОВИТЕЛЬ ООО «Логические Системы» Юридический адрес: 117342, г. Москва, ул. Бутлерова, д.17Б, этаж 2, г ИНН: 7729536152	юм.XI, ком.60Е, офис 211
СЕРТИФИКАТ ВЫДАН ООО «Логические Системы» Юридический адрес: 117342, г. Москва, ул. Бутлерова, д.17Б, этаж 2, г Телефон: (495) 221-75-58. E-mail: logiskor@yandex.ru ИНН: 7729536152	юм.ХІ, ком.60Е, офие 211
НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 87-21/03 от 12.03.2021 центром Электротехнических изделий «Строймонтаж» Закрытого акц производственный центр «СТРОЙМОНТАЖ».	года, выданного испытательным ионерного общества Научно-
дополнительная информация Схема сертификации: 3с.	,
Руководитель органа Инино Эмелерт Эксперт Полкцов	<u>И.А. Панков</u> инициалы, фамилия <u>Н.Ф. Анпова</u> инициалы, фамилия

**Приложение Е.** Паспорт на электромагнитный источник сейсмических волн «Геотон» (титульный лист)

		2004		1
(F)				
		15		
		ГГСТ.15.000 П	с	
		Паспорт		
	СЕИ	СМИЧЕСКИХ «ГЕОТОН»	волн	
	ЭЛЕКТРО	МАГНИТНЫЙ	ИСТОЧНИК	
				Соловьев Д
		00	«УТВЕ Генеральн СОЛДИГЕН	РЖДАЮ» ный директор 1-Технологи
1				

いたかれ、

## Приложение Ж. Акт внедрения результатов диссертационной работы

### УТВЕРЖДАЮ:

Главный геолог Шахтоуправления им. Анатолия Дмитриевича Рубана О «СУЭК-Кузбасс» Н.С. Кушманов «13.» \_\_\_\_\_\_ 12\_\_\_\_ 2020 г.

#### AKT

внедрения результатов диссертационной работы

научного сотрудника лаборатории ресурсов и технологий извлечения угольного метана Института угля ФИЦ УУХ СО РАН Соколова Сергея Владиславовича

Комиссия по внедрению:

от Института угля ФИЦ УУХ СО РАН:

1

• к.т.н., старший научный сотрудник - Д.Н. Застрелов;

ведущий инженер - Е.А. Салтымаков.

от Шахтоуправления им. Анатолия Дмитриевича Рубана:

• участковый геолог - Р.Ю. Руденко.

В ходе выполнения работ по геофизической разведке в районе действующего выемочного столба Шахтоуправления им. Анатолия Дмитриевича Рубана АО «СУЭК-Кузбасс» выполнены сейсмические измерения с поверхности лицеизионного отвода угольной шахты, ограниченного лесопосадками и дачными постройками. Регистрация сейсморазведочных данных осложнялась наличием пород четвертичного возраста мощностью до 80 м и комплекса помех от работы горношахтного оборудования.

Для интерпретации, зарегистрированной геофизической информации использован метод прогнозирования дизьюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросстевого анализа сейсморазведочных данных (далее Метод). По результатам применения Метода комиссией установлено следующее:

 Метод позволяет выполнять оперативный прогноз распространения дизьюнктивного нарушения в пределах горного отвода. По итогам его применения на сейсмическом разрезе определено положение дизьюнктивного нарушения с амплитудой в точке подсечения 12,5 м.

 Результаты расчетов, определенные на основе используемого Метода, применимы для уточнения горно-геологических данных и разработки мероприятий для безопасного ведения горных работ.

 Корректность данных, полученных путем применения Метода, подтверждается информацией, зафиксированной в ходе горных работ по проведению сбойки, в пределах которой разность отметок залегания блоков дизьюнктивного нарушения достигает 10 м.

к.т.н. Д.Н. Застрелов Е.А. Салтымаков Р.Ю. Руденко

**Приложение 3.** Методические рекоммендации по осуществлению прогноза дизъюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных (листы 1-2)

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР УГЛЯ И УГЛЕХИМИИ СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения Российской академии наук УТВЕРЖДАЮ: Директор Института угля ФИЦ УУХ СО РАН чл.- корр. РАН Miller В.И. Клинин «10» 2020 1 Для М.П. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ по осуществлению прогноза дизьюнктивных нарушений в углепородном массиве на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных Кемерово 2020 г.

Методические рекомендации по осуществлению прогноза дизьюнктивных нарушений в углепородном массице на основе нейросетевого анализа сейсморазведочных данных

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ – ИСПОЛНИТЕЛЕ РАБОТ

Настоящие методические рекомендации разработаны ФГБУН «Институт угля ФИЦ УУХ СО РАН».

Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения Российской академии наук» (далее – Центр) является научной организацией.

Основным видом деятельности предприятия является научные исследования и разработки в области естественных и технических наук.

#### ФГБУН «Институт угля ФИЦ УУХ СО РАН»:

Юридический адрес: 650000, Кемеровская область, г. Кемерово, пр. Советский, д.18

ИНН 4207002065

Телефон/Факс: +7 (384 2) 74-13-57

E-mail: iuu@icc.kemsc.ru

#### Список исполнителей:

Должность, степень	Ф.И.О.	Подпись, дата
Заведующий лабораторией ресурсов и технологий извлечения угольного метана, д.т.н.	Тайлаков О.В.	0 / ar in 1000
Ведущий научный сотрудник, к.т.н.	Застрелов Д.Н.	5 10.11.2020
Научный сотрудник	Соколов С.В.	10.71.202
Ведущий инженер	Салтымаков Е.А	Elef w +1 202
		0

2