АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО СИБИРСКИЙ НАУЧНО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

МОСЯГИН Евгений Вячеславович

ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ РЕЧНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

1.6.9 – геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ на соискание ученой степени кандидата технических наук

> Научный руководитель Митрофанов Георгий Михайлович, доктор физико-математических наук

НОВОСИБИРСК - 2024

ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ РЕЧНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ9
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДИК
ОБРАБОТКИ И ОГРАНИЧЕННОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ К ДАННЫМ
РЕЧНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ 20
ГЛАВА 2 ОБРАБОТКА ЦИФРОВЫХ МАТЕРИАЛОВ РЕЧНЫХ
ПРОФИЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
2.1 Первичный цифровой материал речного профилирования
2.1.1 Сведения об исследуемых профилях
2.1.2 Условия речного профилирования и система наблюдения 39
2.1.3 Анализ волнового поля
2.2 Специфика обработки цифровых материалов речных профильных
наблюдений методом ОГТ-2D 48
2.3. Методика обработки сейсмических материалов 51
2.3.1 Бинирование материалов речного криволинейного
профилирования
2.3.2 Минимально-фазовая деконволюция сигналов
2.3.3 Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд
2.3.4 Подавление волн-помех с сохранением полезных сигналов. 82
2.3.5 Уплотнение сейсмических трасс перед подавлением
регулярных волн-помех
2.3.6 Подавление кратных волн-помех при переотражении в слое
воды
2.3.7 Регуляризация данных
2.4 Создание оптимальной последовательности этапов обработки для
данных речной сейсморазведки95

ГЛАВА 3 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ ПО
МАТЕРИАЛАМ РЕЧНОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ И ИХ ОБРАБОТКИ ПО
СОЗДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ
3.1 Оценка эффективности созданной технологии обработки по
материалам профилей речного профилирования в Восточной Сибири 99
3.1.1 Профиль по р. Витим 102
3.1.2 Профиль в нижнем течении р. Лена 100
3.1.3 Профиль по р. Нижняя Тунгуска 114
ЗАКЛЮЧЕНИЕ125
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 127

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рис. 2.15 – Фрагмент предварительного временного разреза по р. Лена до деконволюции (а), после деконволюции традиционным способом (б) и по результатам усовершенствованного способа обработки с деконволюцией (в).

Рисунок 3.2 – Участок временного сейсмического разреза по профилю р. Витим (2019 г.) после обработки по созданной технологии (а), после Рисунок 3.3 – Составной временной сейсмический разрез в месте пересечения (синим пунктиром) регионального профиля Батолит с профилем по р. Витим. 106

Рисунок 3.5 – Отображение Кютингдинского грабена на временных разрезах по профилям 140309 (а); профиль по р. Лена (б); профиль 140306 (в).

Рисунок 3.7 – Отображение Элиотиойского и Элиотиойского-1 грабена на временных разрезах по профилям 140305 (а) и р. Лена (б)...... 113

Рисунок 3.11 – Временной разреза по архивному профилю 107 11 288 (1988 г.) (а); фрагмент разреза по данным профилирования на р. Нижняя Тунгуска после обработки по созданной технологии (б)...... 118

Рисунок 3.13 – Участок временного сейсмического разреза по профилю р. Нижняя Тунгуска (2014 г.) после обработки по созданной технологии (а), после обработки стандартным способом (б) и соответствующие им АЧХ (в, г) 122 Рисунок 3.14 – Отображение возможных органогенных построек в

введение

Объект исследования – различные способы обработки сейсмических данных на предмет их использования при разработке технологии обработки материалов речной сейсморазведки.

определяется необходимостью Актуальность исследования совершенствования способов обработки материалов речного профилирования в силу роста объемов речной сейсморазведки при поисках новых объектов скопления углеводородов в Восточной Сибири в последние годы. Начиная с 2000-х годов начинается новый виток развития речной сейсморазведки, с существенным усложнением методик полевых исследований, по сравнению с применявшимися в 80-х и 90-х годах. Обработка этих сейсмических материалов (по рекам Енисей, Обь, Вах, Лена) выполнялась сотрудниками ОАО «Сибнефтегеофизика» А.П. Сысоевым, А.А. Евдокимовым и др. [Детальная высокоразрешающая..., 2001; Селезнев, Соловьев, Сысоев, 2007; Сысоев, Обработка данных..., 2008]. В публикациях по этим исследованиям ими отмечаются сложности в обработке, связанные с кривизной профиля и низким соотношением сигнал/помеха. В последующие годы появляются сейсмические материалы по р. Нижняя Тунгуска с её притоками р. Кочечум и р. Тутончана, по р Лена (в нижнем течении) и р. Витим, отличающиеся от материалов стандартных наземных исследований криволинейностью профиля, высокой плотностью пунктов возбуждения, нерегулярностью системы наблюдения и очень низким соотношением сигнал/помеха.

В отличие от обработки материалов наземной сейсморазведки, способы и подходы которой постоянно совершенствуются, обработка материалов речной сейсморазведки в силу их малой доступности нуждается в развитии способов выполнения отдельных этапов обработки, таких как: бинирование, деконволюция, подавление волн-помех, регуляризация и др. Прямой перенос способов обработки материалов наземной сейсморазведки на способы обработки материалов речного профилирования не эффективен и не удовлетворяет современным потребностям науки и производства.

Цель исследования – повысить информативность и достоверность построения сейсмических разрезов по материалам речного профилирования в Восточной Сибири за счет создания технологии их обработки на основе

современных высокотехнологичных средств учета кривизны профиля, подавления помех, деконволюции, поверхностно-согласованной коррекции амплитуд.

Научно-техническая задача – создать технологию обработки данных речной сейсморазведки с учетом специфики материалов речного профилирования и их ключевых отличий от материалов стандартной наземной сейсморазведки: криволинейности профиля, высокой плотности пунктов возбуждения, нерегулярности системы наблюдения и низкого соотношения сигнал/помеха.

Этапы решения задачи:

Анализ известных современных разработок, способов и подходов к выполнению различных этапов обработки сейсмических данных как наземного, так и речного профилирования, выявление их преимуществ, недостатков и ограничений применения.

Анализ методики полевых исследований и используемой аппаратуры, системы наблюдения, амплитудно-частотных характеристик волнового поля, соотношения сигнал/помеха, уровня амплитуд сейсмической записи, наличия регулярных и нерегулярных волн-помех и др.

Выявление ключевых отличий полевых материалов речного профилирования от материалов стандартной наземной сейсморазведки и определение этапов обработки, способы и подходы выполнения которых требуют усовершенствования и адаптации в соответствии с их спецификой.

Анализ известных способов и подходов в обработке и поиск оптимальных для подавления помех, деконволюции, учета искажений амплитуд, устранения нерегулярности и др.

Обработка фрагментов данных речного профилирования стандартным способом и усовершенствованным, сравнительный анализ обработанных данных на предмет повышения качества изображения, увеличения информативности и достоверности согласно общепринятым в отрасли критериям оценки качества

Формирование полной последовательности этапов обработки (с указанием способов и подходов для выполнения каждого этапа), составляющих технологию обработки материалов речного профилирования.

Оценка эффективности разработанной технологии по результатам анализа волновой картины сейсмограмм и разрезов как на отдельных, так и на конечном этапах обработки.

Фактический материал, программное обеспечение и методы исследования.

Теоретические основы решения задачи:

– Классическая теория обработки цифровых сигналов, включающая преобразование Фурье, теорию прямых и обратных фильтров, метод наименьших квадратов и другие её фундаментальные составляющие, которые используются почти на всех стадиях обработки.

 Теория обработки данных сейсморазведки, включающая фильтрацию сейсмических колебаний, определение скоростей распространения упругих волн, деконволюцию, миграцию сейсмических записей и др.

 – Физико-математические и геологические основы сейсмического метода разведки, включающие кинематическую и динамическую теорию распространения сейсмических волн, методы отраженных и преломленных волн.

 Современные сейсмические способы изучения геологических сред – системы наблюдения, технические средства сейсмической разведки, технологии полевых исследований.

 Сопоставление предложенных подходов с известными, сравнительный анализ информативности и достоверности построенных сейсмических разрезов.

Обрабатываемые материалы речного профилирования уникальны своей представительностью. Они зарегистрированы в течение ряда лет, с 2012 по 2019 ΓГ., районы Восточной Сибири охватывают с различными геологическими характеристиками и имеют совокупную протяженность профилей более 3 000 км. Это первичный полевой материал по профилям: р. Нижняя Тунгуска и ее притоки р. Кочечум и р. Тутончаны – 1800 пог. км (2012-2014 гг., 000 «Геофизическая служба», «Богучанская 000 геофизическая экспедиция», ООО «Донгеофизика»), р. Лена в нижнем течении – 1050 пог. км (2018 г., полевая геофизическая экспедиция Научнопроизводственного предприятия геофизической аппаратуры «Луч») и р.

Витим – 170 пог. км (2019 г., полевая геофизическая экспедиция НППГА «Луч»). При выполнении полевых исследований используется современная аппаратура: пневматические и импульсные сейсмические источники «Пульс-6», «Малыш», «ВЭМ-50», а также регистрирующая аппаратура «Sercel-428», «Байкал», «XZone Fly Lander» с геофонами GS-20DX или GS-One.

Полевые материалы получены в рамках государственных контрактов за счет средств федерального бюджета по заказу «Роснедра»:

– Госконтракт №30 от 12.03.2012 г.: «Региональные сейсмические профили (речные работы) и опытные электроразведочные работы по реке Нижняя Тунгуска с переинтерпретацией сейсмических и скважинных данных на территории южного борта Курейской синеклизы с целью выделения приоритетных нефтегазоперспективных зон для постановки детальных работ»

– Госконтракт №08/16 от 09.09.2016 г.: «Проведение комплексных региональных полевых геофизических работ с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности акватории реки Лена»

– Госконтракт №57 от 11.08.2017 г. «Выявление крупных нефтегазопоисковых объектов на западных склонах Непско-Ботуобинской антеклизы, Присаяно-Енисейской синеклизы, Сюгджерской седловины и прилегающих территорий по комплексу геологических, геофизических и гидрогазогеохимических методов»

Для обработки сейсмических данных используется современное программное обеспечение ведущих мировых производителей для геофизической отрасли – Geocluster, Geovation (CGG, Франция), SeisSpace ProMAX (Halliburton, США), TomoPlus (Geotomo, США).

Высокая степень достоверности построенных разрезов подтверждена геолого-геофизической интерпретации результатами ИХ совместно co скважинными данными и другой априорной геологической информацией. Исследования выполнены автором совместно с сотрудниками AO «СНИИГГиМС» и изложены в научно-производственных отчетах и научных публикациях (Смирнов, Ухлова, Мосягин, 20156; Новые данные..., 2017; Ефимов, Мосягин, 2021; Мосягин, Ефимов, 2021; Геолого-геофизическое строение..., 2021).

Защищаемые научные результаты:

На основе теории обработки сейсмических данных создана технология обработки данных речной сейсморазведки ПО материалам профилей Восточной Сибири. Помимо этапов обработки, выполняюшихся традиционными способами, технология включает ряд усовершенствованных решений, адаптированных к специфике материалов речного профилирования. Полная технологическая последовательность обработки включает следующие этапы:

1. Криволинейное бинирование с выбором оптимальной ширины бина путем её перебора непосредственно в процессе суммирования и дальнейшим сопоставлением построенных изображений на предмет их информативности и качества прослеживания отражающих горизонтов. Подход адаптирован и проверен на практике соискателем.

2. Вычисление и анализ различных атрибутов волнового поля: амплитудно-частотные характеристики, уровень амплитуд и соотношение сигнал/помеха в различных пространственно-временных окнах. Анализ сейсмограмм на предмет наличия визуально различимых типов волн, определение их скоростных и амплитудно-частотных характеристик.

3. Учет верхней части разреза одним из традиционных способов, с использованием головных волн.

4. Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд с использованием помехоустойчивого подхода к оценке амплитуд по разрезам общего пункта возбуждения и приема (ОПВ и ОПП). Дополнительные итерации поверхностно-согласованной коррекции амплитуд могут выполняться на усмотрение обработчика после каждого значимого этапа подавления помех. Подход адаптирован и проверен на практике соискателем.

5. Подавление нерегулярных высокоамплитудных помех по сейсмограммам общего пункта приема (ОПП) (по причине их большей представительности при речном профилировании) с использованием технологической схемы LIFT для исключения потерь полезных сигналов и более эффективного шумоподавления. Схема адаптирована и проверена на практике соискателем.

6. Анализ скоростей суммирования и расчет высокочастотных статических поправок. Выполняется традиционным способом на всем протяжении графа обработки, в последующем не упоминается.

7. Подавление регулярных помех линейного типа (прямой волны и низко- и среднескоростных поверхностных волн-помех) с использованием технологической схемы LIFT и, при необходимости, уплотнением сейсмических трасс в сейсмограммах ОПП для избавления от аляйсинг-эффекта, мешающего эффективной работе алгоритмов подавления волн-помех. Схема адаптирована и проверена на практике соискателем.

8. Деконволюция. Расчет оператора деконволюции выполняется по сейсмограммам п.4. Длина оператора подбирается общепринятым способом по анализу функций автокорреляции. Для выбора оптимального уровня белого шума на небольшом участке данных выполняется его перебор в режиме тестирования, после чего для всех полученных вариантов результата деконволюции рассчитываются атрибуты ширины спектра и соотношения сигнал/помеха. Оптимальный уровень белого шума находится из графика зависимости ширины спектра от соотношения сигнал/помеха. Рассчитанный оператор деконволюции применяется к сейсмограммам после п.3. После подавления основного фона помех оператор деконволюции рассчитывается более корректно, нежели по зашумленным исходным данным. После применения такого оператора к исходным данным полезный сигнал и помеха лучше разделяются, поэтому последние подавляются более эффективно. Схема адаптирована и проверена на практике соискателем.

9. Подавление помех по сейсмограммам после деконволюции (пп. 4,5).

10. Вторая итерация поверхностно-согласованной коррекции амплитуд с использованием помехоустойчивого подхода.

11. Регуляризация сейсмограмм для заполнения пропусков трасс и приведения набора удалений в сейсмограммах ОСТ к регулярному виду. Используются алгоритмы 3D-регуляризации с одновременной интерполяцией трасс по направлениям ОСТ-удаление-время. Схема адаптирована и предложена к применению автором.

12. Подавление кратных волн по сейсмограммам ОСТ. На первом шаге подавление выполняется традиционными способами с использованием

алгоритмов кинематической фильтрации. На втором шаге выполняется подавление ревербераций – кратных волн-помех, связанных с переотражением сигнала от дневной поверхности (переотражение волн в слое воды и на контрастных границах ВЧР). Для этого используется известный алгоритм SRME, адаптированный для данных речной сейсморазведки. Адаптация исходных данных для применения SRME включает подавление всех типов волн-помех, т.е. обеспечение высокого соотношения сигнал/помеха на сейсмограммах (пп.4, 5), обязательную регуляризацию (п.9) и исключение длиннопериодной компоненты статических поправок из сейсмограмм. Затем выполняется численное моделирование волнового поля кратных волн и его адаптивное вычитание из исходных сейсмограмм. Подход адаптирован и проверен на практике соискателем.

13. Миграционные преобразования до суммирования с уточнением скоростной модели среды. Выполняются традиционным способом.

14. Коррекция остаточных фазовых сдвигов для полного спрямления годографов отраженных волн перед окончательным суммированием. Выполняется традиционным способом.

15. Окончательное суммирование с подбором оптимальных параметров мьютинга. Выполняется традиционным способом.

Научная новизна результатов

Впервые для материалов речного профилирования в Восточной Сибири создана технология полного цикла обработки данных (от исходных сейсмограмм до построения окончательного разреза), включающая ряд усовершенствованных способов, значительно повышающих эффективность обработки:

— Для учета кривизны профиля выполняется криволинейное бинирование по оптимизированной схеме — длительный по времени интерактивный процесс перебора ширины бина выполняется в автоматическом режиме.

 Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд выполняется с использованием помехоустойчивого подхода к оценке амплитуд по разрезам ОПВ и ОПП. Подавление регулярных и нерегулярных волн-помех выполняется по технологии LIFT для исключения потерь полезного сигнала и повышения эффективности шумоподавления.

 Для подавления регулярных волн-помех линейного типа используются приемы избавления от аляйсинг-эффекта путем уплотнения сейсмических трасс в сейсмограммах.

– Деконволюция выполняется по двухшаговой схеме, в которой расчет и применение её оператора разделены. На первом шаге по исходным сейсмограммам выполняется шумоподавление с последующим расчетом оператора деконволюции. На втором – оператор применяется к исходным сейсмограммам, а шумоподавление выполняется заново, уже существенно эффективнее за счет более высокого соотношения сигнал/помеха на сейсмограммах после деконволюции;

 Для подготовки сейсмограмм к подавлению кратных волн методом SRME и миграции до суммирования выполняется регуляризация сейсмограмм OCT;

– Для подавления ревербераций, связанных с переотражением волн в слое воды и на контрастных границах в верхней части разреза используется алгоритм SRME, широко распространенный в морской сейсморазведке.

Личный вклад.

Автором лично создана технология полного цикла обработки данных (от исходных сейсмограмм до построения окончательного разреза), включающая ряд усовершенствованных и адаптированных для материалов речной сейсморазведки решений, значительно повышающих эффективность обработки:

1. Для учета кривизны профиля используется схема быстрого нахождения оптимального размера ячейки бина.

2. Адаптирован для материалов речной сейсморазведки помехоустойчивый подход к поверхностно-согласованной коррекции амплитуд с использованием разрезов общего пункта приема (ОПП) и общего пункта возбуждения (ОПВ).

3. Для исключения потерь полезного сигнала при подавлении регулярных и нерегулярных волн-помех по материалам речной сейсморазведки адаптирована известная схема LIFT.

4. Адаптирована схема подавления регулярных волн-помех линейного типа с приемом избавления от аляйсинг-эффекта путем уплотнения сейсмических трасс в сейсмограммах.

5. Деконволюция выполняется по двухшаговой схеме, в которой расчет и применение её оператора разделены. Схема адаптирована для материалов речного профилирования.

6. Для устранения последствий существенной нерегулярности системы наблюдения на различных этапах обработки данных применяется регуляризация.

7. Адаптирован для материалов речного профилирования известный из обработки морской сейсморазведки алгоритм SRME для подавления ревербераций, связанных с переотражением волн в слое воды.

Практическая значимость. Создан надежный инструмент для специалистов-обработчиков сейсмических данных на современном уровне – технология обработки материалов речного профилирования, в которой детально описан и научно обоснован каждый шаг. Высокая эффективность технологии следует из сопоставления результатов обработки, выполненной по стандартным и усовершенствованным способам.

С использованием созданной диссертантом технологии выполнена обработка профилей с построением разрезов по р. Нижняя Тунгуска и ее притокам р. Кочечум и р. Тутончаны (1800 пог. км), р. Лена (1050 пог.км) и р. Витим (170 пог. км) (совместно с Харченко Н.Н., Литвиченко Д.И., Недомовным Б.Н., исполнителями отдельных этапов графа обработки). По построенным разрезам значительно уточняется геолого-геофизическое строении территории, что важно при поисках углеводородов. Результаты изложены в научно-производственных отчетах и приняты заказчиком – государством.

Апробация работы. Результаты исследований докладывались на российских и международных конференциях, в том числе «Сейсмические технологии» (Москва, 2015 г.), «Геология, геофизика и минеральное сырье

Сибири» (Новосибирск, 2015 г.), «Геомодель» (Геленджик, 2015 г.), «Росгеонефтегаз» (Москва, 2018 г.), «EAGE Marine Technologies» (Геленджик, 2019 г.), «Сейсморазведка в Сибири и за ее пределами (Красноярск, 2020 г. и 2022 г.).

Часть научных результатов получена в рамках исследования, проводимого при финансовой поддержке Российской Федерации в лице Министерства науки и высшего образования России в рамках крупного научного проекта «Социально-экономическое развитие Азиатской России на основе синергии транспортной доступности, системных знаний о природно-ресурсном потенциале, расширяющегося пространства межрегиональных взаимодействий», Соглашение № 075-15-2020-804 от 02 октября 2020 г. (грант № 13.1902.21.0016).

Публикации. По теме диссертации соискателем опубликовано 16 работ. Из них 8 статей в журналах из перечня ВАК, 8 статей в сборниках материалов конференций.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения и списка литературы из 133 источников. Полный объем диссертации 136 страниц, включая 44 рисунка и 2 таблицы.

Благодарности. За научное руководство и помощь на всех этапах подготовки квалификационной работы диссертант глубоко благодарен доктору физико-математических наук Георгию Михайловичу Митрофанову.

Диссертант искренне признателен академику РАН Михаилу Ивановичу Эпову за мотивирование к написанию диссертации и непрекращающийся интерес к ходу исследования.

Отдельно соискатель безгранично благодарен Валентине Илларионовне Самойловой, без помощи и поддержки которой рукопись вряд ли была бы завершена.

Соискатель от всей души благодарит своих коллег Литвиченко Д.А., Харченко Н.Н., Недомовного Б.Н. за помощь при обработке материалов речного профилирования, а также А.С. Ефимова, к.г.-м.н. М.Ю. Смирнова, к.г.-м.н. Г.Д. Ухлову, Келлер Е.Г., к.г.-м.н. М.Н. Шапорину, к.т.н. Е,Ю. Гошко, Д.И. Рудницкую, В.В. Жабина, к. ф.-м. н. А.Н. Ошкина за совместный плодотворный труд при написании научных статей. Автор глубоко признателен коллегам В.Н. Беспечному и к.г.-м.н. А.Н. Процко за проявленный интерес и ценные советы по ходу исследования. Автор выражает благодарность Селезневу В.С. за высокую оценку результатов обработки материалов речных профилей и Чеверде В.А. за поддержку на этапе подготовки к защите диссертации.

Автор искренне благодарит свою семью и родителей за терпение, неоценимую моральную поддержку, вдохновение и веру в успех. Без их усилий этот путь был бы более тернист и извилист.

ГЛАВА 1

АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДИК ОБРАБОТКИ И ОГРАНИЧЕННОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ К ДАННЫМ РЕЧНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Графы обработки. Как известно, в результате цифровой обработки сейсмических данных специалисты получают суммарные разрезы (кубы) для определения строения среды с целью поиска полезных ископаемых. В обработки процессе сейсмических трасс применяется целый ряд математических операций и алгоритмов различного назначения. Обработка данных включает три основных этапа: деконволюцию, миграцию и суммирование [Yilmaz, 2001]. Деконволюцией повышается временная разрешенность данных путем сжатия основного импульса. В результате миграции (или учета сейсмического сноса) сейсмических данных получают отображение И положение В пространстве правильное наклонных отражающих границ и дифрагирующих объектов, повышая, таким образом, разрешающую способность в горизонтальном направлении. Суммированием сейсмических данных с применением поправки за нормальное приращение получают разрез с нулевым выносом, одновременно повышая соотношение сигнал/помеха.

Все остальные этапы обработки повышают эффективность этих трех и в совокупности с ними представляют четкую последовательность эффективного преобразования данных, которую в производственных организациях называют «граф» или последовательность обработки. Современная последовательность обработки данных включает десятки этапов, многие из которых выполняются итеративно, например, коррекция статических и кинематических поправок или фильтрация помех.

При подборе методики обработки конкретных данных специалистами учитывается множество факторов: вид съемки, система наблюдения, условия возбуждения и приема колебаний, поверхностные условия, сейсмогеологическая характеристика района работ, характер волнового поля, виды помех и многое другое. Достоверность результатов обработки во многом зависит от корректности выбранных для каждого этапа алгоритмов и их места в последовательности обработки.

В сервисных геофизических организациях или научных центрах нефтегазодобывающих компаний, как правило, разработаны свои стандартные методики обработки (базовые графы обработки) для различных видов данных. Например, базовый граф обработки данных морской сейсморазведки будет существенно графа обработки отличаться ОТ данных наземной сейсморазведки, а последовательность обработки данных Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции будет не оптимальна для данных Восточной Сибири. Как отмечено выше, это связано с тем, что наборы данных, полученные в различных сейсмогеологических условиях, отличаются своими характеристиками, следовательно, методики обработки (графы) этих данных тоже будут отличаться.

Территория Восточной Сибири характеризуется сложнейшими сейсмогеологическими условиями. Для осадочного чехла региона характерен широкий спектр формационных и фациальных обстановок и, соответственно, отличий в сейсмоакустических характеристиках нефтегазоносных толщ и горизонтов. Районы исследований существенно отличаются по сложности орогидрографических сейсмогеологических, И климатических условий проведения полевых сейсморазведочных работ. Если в южной части платформы на дневной поверхности обнажаются кембрийские и ордовикские осадочные комплексы, относительно благоприятные для возбуждения упругих колебаний традиционными взрывными и невзрывными способами, то север, особенно Курейской синеклизы и северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы, представлен обширными и мощными полями туфогенно-лавовых образований, в разной степени поглощающими и энергию сейсмического сигнала. рассеивающими Различные условия возбуждения И приема упругих колебаний волн сказываются на информативности полевых сейсмограмм и достоверности построения окончательных разрезов, а значит на достоверности их геолого-геофизической интерпретации.

Эффективность обработки любых сейсмических данных, а, следовательно, точность и достоверность окончательных разрезов зависит от

многих факторов, которые в условиях Восточной Сибири учитываются не достаточно полно, например:

1. Резко расчлененный рельеф усложняет методику обработки, приводит к необходимости использования дополнительного «плавающего» уровня приведения на этапе учета статических и кинематических поправок, а также миграции до суммирования.

2. Высокие поглощающие и свойства пород, слагающих ВЧР и как следствие интенсивное затухание амплитуд, поглощение высоких частот, рассеяние сейсмического сигнала.

3. Сложная конфигурация слоев ВЧР и наличие траппов является причиной мощного фона поверхностных волн и многократных переотражений сигнала (ревербераций) на кровле и подошве трапповых тел.

4. Наличие частично-кратных волн (межслойных кратных волн), которые образуются на акустически контрастных границах соляных пластов кембрия и не отличаются от отраженных волн по своим кинематическим характеристикам, а следовательно не подавляются традиционными алгоритмами кинематической фильтрации.

Речная сейсморазведка. Сложности проведения наземных полевых работ инициировали выполнение речных сейсмических исследований. Одни из первых – исследования методом отраженных волн (МОВ) по рекам Западной 1960]. Сибири Шмелев, Начиная с 2000-x годов Сейсмогеологическим филиалом Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук» (ФИЦ ЕГС РАН), ОАО «Богучанская геофизическая экспедиция», ООО «Донгеофизика», ПГЭ ООО НППГА «ЛУЧ» и др. проводятся профильные сейсморазведочные работы МОГТ-2D в акваториях сибирских рек (Рисунок 1) [Сейсмические исследования..., 2004; Селезнев, Соловьев, Сысоев, 2006; Селезнев, Соловьев, Сысоев, 2007; Брыксин, Селезнев, Лисейкин, 2014]. С 2006 по 2008 гг. работы ведутся на р. Лена от границы с республикой Саха (от г. Витим), далее по всей Иркутской области по траектории Витим – Коршуново – Киренск – Усть-Кут – Жигалово. В 2008-2009 гг. – по рекам Ангара и ее притокам Чуна и Бирюса.

С 2012 по 2014 гг. ведутся масштабные работы по р. Нижняя Тунгуска и ее р. Тутончана, притокам р. Кочечум И территории, слабо изученной III сейсморазведкой И относящейся К категории сложности сейсмогеологических условий [Кондратьев, 2002]. Высокая геофизическая эффективность этих маршрутов определила дальнейшее развитие речных исследований, которые продолжились в 2018 г. в нижнем течении р. Лена, а в 2019 г. – на р. Витим, в области складчато-надвиговых дислокаций Предпатомского регионального прогиба. В 2021 г. в летний период начинаются работы по р. Лена в среднем течении, это профиль, который должен соединить в единый сверхпротяженный региональный маршрут профили 2008 и 2018 гг.



Рисунок 1.1 – расположение речных профилей на карте Восточной Сибири

Речная и озерная сейсморазведка проводилась и проводится за рубежом, но первоначально она в большей степени имела малоглубинную направленность и использовалась для инженерных целей и поиска подземных вод. При этом использовались методы как отраженных, так и преломленных волн.

Одна из самых первых публикаций содержит результаты исследования методом преломленных волн на реке Доусон в Австралии в 1955 г. [Polak and Hawkins, 1956]. Полевые работы были проведены для картирования близлежащих к поверхности горизонтов и изучения скоростных характеристик в верхней части разреза с целью строительства плотины.

Подобные исследования выполняются и позднее [Gough and Niekerk, 1957] по протяженным сейсмическим профилям методом преломленных волн вдоль трех рек в Юго-Восточной части Африканского континента с целью поиска источника пресной воды. При этом используется специально разработанный для инженерной сейсморазведки источник возбуждения типа падающий груз (кувалда с электроприводом).

С этой же целью выполняются современные исследования методами сейсморазведки (методом ОГТ) и электроразведки в дельте реки Флумендоза, Италия [Geophysical investigations..., 2006]. В результате получено четкое изображение палеозойских коренных пород до глубин 600 м.

Ряд исследований выполнены в акваториях США – на реке Миссисипи и озере Ренд [Detection..., 1981; Kaye, Samuel, 1982; Wise and Winget, 1984]. Возбуждение и регистрация сейсмических полей выполнялась методом ОГТ с использованием пневматических источников и водных пушек. В качестве приемников использовались гидрофоны с интервалом 10 м. Одна из целей перспективности исследования была оценка использования водных магистралей небольшой глубины внутри континента для строительства плотин. В результате исследований построены сейсмические разрезы, качество которых оценивалось как удовлетворительное и хорошее. Наличие секущего реку Миссисипи разлома, предполагаемого по результатам предшествующих работ, не подтвердилось. Отмечена низкая стоимость речных работ по сравнению с наземными.

В 2000-х годах серия речных наблюдений по малоглубинным сейсмическим профилям высокого разрешения проведена на реках и каналах Европы: в Германии, Нидерландах и Бельгии с целью картирования четвертичных отложений [De Batist and Versteeg, 1999; Przyrowski et al., 2005]. Наблюдения выполнялись по протяженным профилям длиной до 150 км. Высокоплотная система наблюдения состояла из источника возбуждения (водная пушка с шагом 3,125 м) и приемной расстановки с двумя видами стримеров – 16- (шаг 6,25 м) и 32-канальным (шаг 3,125 м). По результатам исследования построены высококачественные разрезы, на которых авторам удалось получить изображение 5-метровых пластов на частотах порядка 100 Гц.

Региональное сейсмическое зондирование методами отраженных и преломленных волн проводились также в дельте реки Амазонки [Seismic structure..., 2009]. По результатам совместной интерпретации полученных данных с данными гравиразведки определены особенности седиментации, структура океанической коры и верхней мантии, подстилающей область пассивной континентальной окраины Южно-Американского континента в районе работ.

Особенности сейсмических данных. Первичные данные речного профилирования значительно отличаются от данных профилирования на суше. Это связано, прежде всего, с технологией и условиями проведения полевых работ, не характерными для наземных наблюдений. Так, система наблюдения, как правило, обращённая: источник возбуждения, находящийся фиксированной приемной на проходит ВДОЛЬ расстановки, судне, расположенной на берегу реки. Затем расстановка перемещается на новое место, и отстрел проводят в обратном порядке. Временной интервал между пунктами возбуждения выбирается так, чтобы звуковая волна от предыдущего воздействия не накладывалась на следующее. В то же время при выбранном временном интервале расстояние между ПВ оказывается непостоянным, так как зависит от скорости передвижения судна. Линия возбуждения и линия приема (в случае расположения её на берегу) находятся на расстоянии, которое зависит от ширины русла и траектории судна-источника. Учитывая меандрирующий характер линии профиля, кратность такой системы наблюдения получается весьма неравномерной, как и набор удалений в сейсмограммах общих средних точек. Расстояние между пунктами приема, а также вынос первого канала не всегда возможно выдержать постоянным в связи с особенностями береговой линии и наличием малоглубинных участков рек. Все это приходится учитывать при обработке данных [Мосягин, Ефимов, 2021].

Одной из существенных особенностей речных данных является очень высокий уровень шумов, связанных с течением воды [Речная сейсморазведка..., 2007; Кайгородов, 2008; Мосягин, 20156]. Особенно заметно это на реках Восточной Сибири с их сложным рельефом, небольшой глубиной, резко меняющимися скоростями течения, большим количеством впадающих в них ручьев, а также множеством перекатов, порогов и шивер. При регистрации на донную косу придонные турбулентные завихрения песчаных частиц и насыщенные воздухом водяные струи, характерные для мелководного песчано-галечного дна создают чрезвычайно высокий уровень микросейсмических помех [Мосягин, Ефимов, 2021]. Опытно-методические работы на р. Нижняя Тунгуска показывают, что регистрация сигналов наземной косой, расставленной вблизи уреза воды, снижает общий уровень шума в десятки раз, однако это всё еще намного выше, чем при стандартных наземных наблюдениях.

Еще одной характерной особенностью некоторых материалов речного профилирования является регистрация сейсмических колебаний автономными трехканальными системами «Байкал» (разработка ФИЦ ЕГС СО РАН) [Речная сейсморазведка..., 2007]. Запись сейсмических сигналов монтируется, как правило, в 24- или 40-канальные сейсмограммы общего пункта возбуждения, работать с которыми на этапе цифровой обработки неудобно: они не представительны с точки зрения набора удалений и пространственной дискретизации трасс, поэтому подавление помех в такой привычной для наземных данных сортировке выполнять затруднительно и неэффективно.

При речном профилировании возбуждение сейсмических полей происходит в воде на некоторой глубине, которая бывает разной и зависит от типа и мощности используемого источника. В этом случае на границах водаречное дно и вода-свободная поверхность время от времени возникают многократные переотражения сейсмических волн, которые регистрируются сейсмоприемниками как кратные волны-помехи и перекрывают отраженные волны практически во всем интервале времен [Мосягин, Ефимов, 2021]. Перечисленные особенности данных речного профилирования требуют не только адаптации стандартной методики обработки наземных данных, но и новых подходов и способов выполнения отдельных этапов графа обработки.

Сложности обработки материалов. Одна трудностей при обработке материалов речного профилирования – это чрезвычайная криволинейность профиля. Линии наземных профилей тоже бывают искривлены при невозможности их прямолинейного проложения, например, в условиях пересеченного рельефа или сельскохозяйственной инфраструктуры. Но эти вынужденные отклонения (как правило, пунктов возбуждения) по своему масштабу не идут ни в какое сравнение с извилистостью линий источников и приемников вдоль речного русла. При небольших изгибах наземных профилей (5-10°) и, соответственно, малом разбросе средних точек, бинирование и формирование сейсмограмм ОГТ часто выполняется соответствующими программами для обработки в автоматическом режиме и не вызывает трудностей. При существенных углах излома линия обработки профиля строится вручную, исходя из положения облака средних точек, линий ПВ и ПП. Поперечный размер бина выбирают, руководствуясь структурным фактором – отражающие границы в пределах поперечной базы поля точек отражения предполагаются плоскими.

В зарубежных публикациях способы бинирования описаны, в основном, применительно к криволинейным профилям, проложенным в условиях горной складчатости для нужд промысловой геофизики [Crooked line..., 2010]. Влияние параметров бинирования на точность построения сейсмического разреза определяется по данным профилирования на медно-никелевом месторождении (Sudbury, Canada) [Wu et al., 1995; Wu, 1996] и областях выхода на поверхность архейского фундамента в Канаде [Nedimovic and West, 2003], Австралии [Urosevic and Juhlin, 2007], а также по результатам численного моделирования [Enhancement of..., 2014]. Исследователями отмечается неоднозначность задания параметров бинирования в зависимости от взаимного расположения линии профиля и наклона отражающих площадок. Предлагаются способы учета кинематических эффектов (так называемый crossdip-эффект), вызванных сильным отклонением средних точек от линии профиля в местах его изгибов [Simultaneous estimation..., 1979; Seismic imaging..., 1992; Nedimovic and West, 2003; Mancuso and Naghizadeh, 2021]. Имеются результаты моделирования, подтверждающие эффективность crossdip-эффектов способов учета Beckel and Juhlin, 2019]. При непрямолинейности профиля, трассы сейсмограмм ΟΓΤ существенно отклоняются от линии бинирования (имеют поперечный вынос), поэтому в уравнение годографа отраженной волны добавляется дополнительный член для учета этого выноса, зависящий от угла наклона отражающей границы и скорости. В общем случае каждой отражающей границе соответствует своя поправка за поперечный вынос, поскольку разные геологические границы могут иметь различные наклоны. Анализ таких остаточных кинематических поправок предлагается выполнять нахождением максимумов спектра, как это делается при стандартной обработке в процессе определения кинематических поправок, однако в ведущих программных комплексах обработки данных такой возможности не предусматривается. Кроме того, с использованием численного моделирования показано, что при расположении бина параллельно простиранию отражающей площадки коррекция за поперечный вынос иногда приводит к ухудшению фокусировки годографа [Enhancement of..., 2014]. Поскольку расположение отражающих элементов в среде неизвестно, описанный способ не всегда приемлем.

В.И Милашиным разработаны способы обработки данных так называемой «тотальной» сейсморазведки [Милашин, 2009], основной идеей которой является возбуждение и регистрация сейсмических полей в доступных местах без ограничений расположения аппаратуры. Для некоторых участков речных профилей такие способы подходят, поскольку облако средних точек на изгибах разбросано хаотично и имеет ширину в несколько километров. Авторами доказывается, что при углах падения отражающих площадок в пределах 10° размер бина по направлению падения границы не должен превышать 100 м, а для углов падения свыше 10° необходимо преобразовать уравнение кинематической поправки: предлагается учитывать параметры угла падения отражающей границы, скорости и азимута линии падения границы. Эти и другие решения были реализованы в пакете программ СЦС-3 (СЦС-3ТС), который в настоящее время не используется в промышленной обработке.

В работах ряда исследователей приводятся результаты сравнительного анализа бинирования в режиме криволинейного профиля и псевдо-3D съемки, которые говорят о принципиальной возможности трехмерного подхода, с получением сечений кубов высокой достоверности [Сейсморазведка 3D..., 2010; Panea and Bugheanu, 2017, Features of..., 2019]. Однако сформировать трехмерную систему наблюдения возможно, как правило, только на коротком участке профиля (на меандрах), где облако средних точек достаточно рассредоточено. Учитывая многообразие подходов, можно сделать вывод, что вопросы выбора оптимальных параметров и технологии бинирования криволинейных профилей остаются открытыми.

Традиционно одним из самых сложных и неоднозначных этапов обработки данных по Восточной Сибири является учет искажающего влияния скоростных аномалий верхней части разреза на время прихода отраженных волн [Ефимов, Мосягин, 2021]. Большинство районов Восточной Сибири характеризуются сложным строением верхней части разреза, которая представляет собой часть вулканогенно-осадочного чехла толщиной от первых сотен метров до 1000 м и более. Главным элементом ВЧР, обусловившим ее неоднородность, являются траппы. С начала активного изучения Сибирской платформы в 60-70-х годах прошлого века различным способам учета аномалий ВЧР посвящается ряд публикаций [Казаис, Черских, 1978; Золотов, Тальвирский, 1981; Исаев, Умперович, 1985; Особенности..., 1988; Ефимов 2004]. B них обосновывается И др., недостаточная эффективность метода отраженных волн в регионе с неоднородным строением ВЧР до глубин порядка 1000 метров и невозможностью компенсировать ee статическими поправками без существенных погрешностей. Результаты и выводы этих исследований отражены в ряде производственных отчётов В.И. Казаиса (1975-1976 гг.), В.И. Черских (1977-1978 гг.), А.С. Ефимова (1991 г.), В.А. Богдана (2004-2007 г.), А.А. Евграфова (2005-2007),H.A. Горюнова (2006-2009), Н.А. Егоровой (2010 г.). Чрезвычайно сложное строение ВЧР обосновывается А.В. Исаевым построением геолого-геофизической модели по данным одного из профилей на территории Катангской седловины в Красноярском крае [Исаев, Умперович, 1985]. Совершенствуется методико-алгоритмическая база способов определения и избавления от отрицательного влияния аномалий ВЧР И разрабатываются пакеты программ интерактивной коррекции статических поправок [Козырев, Королев, 1994; Учет неоднородностей..., 2003; Коротков, Козырев, 2011], а также технологии учета неоднородностей с использованием разрезов преломленных волн [Завьялов, 2004; Завьялов, 2012]. Подробный обзор решений прикладных задач компенсации неоднородностей ВЧР при обработке и интерпретации сейсмических данных сделан А.П. Сысоевым [Сысоев, 2011]. Влияние свойств неоднородностей ВЧР на оценку кинематических параметров отраженных волн давно рассматривается, а результаты реализуются в производственных отчетах и публикациях [Сысоев, 1988; Ефимов и др., 2004; Евдокимов и др., 2006; Горелик, 2016]. Показаны возможности корректного определения длиннопериодной составляющей статических поправок привлечением данных грави- и магниторазведки [Кочнев, Гоз, 2008; Кочнев и др., 2014] или на этапе структурных построений [Долгих, 2010]. Широкое практическое применение получает построение более точных и совершенных моделей ВЧР по данным томографии [Чернышов, Дучков, Никитин, 2018]. В настоящее время в связи с ростом вычислительных мощностей для построения глубинно-скоростной модели ВЧР все чаще используется инверсия данных полного волнового поля (FWI – full waveform inversion) [Тихонов, 2017; Гадыльшин, Чеверда, 2018; Коробкин, 2019].

Не менее важно при выполнении обработки исключить влияние аномалий верхней части разреза на амплитуды сейсмической записи. Как правило, корректному выполнению этого этапа мешают волны-помехи, иногда многократно превосходящие по амплитуде полезные сигналы. Эти особенности реальных данных хорошо понимались сейсморазведчиками, начиная с 60-х годов прошлого столетия, что способствовало развитию методов учета влияния ВЧР на форму сейсмического сигнала и, в частности, амплитуду. Основу методов заложили работы [Гурвич, 1970; Taner et al., 1974; Гольдин и Митрофанов, 1975; Митрофанов, 1975а; Митрофанов, 1975б; Taner and Koehler, 1981].

Одним из важнейших элементов обработки сейсмограмм является увеличения временной разрешающей способности деконволюция ДЛЯ сейсмических данных сжиманием основного сейсмического импульса [Yilmaz, 1987]. Методы деконволюции развиваются более 70 лет. Их теоретическая основа заложена Виннером [Wiener, 1949], а первые значимые работы появляются в 60-х гг. [Robinson, 1967; Robinson and Treitel, 1967]. В процессе развития создано значительное число методов и алгоритмов деконволюции. В современной практике обработки данных наземного профилирования чаще всего применяется поверхностно-согласованная деконволюция [Levin, 1989] с использованием алгоритма Винера-Левинсона. Однако известны и другие виды деконволюции, которые внедряются в обработку на промышленном уровне, например деконволюция Габора, обеспечивающая выполнение обратной фильтрации для нестационарных сигналов [Margrave, 1998; Gabor deconvolution..., 2003; Hanley et al., 2007; Chen et al., 2013; Глотов, 2019; А blind..., 2020]. Основные параметры деконволюции (длина оператора, величина предварительного отбеливания спектра и задержка предсказания, в случае предсказывающей деконволюции) геофизиками-обработчиками выбираются на основе визуального И количественного анализа полученных результатов. При этом выбор тех или иных значений параметров зачастую субъективен и зависит от квалификации специалиста или принятых стандартов организации-исполнителя обработки. Основные критерии выбора параметров идеи И деконволюции сформулированы Г.Н. Гогоненковым и Б.Я. Кравцовым еще в 1976 г. [Гогоненков, Кравцов, 1976] и не претерпели существенных изменений. Они сводятся к подбору такой комбинации параметров, которая позволяет добиться максимальной ширины спектра при наибольшем соотношении сигнал/помеха. Немаловажным фактором, обеспечивающим эффективный результат деконволюции, является также подготовка исходных данных. Согласно одному из допущений деконволюции, компонента помех в исходных данных равна нулю, однако для реальных полевых данных оно никогда не выполняется. В настоящее время принято применять алгоритмы

фильтрации для подавления части высокоамплитудных помех перед выполнением деконволюции для более корректного расчета оператора, при этом предпочтение отдается алгоритмам, позволяющим подавлять помехи без формы полезного сигнала. Однако специалистами иногда искажения используются подходы, в которых фильтрация помех перед деконволюцией не применяется вовсе либо, наоборот, применяются многоканальные фильтры для подавления регулярных помех, существенно искажающие форму сигнала и амплитудно-частотные характеристики сейсмической записи. Поэтому обработка одного и того же массива данных разными организациями приводит к существенно отличающимся между собой по разрешенности, прослеживаемости отражающих горизонтов, динамическим, амплитудночастотным и фазовым характеристикам, соотношению сигнал/помеха и т.д. результатам. В условиях значительного зашумления данных речного профилирования (Рисунок 2) с использованием источника возбуждения водного типа (водный источник электромагнитного принципа действия типа «Енисей», пневматические источники «Пульс» и «Малыш») корректный выбор типа деконволюции, ее места в графе обработки и определение ее оптимальных параметров играет значительную роль в построении точного и информативного разреза. Известны примеры осложненных помехами полевых данных, по которым более информативный разрез получается без применения деконволюции. Следовательно, только опробование различных подходов поможет определить, дает ли деконволюция приемлемый результат в случае значительного зашумления данных (Yilmaz, 2001).

Известно, что данные речного профилирования характеризуются помех уровнем регулярных И нерегулярных различного высоким происхождения. Их подавление является одним из самых сложных и трудоемких этапов обработки данных, поскольку от его корректности значительно зависит точность и достоверность построения окончательного разреза. Несмотря на то, что миграция и суммирование – эффективный инструмент подавления случайных шумов [Yilmaz, 1987], в ряде случаев этого недостаточно, поэтому к сейсмограммам применяется сложный комплекс алгоритмов фильтрации. Например, для подавления высокоамплитудных помех, широко используются частотно-зависимые методы для анализа и

подавления аномальных амплитудных выбросов в разных частотных полосах по заданному пользователем порогу [Зверев, 2006; Li, Couzens, 2006; Jiuying, Dechun, 2003; Elboth et al., 2008; Al-Heety, Thabit, 2019]. Амплитудный спектр участка трассы с аномальными выбросами приводится к спектру неаномальных соседних трасс [Canales, 1984; Guo, Lin, 2003].



Рисунок 1.2 – первичная сейсмограмма профиля по р. Нижняя Тунгуска (участок работ ООО «Геофизическая служба»)

Регулярные помехи в данных речного профилирования в Восточной Сибири представлены, в основном, разными типами поверхностных волн, вызванными сложной конфигурацией слоев и составом пород ВЧР, а также кратными и частично-кратными волнами, образующимися, в том числе, и в слое воды. Современные методики подавления поверхностных волн-помех в данных наземного профилирования обычно включают В себя ИХ моделирование и вычитание из исходного волнового поля. При этом для разделения полезного сигнала и помехи используются фильтры, работающие в различных областях: временной (T-X), F-K (частота-волновое число), R-T [Claerbout, 1975; Henley, 1999], τ - ρ [Schultz and Claerbout, 1978] и др. Годографы поверхностных волн-помех на сейсмограммах часто имеют сложную форму, обусловленную изгибами профиля, нерегулярностью расстояний в трассах сейсмограмм, сложностью рельефа поверхности. Для их подавления в популярных программных комплексах обработки данных предусмотрено множество модулей, в основе которых лежат алгоритмы кинематической фильтрации. Но на практике, не все из них эффективны при нерегулярном расстоянии между соседними трассами [Vermeer, 1990], поэтому адаптация алгоритмов и разработка новых способов эффективного подавления помех для данных речной сейсморазведки остается актуальной.

В сейсморазведке возбуждение сейсмических речной полей выполняется источником, который находится в воде и буксируется судном. Поскольку сейсмические волны проходят через слой воды (на реках Восточной Сибири это 5-15 м) возникает эффект реверберации, то есть многократного переотражения волн на кровле и подошве водного слоя. В зависимости от глубины реки и рельефа речного дна интенсивность и периодичность кратных волн-помех, как правило, меняется (Рисунок 3). Подавление такого типа кратных волн (ревербераций) при обработке данных осуществляется, например, путем предсказывающей деконволюции [Yilmaz, 2001] или с использованием алгоритма SRME (сокр. от surface-related multiple elimination) [Verschuur et al., 1992], который выполняет подавление кратных волн, связанных со свободной поверхностью и широко используется при обработке данных морской сейсморазведки. При этом не требуется знания о скоростной модели среды – вся необходимая информация берется из зарегистрированных данных. В основе алгоритма лежит следующий принцип: если взять трассу, содержащую только однократное отражение, то модель кратных волн, связанных с переотражением от свободной поверхности строится путем автосвертки этой трассы. На практике неизвестно, какие именно трассы нужно сворачивать, поэтому перебираются все возможные точки отражения в пределах заданной апертуры, а результаты сверток суммируются, в результате чего рассчитывается модель кратных волн. Для корректного использования алгоритма при обработке данных речного профилирования необходимо учитывать ряд ограничений, связанных с качеством этих данных, их нерегулярностью, незначительной мощностью водного слоя. Например, на мелководье кратная волна может интерферировать с поверхностными и головными волнами, поэтому эти и другие помехи необходимо подавлять, что сложно сделать, не исказив динамику однократных волн [Денисов, Фиников, 2007]. Важным этапом подготовки к подавлению кратных волн является также регуляризация данных для заполнения пропусков в данных. Алгоритм моделирует кратные волны и вычитает их из реальных данных, при этом существенной сложностью является несоответствие кинематики модели и реальных волн, что иногда приводит к подавлению полезных отражений.



Рисунок 1.3 – Волновая картина отраженных волн при различной толщине водного слоя (по результатам численного моделирования волновых полей)

При подавлении помех необходимо сохранение амплитуд полезных отраженных волн. В процессе численного моделирования помехи и вычитания ее из данных часть амплитуд отраженных волн иногда теряется. Для преодоления этой трудности при обработке данных в 2003 г. предложен способ, названный LIFT (сокр. от Leading Intelligent Filter Technology – ведущая технология интеллектуальной фильтрации) [Choo and Sudhakar, 2003]. Он позволяет выделять часть полезного сигнала, потерянного в ходе численного моделирования, и вернуть его обратно в данные. Идея технологии проста для понимания (Рисунок 4), однако ее реализация требует сложной технологической последовательности модулей обработки для достижения оптимальных результатов, как в части сохранения полезного сигнала, так и при подавлении помех. Способ LIFT может применяться при подавлении практически любых помех: поверхностных волн, нерегулярного шума, кратных волн. Известны положительные результаты применения этой технологии для подавления поверхностных волн и высокоамплитудных помех по данным трехмерной сейсморазведки для поиска угля в Китае [Research..., 2014]. Авторам удалось добиться более надежных результатов AVO-анализа за счет сохранения полезных отражений. Учитывая многообразие помех на речных данных и, соответственно, большое количество итераций их подавления, применение LIFT представляется необходимым для сохранения полезных сигналов.



Рисунок 1.4 – Схема фильтрации данных по технологии LIFT (цит. по: Choo and Sudhakar, 2003)

Нерегулярность системы наблюдения при речных профильных сейсмических исследованиях приводит к тому, что зарегистрированный набор трасс либо значительно разрежен, что приводит к пространственному аляйсингу данных, либо, наоборот, излишне уплотнен. Аляйсинг также возникает при сортировке трасс в сейсмограммы ОСТ или сейсмограммы равных удалений – это происходит вследствие «парадокса дискретизации» [Vermeer, 1990]. Оба типа аляйсинга являются препятствием для подавления волн-помех в f-k области, для использования при обработке данных. Кроме того, возникают нежелательные эффекты на суммарных разрезах, например «эффект шахматной доски» [Vermeer, 1990]. Излишнее уплотнение
трасс приводит к избыточной кратности, которая проявляется в невыдержанности амплитуд по разрезу, артефактам миграции, усилению шумов [Анализ результативности..., 2011]. Для избавления от этих нежелательных эффектов и пересчета данных на регулярную сетку используются различные виды пространственно-временной интерполяции (регуляризации) [Bin et al., 2004; Abma et al. 2006].

В силу пока недостаточного распространения полевых исследований методикой речного профилирования и узкой доступности данных их обработка мало освещена в публикациях. Основы современной методики обработки, учитывающей кривизну профилей и особенности работы с донными сейсмоприемниками заложены в публикациях по результатам речных сейсморазведочных исследований по р. Енисей, Обь, Вах, Лена, Волга [Сейсмические исследования..., 2004; Обработка данных..., 2008; Кайгородов, Кулагина, 2008]. Производственные отчеты по обработке протяженного речного профилирования по р. Лена составлен в 2008 г. (коллектив авторов ОАО «Сибнефтегеофизика», в том числе А. А. Евдокимов, А.П. Сысоев). основные особенности Авторами определены материалов речного обработка профилирования, выполнена И получен разрез высокой информативности. В 2014 г. составлен производственный отчет по обработке и интерпретации материалов протяженного речного профилирования по р. Нижняя Тунгуска и ее притокам (авторы: Смирнов М.Ю., Ухлова Г.Д. и др.). Построенные по результатам обработки этих материалов сейсмические разрезы показали высокий потенциал технологии речного профилирования для изучения регионов со сложными сейсмогеологическими условиями. Одновременно они показали необходимость развития методики обработки данных речной сейсморазведки.

ГЛАВА 2

ОБРАБОТКА ЦИФРОВЫХ МАТЕРИАЛОВ РЕЧНЫХ ПРОФИЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Первичный цифровой материал речного профилирования

2.1.1 Сведения об исследуемых профилях

Технология обработки цифровых записей речного профилирования создана по материалам, полученным методом ОГТ-2D по профилям: р. Нижняя Тунгуска и ее притоки Кочечум, Тутончана (2012-2014 гг.), р. Лена (в нижнем течении, 2018 г.), р. Витим (170 км от п. Мамакан до п. Витим, 2019 г.) (Таблица 2.1).

Непосредственно обработка с построением сейсмических разрезов выполнена автором лично при участии геофизиков-обработчиков, выполнявших отдельные этапы графа обработки: Литвиченко Д.А. (р. Нижняя Тунгуска, участок работ ООО «Богучанская геофизическая экспедиция»), Харченко Н.Н. (р. Нижняя Тунгуска, участок работ ООО «Геофизическая служба» и ООО «Донгеофизика»), Недомовный Б.Н. (профиль в нижнем течении р. Лена).

Полученный в полевых условиях материал представляет собой сейсмограммы, записанные в цифровом виде как файлы формата SEG-D и SEG-Y (общепринятый отраслевой стандарт файлов SEG – Society of exploration geophysicist), а также сопроводительные SPS-файлы, рапорты оператора сейсмической станции, абрисы и другие файлы, содержащие информацию наблюдения, параметрах 0 системе источников, регистрирующей аппаратуры, особенностях расположения профиля на местности и другой информации, необходимой для выполнения цифровой обработки. Обработка материалов выполнялась с использованием программного обеспечения ведущих мировых производителей ДЛЯ геофизической отрасли – Geovation (СGG, Франция), SeisSpace ProMAX (Halliburton, США), TomoPlus (Geotomo, CIIIA). В перечисленном программном обеспечении реализованы различные алгоритмы обработки данных в виде расчетных модулей и интерактивных приложений. Типичный расчетный модуль обработки цифровых сейсмических материалов

представляет собой программу с набором настраиваемых параметров, которые задает геофизик-обработчик, то есть адаптирует программы под решение своей задачи, руководствуясь особенностями обрабатываемой информации. На вход расчетного модуля подаются наборы сейсмических трасс, обрабатываются и записываются в выходной набор данных.

Место	Основание работ	Исполнитель	Годы	Протяжен-
профилирования		полевых работ	отработки	ность, пог.
				КМ
р. Нижняя	Государственный	000	2012-2014	1800
Тунгуска и ее	контракт №30 от	«Геофизическая	ГГ.	
притоки	12.03.2012 г.	служба», ООО		
р. Кочечум и		«Богучанская		
р. Тутончана		геофизическая		
		экспедиция», ООО		
		«Донгеофизика»		
р. Лена в	Государственный	Полевая	2018 г.	1050
нижнем течении	контракт « 08/16	геофизическая		
	от 09.09.2016 г.	экспедиция		
		научно-		
		производственного		
		предприятия		
		геофизической		
		аппаратуры «Луч»		
р. Витим	Государственный	Полевая	2019 г.	170
	контракт №57 от	геофизическая		
	11.08.2017 г.	экспедиция		
		научно-		
		производственного		
		предприятия		
		геофизической		
		аппаратуры «Луч»		

Таблица 2.1 – Сведения о речных профильных наблюдениях

2.1.2 Условия речного профилирования и система наблюдения

Специфика речных сейсмических исследований (малая глубина, узкий, извилистый фарватер, захламленность дна большинства сибирских рек топляком, сильное течение, интенсивное судоходство в период навигации) значительно ограничивает применение стандартных наземных и морских методик наблюдения и аппаратуры. Преимущество речного профилирования в том, что материальные и временные затраты на организацию одного пункта возбуждения значительно ниже, [Сейсмические чем при наземном исследования..., 2004]. Использовать такие же системы наблюдения, как при наземных исследованиях, невыгодно, поэтому используются обращенные системы наблюдения: работающие через определенный временной интервал источники возбуждения, расположенные на судне, перемещаются вдоль фиксированной приемной расстановки аппаратуры. Отстрел начинается, отступив от первого канала на расстояние, равное максимальному выносу, и заканчивается проходом, когда расстояние от последнего канала превышает максимальный вынос. Затем приемная расстановка перекладывается на новое место и отстрел повторяется. Используется вариант, когда судно, источник возбуждения, курсирует вдоль приемной расстановки туда-обратно, но более распространен отстрел при движении судна против течения: так проще контролировать его скорость и выдерживать равные расстояния между возбуждениями. Кратность (количество накоплений сигналов, отраженных от одной и той же глубинной точки) такой системы наблюдения неравномерна, но всегда значительно больше (иногда в несколько раз) той, которая получается при стандартной наземной системе [Брыксин, Селезнев, Лисейкин, 2014]. Это достигается за счёт существенно большей плотности пунктов возбуждения, чем в стандартной наземной сейсморазведке, что способствует повышению информативности [Детков, Зарипов, 2017].

Источники возбуждения сейсмических полей. Для возбуждения сейсмических полей при профильных наблюдениях на реках используются плавучие (невзрывные) источники «ВЭМ-50» – водный аналог импульсного источника электромагнитного принципа действия «Енисей» [Детков, 2007; Detkov, Balandin, 2018] либо пневматические пушки «Пульс-6» или «Малыш», принцип работы которых основан на выбросе в воду сжатого под давлением воздуха. При этом сами источники размещаются на баржах и буксируются небольшими теплоходами.

Исследование выполнено по материалам речного профилирования, полученным с использованием нескольких видов источников возбуждения упругих колебаний:

 импульсных сейсмических источников электромагнитного принципа действия «ВЭМ-50», водного аналога источника «Енисей» (р. Нижняя Тунгуска на участке работ ООО «Богучанская геофизическая экспедиция»);

- пневматических источников «Малыш» для работы на мелководье (р. Нижняя Тунгуска на участке работ ООО «Донгеофизика», р. Лена в нижнем течении, р. Витим);
- пневматических источников «Пульс-6» для глубоких участков рек (р.
 Нижняя Тунгуска на участке работ ООО «Геофизическая служба»).

Импульсные сейсмические источники «ВЭМ-50» универсальны и позволяют работать даже на мелководье, при уровне воды (глубине) от 0,8 м на минимальном расстоянии от пунктов приема, расположенных на берегу. Еще одним их преимуществом является экологичность, поскольку, в отличие от пневматических источников, которые производят своего рода взрыв, выбрасывая в воду сжатый под давлением воздух, они не создают ударного воздействия и не вредят окружающей среде. При полевых исследованиях, выполненных ООО «Богучанская геофизическая экспедиция» в 2012-2013 гг. на р. Нижняя Тунгуска, используется система, в которой импульсные источники группируются в две линии по три источника и располагаются на площади 15х7 м.

Мощность пневматических источников подбирается исхоля ИЗ решаемых геофизических задач, чаще всего источники также группируются: на р. Нижняя Тунгуска источники типа «Пульс-6» группировались по 4 шт., а на р. Лена в нижнем течении и р. Витим источники «Малыш» – по 8-10 шт. При этом согласуются мощность источника и глубина его погружения. На сибирских реках, даже крупных, в засушливые периоды на перекатах глубина реки может быть менее двух метров. В таких условиях пневматические «Пульс-6» источники типа работают, поэтому используются не пневматические источники «Малыш» [Гуленко, Бадиков, 2009] и «Сибиряк» [Речная сейсморазведка..., 2007], успешно прошедшие полевые испытания.

Условия регистрации сигналов. Сигналы регистрируются либо донными косами, либо приемниками, расставленными вдоль береговой линии. Выбор системы регистрации зависит от нескольких факторов: ширины и извилистости русла реки, скорости ее течения и глубины, а также от изрезанности береговой линии. При профилировании на сибирских реках

41

успешно применяются как телеметрические системы Sercel 428 (р. Нижняя Тунгуска, участок работ ООО «Богучанская геофизическая экспедиция») или XZone Fly Lander фирмы SI Technology (р. Нижняя Тунгуска, участок работ ООО «Донгеофизика), так и автономные системы типа «Байкал» (р. Нижняя Тунгуска, участок работ ООО «Геофизическая служба», р. Лена, р. Витим) [Речная сейсморазведка..., 2007].

В 2013 000 г. ФГУП «СНИИГГиМС» с привлечением «Донгеофизика», ООО «Богучанская геофизическая экспедиция» и ООО «Геофизическая служба» в среднем течении р. Нижняя Тунгуска в районе п. проводятся опытно-методические Typa исследования по оценке применимости водной и наземной регистрации сейсмических сигналов. Результаты показывают, что кондиционной регистрации сейсмических колебаний при использовании донных кос на участках быстрого течения р. Нижняя Тунгуска получить невозможно: средний уровень шума в 100 и более раз выше, чем при регистрации наземной косой, расставленной вблизи уреза воды. Сильное течение и галечное дно реки на участках «малой» воды (менее 1.5-2.0 м) являются причиной высокого уровня микросейсмических колебаний - до 300-800 МкВ и более (до 3000 МкВ), который не позволяет выполнить измерения с приемлемым качеством. Кроме того, из-за криволинейности рек и небольшой мощности используемых судов буксировать косы длиной более 500 м, как правило, невозможно, как и укладывать их на дно реки. Из анализа карты лоции р. Нижней Тунгуски следует, что неблагоприятные участки для регистрации донной косой составляют не менее 20-30% от длины реки. Поэтому донные косы, в основном, применяются в случае невозможности выполнить регистрацию на берегу и при переходах регистрации с берега на берег. Сейсмические приемники в случае использования наземных приемных кос используются стандартные, в основном GS-20DX.

2.1.3 Анализ волнового поля

Полученные материалы речного профилирования в Восточной Сибири значительно отличаются друг от друга по информативности, что обусловлено их расположением в различных частях Сибирской платформы и, следовательно, разными сейсмогеологическими условиями. Из совместного анализа волновых полей и карт геологической съемки следует, что между информативностью сейсмического материала и строением ВЧР существует тесная связь. Например, большая часть профиля по р. Нижняя Тунгуска (2012-2014 гг.) и ее притокам проходит в зоне распространения на поверхности Здесь невысокое качество сейсмического пород триаса. материала объясняется сложным, резконеоднородным, блоковым строением ВЧР, характеризующимся зонами развития трапповых формаций и мощными данные..., туфогенными образованиями [Новые 2017; Старосельцев, Попелуха, 2018]. Помимо большой потери энергии сейсмических волн и изменения формы сейсмического импульса, такое строение ВЧР является причиной существенных временных задержек прохождения волн, что выражается на сейсмограммах в сложной, порой беспорядочной волновой картине, значительно меняющейся даже в пределах приемной расстановки (Рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Первичная сейсмограмма профиля р. Нижняя Тунгуска (участок работ ООО «Геофизическая служба», 2012 г.) на участке сложного строения ВЧР в зоне развития трапповых формаций и мощных туфогенных образований.

Только самый западный участок профиля (в районе села Туруханска) находится в относительно благоприятных сейсмогеологических условиях, поэтому наиболее качественный материал получен именно там (Рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Первичная сейсмограмма западного участка профиля р. Нижняя Тунгуска (ООО «Донгеофизика», 2014 г.) в относительно благоприятных сейсмогеологических условиях.

Профили по р. Лена (2006-2008 гг.) и р. Витим (2019 г.) проходят в зоне складчато-надвиговых дислокаций Предпатомского краевого прогиба. На фото (Рисунок 2.3) видно, что неинформативность участков профиля объясняется выходами на дневную поверхность высокоскоростных кембрийских пород, которые зачастую образуют складки причудливых форм либо залегают под большими углами к поверхности, вплоть до 70°. Также видно, что эти породы существенно изменены процессами выветривания и карстообразования, что снижает эффективность сейсморазведки на этой территории и требует новых, иных методик полевых исследований с учетом названных факторов. Сложное строение верхней части разреза с резким изменением свойств пород по вертикали и латерали, наличием трещин и карстов являются причиной рассеяния полезного сигнала и его затухания на высоких частотах. В результате отраженные от целевых горизонтов волны слабы по энергетике и почти не отмечаются на сейсмограммах, а их преобладающие частоты на неблагоприятных участках не превышают 15-20 Гц. В сейсмическом волновом поле отмечается многообразие отраженных и дифрагированных волн, связанных с проявлениями складчато-надвиговой тектоники и процессами галокинеза [Юнашева, Недомовный, Мосягин и др., 2021] (Рисунок 2.4).



Рисунок 2.3 – Деформированность бельской свиты нижнего кембрия в районе Частинского вала. Правый берег р. Лены в 6 км по прямой на северо-восток от пос. Частых (фото А.В. Мигурского)



Рисунок 2.4 – Предварительный временной немигрированный сейсмический разрез по профилю р. Витим (2019 г.) на участке складчато-надвиговых дислокаций Предпатомского краевого прогиба.

Профиль в нижнем течении р. Лена проходит с юга на север от устья р. Алдан до устья р. Тикян [Геолого-геофизическое строение..., 2021]. С востока к бассейну реки примыкают отроги Верхоянского хребта, а с запада – возвышенности Средне-Сибирского незначительные плоскогорья. По глубинным сейсмогеологическим характеристикам акватория Лена p. относится к относительно благоприятным для исследования методом отраженных волн, поскольку чередование в геологическом разрезе слоев с отличающимися акустическими свойствами обуславливает наличие ряда контрастных отражающих границ. Трудности в обработке полученных материалов вызывают интенсивные волны-помехи, в том числе кратные волны, образующиеся в слое воды, которые перекрывают полезные отраженные волны. Волны-помехи специалистами традиционно разделяются на регулярные и нерегулярные (шум).

Нерегулярные (шум). Особенность сейсмограмм волны-помехи речного профилирования – чрезвычайно высокий уровень шумов различной природы. При использования донных кос их причиной, прежде всего, является шум от сильного течения воды по галечному дну рек на неглубоких участках. При использовании наземных кос – шум от течения воды в основном русле и ветровые виде впадающих В него ручьев, помехи, шумы В высокоамплитудных всплесков, связанные с движением судов и работой оборудования: гул двигателей, шум гребных винтов, промышленные и электрические помехи. Эти волны-помехи не имеют четких осей синфазности на сейсмограммах и значительно снижают соотношение сигнал/помеха.

Регулярные волны-помехи. На сейсмограммах речных профилей повсеместно отмечается весь спектр регулярных волн-помех различного происхождения, значительно влияющих на прослеживаемость и динамические характеристики отраженных волн (Рисунок 2.5):

1. Звуковые волны со скоростью распространения порядка 340 м/с. В том числе звуковые волны от предыдущих воздействий, поскольку временной интервал между двумя ПВ бывает очень коротким.

2. Поверхностные волны, кажущиеся скорости которых меняются в широких пределах – от 600 до 6200 м/с. Форма годографа, интенсивность и

частотный состав этих помех меняются в зависимости от состава пород и строения слоев ВЧР.

3. Многократные переотражения (или реверберация) волн на границах вода-дневная поверхность и вода-речное дно.

4. Кратные и частично-кратные волны, отделить которые от однократных волн по кинематическим характеристикам в исследуемом регионе часто невозможно.

5. Интенсивная прямая волна, распространяющаяся в слое воды со скоростью порядка 1430 м/с.

6. Волны-помехи техногенного характера, связанные с шумом проезжающих мимо судов, работающего оборудования и др.



Рисунок 2.5 – Различные типы волн на сейсмограмме общего пункта приема, профиль в нижнем течении р. Лена (2018 г.)

2.2 Специфика обработки цифровых материалов речных профильных наблюдений методом ОГТ-2D

По сравнению с обработкой материалов наземных сейсмических исследований, ряд факторов затрудняет и усложняет обработку материалов речного профилирования:

1. Речной профиль представляет собой извилистую линию. Кривизна профиля порождает множество неоднозначностей при бинировании (crooked line binning – в англоязычной литературе), прежде всего, в определении оптимальной траектории линии обработки (средней линии) и выборе размера бина.

2. Зарегистрированные сейсмограммы имеют низкое соотношение сигнал/помеха, обусловленное высоким уровнем помех природного и техногенного характера. Требуется модификация и адаптация известных схем подавления помех и деконволюции, используемых при обработке наземных данных, чтобы поднять соотношение сигнал/помеха и повысить вертикальную разрешенность окончательных разрезов.

3. На сейсмограммах некоторых участков профилей отмечаются кратные волны, связанные с многократным переотражением (реверберацией) волн на границах вода-речное дно и вода-дневная поверхность. Корреляция отражающих горизонтов на таких участках неоднозначна, для этого необходимо корректное подавление кратных волн-помех такого типа.

4. Методика речного профилирования характеризуется плотной, но весьма нерегулярной системой наблюдения, при которой набор трасс оказывается либо сильно разреженным, либо излишне уплотненным, что является причиной амплитудных аномалий, а также затрудняет корректное подавление регулярных волн-помех (например, в F-К области), использование преобразования Радона, миграцию Кирхгофа до суммирования – востребованных и широко используемых алгоритмов обработки материалов сейсморазведки [Vermeer, 1990].

Во время полевых исследований на р. Лена (2006-2008 гг.) технология производства работ модифицируется с постепенным отказом от использования донных сейсмических кос в пользу наземных [Речная сейсморазведка..., 2007]. Начиная с 2012 г. при исследованиях на р. Нижняя Тунгуска донные сейсмоприемники уже не используются, что благоприятно с точки зрения отсутствия смещения их положений в процессе регистрации и упрощает обработку. Технология уточнения координат пунктов приема основана на определении расстояния из времени пробега волны, для чего используется прямая волна, скорость которой в водном слое постоянна [Сысоев и др., 2008; Features of..., 2019].

К положительным факторам речного профилирования относится отсутствие приповерхностной осадочной толщи и резких перепадов рельефа, а следовательно, – значительное уменьшение мощности верхней части разреза (ВЧР), которая характеризуется наибольшей изменчивостью сейсмоакустических свойств (траппы и т.п.). Этот факт благоприятен с точки зрения обработки данных, поскольку снижает влияние статических сдвигов и эффектов затухания сейсмических волн в ВЧР.

Кроме того, система наблюдения речного профилирования как правило предполагает высокую кратность сейсмограмм общей средней точки, что само по себе обеспечивает статистический эффект накапливания сигналов (и подавления помех) при суммировании и миграции.

Высокая плотность пунктов возбуждения обеспечивает высокую плотность трасс в сейсмограммах общего пункта приема, что дает возможность регистрировать регулярные волны-помехи без эффекта аляйсинга и более эффективно подавлять их алгоритмами обработки [Череповский, 2016].

Дополнительно, несмотря на то, что речные наблюдения выполнены методом ОГТ-2D, некоторые участки рек, например меандры или дельтовые разветвления, можно рассматривать и обрабатывать в трехмерном, площадном, варианте [Сейсморазведка 3D..., 2010; Features of..., 2019].

Указанные особенности речного сейсмического профилирования, с учетом сложностей, с которыми сталкивается сейсморазведка на территории Восточной Сибири [Кочнев и др., 2014; Некоторые методические..., 2018; Ефимов, Мосягин, 2021], требуют модификации и адаптации известных способов обработки цифровых материалов для более корректного подавления помех, расширения частотного диапазона, учета нерегулярности данных, улучшения прослеживаемости отражающих горизонтов, восстановления реальных динамических особенностей волнового поля и др. Это повысит надежность и достоверность интерпретации получаемых сейсмических разрезов для определения геологического строения подземных структур и свойств пластов. Практика показала, что в результате переобработки архивных материалов 80-х и 90-х годов по современным методикам удается построить значительно более информативные разрезы [Мосягин, 2015а].

2.3. Методика обработки сейсмических материалов

2.3.1 Бинирование материалов речного криволинейного профилирования

На географической карте видно, что почти вся территория Восточной Сибири изрезана реками. Поскольку эти реки древние, их русла извилисты и часто меандрируют [Сейсморазведка 3D..., 2010]. В отличие от наземного профилирования, где степень искривления линии профиля часто регламентирована, и излом линии профиля допускается только при необходимости (при обходах препятствий, горном рельефе и др.), при речных исследованиях линия профиля заранее определена руслом реки.

Неотъемлемой частью и одним из первых этапов обработки материалов является бинирование – построение равномерной сети бинов, или разбиение профиля на участки (бины) с равномерным шагом. Для выполнения бинирования рассчитывается облако средних точек – точек, лежащих на середине отрезков, соединяющих источники И приемники. Бином специалисты называют прямоугольный участок площади сейсмической разведки, имеющий по осям координат Ох и Оу некоторые размеры, один из которых определяет расстояние между трассами сейсмического разреза, а второй – ширину полосы средних точек, участвующих в обработке. Все средние точки, которые попадают внутрь одного бина, считаются принадлежащими одной и той же общей средней точке (ОСТ), координаты которой принимаются как геометрический центр бина. Таким образом, сейсмограмма ОСТ представляет собой набор трасс, соответствующих средним точкам внутри одного бина и может быть получена из набора сейсмограмм общего пункта возбуждения путем пересортировки.

При обработке материалов наземных прямолинейных профилей бинирование в большинстве случаев выполняется с использованием соответствующих программ в автоматическом режиме по заданным параметрам сейсмической съемки. В случае криволинейных профилей речных исследований, бинирование выполняется в интерактивном режиме (вручную) с построением линии обработки (линии, вдоль которой будет построен разрез) и равномерной сети бинов, при этом длина и ширина бина задаются специалистом вручную. Для построения равномерной сети бинов по координатам источников и приемников рассчитываются координаты средних точек, как точек, лежащих на середине прямой источник-приемник. В отличие от прямолинейных профилей, где средние точки образуют прямую линию, средние точки, рассчитанные для криволинейных профилей, значительно отклоняются от траектории источников/приемников, образуя так называемое облако средних точек (Рисунок 2.6). Построение равномерной сети бинов для таких профилей выполняется с учетом выбранного положения линии обработки (линии, вдоль которой строится разрез) и размера бинов. Эти параметры влияют на кратность наблюдений (количество попавших в бины средних точек), на расстояние между ОСТ и, в итоге, на точность построения сейсмического разреза.



Рисунок 2.6 – Схема бинирования по материалам речного криволинейного профилирования

Традиционно, при обработке материалов криволинейного профилирования линия обработки прокладывается специалистами вручную в интерактивном режиме с учетом облака средних точек и положения линий ПВ и ПП. Практически это делается, например, так: линия обработки задается как сглаженная линия источников/приемников, или линия задается вручную, приблизительно по центру облака средних точек, или проводится в виде прямолинейных отрезков с плавным изменением направления на изгибах профиля [Enhancement of..., 2014]. Общие рекомендации к построению линии обработки для речных криволинейных профилей следующие:

1. Следует по возможности избегать резких изломов линии обработки для построения равномерной сети бинов правильной одинаковой формы на всем протяжении профиля, это способствует плавному изменению кратности, без резких скачков.

2. Траекторию линии обработки целесообразно прокладывать, опираясь на максимальную плотность облака средних точек, то есть вблизи расположения линий возбуждения и приема со сглаживанием её в местах сильных изгибов русла реки.

3. Необходимо учитывать, что построенная вдоль линии обработки равномерная сеть бинов должна гарантировать попадание в них средних точек, соответствующих как ближним, так и дальним удалениям источник-приемник, иначе соответствующие сейсмические трассы будут ошибочно исключены из дальнейшей обработки. При сильном искривлении русла реки это часто вызывает трудности, для преодоления которых приходится увеличивать размер бина вкрест линии профиля.

Следует учитывать, что разные траектории линии обработки поразному отображают некоторые элементы разреза, особенно в местах сильных искривлений русла реки. Таким образом, в зависимости от траектории линии обработки появляется возможность освещать элементы среды с разных сторон. При этом каждой из траекторий соответствует отдельный сейсмический разрез со своими особенностями.

Выбор размера бина вдоль линии профиля. От выбранного размера бина вдоль линии речного профиля зависит расстояние между трассами сейсмического разреза. Для наземного сейсмического профилирования этот размер однозначно определяется параметрами системы наблюдения и в большинстве случаев рассчитывается автоматически соответствующими программами обработки как половина расстояния между пунктами приема. В отличие от стандартных регулярных систем наблюдения, используемых в наземной сейсморазведке, система наблюдения речного профилирования более плотная, за счет малого шага по пунктам возбуждения и высокой плотности средних точек вдоль линии профиля, что позволяет задавать очень малые размеры бина. С одной стороны, при уменьшении размера бина должна обеспечиваться более высокая пространственная дискретизация волн, наблюдаемых на разрезах, т. е., увеличивается горизонтальная разрешенность. С другой стороны, снижается кратность сейсмограмм общей средней точки и, соответственно, статистический эффект метода ОГТ. Таким образом, при определении размера бина решается задача поиска оптимального баланса между горизонтальной разрешенностью и соотношением сигнал/помеха на суммированных сейсмических данных.

В зарубежной литературе указанным задачам уделяется значительное внимание. Соответствующие решения привели к появлению двух подходов. Первый подход основан на отборе наблюдений, относящихся к общей отражающей площадке [Muller, 1998; Perroud et al., 1999; Common-reflection..., 1999; Menyoli et al., 2004]. Второй, названный мультифокусником, получил активное развитие после работ [Gelchinsky et al., 1999; Application of..., 1999; Gurevich et al., 2002; Chang et al., 2019]. Первый подход обладает большей простотой и конструктивностью, что важно при обработке данных сложной структуры, к которым относятся речные наблюдения.

До выполнения миграции каждый геологический объект может быть отображен в волновом поле без аляйсинг-эффекта на определенной частоте (f_{max}), которая зависит от интервальной скорости (V_{int}) непосредственно над объектом, глубины его залегания, угла наклона (ϕ) и размера бина (Δ). Предпологая, что для качественного отображения на разрезе осей синфазности с большими углами наклона (например, дифрагированных волн) необходимо ограничить сдвиг по фазе соседних трасс до четверти видимого периода волны [Vermeer, 1996; Сысоев, 2021], приходим к:

$$\Delta = \frac{T * Vint}{4 * sin\varphi} = \frac{Vint}{4 * fmax * sin\varphi},$$
(1)

где Δ – размер бина, T – период, φ – угол наклона отражающей границы, f_{max} – максимальная неаляйсинговая частота, в качестве V_{int} предпочтительно использовать интервальную скорость над требуемым горизонтом [Efficient 3D..., 1994]. Из приведенных для различных параметров среды (Таблица 2.2) оценок размера бина по формуле (1) видно, что лишь для части случаев, относящихся к довольно большим углам наклона отражающих

границ, высоким частотам и одновременно небольшим скоростям волн, расчетный размер бина составляет менее 50 м.

Таблица 2.2. Расчетный размер бина вдоль линии профиля при различных углах наклона и частотах объектов среды

	Угол наклона отражающей границы							
Интервальная	10°		30°		45°			
скорость, м/с	Частота, Гц							
	30	70	30	70	30	70		
	Размер бина, м							
2500	120	51	42	18	29	13		
3000	144	62	50	21	35	15		
3500	168	72	58	25	41	18		
4000	192	82	67	29	47	20		
4500	216	93	75	32	53	23		
5000	240	103	83	36	59	25		

В качестве примера рассматриваются материалы участка профиля по р. Витим, имеющего очень сложное геологическое строение, связанное с проявлением активной складчато-надвиговой тектоники. Это отражается в волновом сейсмическом поле наличием многочисленных дифрагированных волн и наклонных элементов среды. Рассматриваются предварительные разрезы, построенные при различных размерах бина: вдоль линии профиля – 12.5 и 50 м (как некие предельные разумные величины) и вкрест линии профиля – 400 м.

Сопоставление участков предварительных разрезов (без миграции) по р. Витим после выполнения бинирования с различным шагом показывает, что изображения, построенные с бином 12,5 м и 50 м, очень похожи, за исключением наличия на изображении с бином 12,5 м наклонной, предположительно шумовой компоненты (Рисунок 2.7 слева). На разрезе для бина 50 м меньше шумов, что объясняется большей кратностью суммирования – средняя кратность при бине 50 м составляет 1400, а при бине 12,5 м – 400.

Как известно, одна из задач миграции – как можно точнее восстановить положение сейсмических границ в пространстве. После выполнения миграции Кирхгофа до суммирования с сохранением исходного размера бина (Рисунок 2.8) видно, что разрезы по-прежнему идентичны, за исключением того, что

изображение отражающих границ с углами наклона 30° и более при размере бина 50 м имеет характерный ступенчатый вид, что объясняется недостаточной пространственной дискретизацией, то есть слишком большим размером бина. Более пологие отражающие границы одинаково четко отображаются при обоих вариантах бинирования.



Рисунок 2.7 – Участок предварительного временного разреза по р. Витим при размере бина 12,5 м (а) и 50 м (б) по данным без миграции



Рисунок 2.8 – Участок предварительного временного разреза по р. Витим при размере бина 12,5 м (а) и 50 м (б) по данным после выполнения миграции до суммирования.

Таким образом, учитывая расчетные данные (Таблица 2.2.) и приведенные сопоставления разрезов можно сделать следующие выводы:

1. При расстоянии между соседними ОСТ 50 м (размер бина вдоль линии профиля равен 50 м) на сейсмических разрезах проявляется ожидаемый эффект недостатка пространственной дискретизации в виде искажения осей синфазности наклонных горизонтов (30 выше). И Имеет ли ЭТО значение для дальнейшей интерпретации принципиальное или нет. необходимо решать в каждой конкретной ситуации, исходя из геологических задач исследования. Положительный эффект такого размера бина в сравнении со стандартным (25 м) заключается в повышенной кратности сейсмограмм ОСТ, что дает прирост в соотношении сигнал/помеха.

2. Для большинства геологических ситуаций размер бина 25 м будет являться разумным компромиссом между приемлемой кратностью и качественным отображением наклонных площадок на разрезах. Кроме того,

нужно иметь в виду, что после регуляризации и миграции итоговый шаг между трассами разреза можно и уменьшить по результатам тестирования.

3. Экстремально малые размеры бина (менее 12.5 м), которые позволяет задавать система наблюдений с шагом по ПВ 5-10 м, приведут к снижению соотношения сигнал/помеха на суммарных разрезах. Учитывая региональный характер речных профилей и ограниченные возможности 2D миграции в части получения корректного изображения сложных трехмерных геологических структур, прирост полезной геологической информации при таких размерах бина маловероятен.

Выбор ширины бина вкрест линии профиля. Извилистость рек бывает настолько значительна, что при используемой системе наблюдения разброс средних точек на некоторых участках профилей достигает 3-5 км [Новые данные..., 2017]. Как правило, такая ситуация складывается на меандрах. В связи с этим возникает необходимость подбора оптимальной ширины бина, которая определяет базу суммирования средних точек вкрест линии профиля и тесно связана с выбранной траекторией линии обработки. Минимальная ширина бина на профиле выбирается так, чтобы в него вошли средние точки, расположенные между линией возбуждения и линией приема, иначе из данных исключается часть трасс, соответствующая ближним удалениям. Также, при недостаточной ширине бина могут быть непреднамеренно исключены и трассы дальних удалений.

При значительной ширине бина в него могут войти средние точки, относящиеся к удаленным друг от друга парам источник-приемник. В этом случае в сейсмограмме общей средней точки (ОСТ) рядом (на соседних удалениях) могут оказаться сейсмические трассы, зарегистрированные при различных лучевых траекториях, в зависимости от глубинно-скоростного строения среды, формы отражающей поверхности, локальных особенностей строения ВЧР и рельефа дневной поверхности. В результате на трассах, имеющих близкие удаления источник-приемник, времена прихода волны, отраженной от одной и той же границы, могут существенно отличаться, что приведет к тому, что ось синфазности отраженной волны будет выглядеть раздерганной и волнообразной (Nedimovich & West, 2003; Beckel and Juhlin, 2019). Будет ли наблюдаться такой эффект и насколько негативным он окажется, зависит от конкретных геологических условий на территории исследования.

При низком соотношении сигнал/помеха увеличение кратности за счет расширения бина в ряде случаев может дать и улучшение прослеживаемости отражающих горизонтов, например, в случае их плоскопараллельного расположения или близкого к нему. В любом случае, необходим подбор оптимальной ширины бина (в комбинации с другими параметрами бинирования) для конкретных геологических условий путем построения и сопоставления сейсмических разрезов для разных вариантов бинирования [Application..., 2011].

Оценка влияния ширины бина на прослеживание отраженных волн рассматривается на примере двух речных профилей В различных сейсмогеологических условиях – профиля по р. Витим, описанного выше, и участка профиля по р. Нижняя Тунгуска с преимущественно горизонтальнослоистым положением опорных горизонтов венд-кембрийского сейсмогеологического комплекса и сложной верхней частью разреза, представленной крупно- и мелкообломочными туфогенными породами триаса, а также траппами долеритов с высокими пластовыми скоростями (6200-7500 м/с). Сочетание этих факторов вызывает рассеяние упругих волн и потерю прослеживаемости отраженных волн на сейсмических разрезах.

На профиле по р. Витим рассматриваются два бина: один – размером 12.5х400 м и другой – 12.5х3000 м, включающий в себя все возможные средние точки (Рисунок 2.9). Минимальная ширина бина принимается 400 м с учетом необходимости включения в бины трасс как с ближними, так и дальними удалениями. Меньшие значения ширины бина не всегда позволяют захватить необходимые трассы (Рисунок 2.10).



Рисунок 2.9. Схема расположения участка профиля по р. Витим с нанесенными средними точками при ширине бина 3000 м и 400 м.



Рисунок 2.10 – Схема бинирования с непреднамеренным исключением из обработки некоторых средних точек

Сопоставление фрагменты предварительных временных разрезов, построенных при двух вариантах ширины бина: 200 и 3000 м (Рисунок 2.11), показывает, что некоторые элементы разреза отображаются по-разному, при

60

этом сложно отдать однозначное предпочтение тому или иному варианту. Рассмотрим фрагменты разрезов после миграции Кирхгофа до суммирования, выполненной с одинаковыми параметрами и скоростной моделью (Рисунок 2.12). Данное сопоставление показывает, что, несмотря на включение в бин 12.5х3000 м средних точек, лежащих на значительном расстоянии от линии профиля, видимой деградации изображения не происходит даже в условиях структурно сложной среды с наклонными горизонтами до 30°. Напротив, разрез при бине 12.5х3000 м содержит меньше артефактов миграции и более четко отображает ряд элементов среды.

Аналогичная ситуация с более «геологичным» отображением сложных элементов среды при большой ширине бина наблюдалась и при обработке криволинейных региональных профилей 3-ДВ и 1-СБ [Рудницкая, Корнилов, Мосягин, 2017; Жабин, Гошко, Мосягин, 2017], которые располагаются в складчатых областях, а также профиля по р. Нижняя Тунгуска, где при малой ширине бина (до 500 м) зафиксировать отражения на ряде участков разреза не удается вовсе [Мосягин, 2015б; Мосягин, 2020]. Профиль 1-СБ по сути является южным продолжением профиля по р. Витим и имеет схожую волновую картину сейсмического разреза.



Рисунок 2.11 – Участок предварительного временного сейсмического разреза по р. Витим с шириной бина 12,5х200 м (а), 12,5х3000 м (б) по данным без миграции. Овалами отмечены места изменения прослеживаемости отражений.



Рисунок 2.12 – Участок предварительного временного сейсмического разреза по р. Витим с шириной бина 12,5х200 м (а) и 12,5х3000 м (б) по данным после выполнения миграции до суммирования.

В отличие от временного разреза по р. Витим, временной разрез по р. Нижняя Тунгуска характеризуется низким соотношением сигнал/помеха и слабой прослеживаемостью отражающих горизонтов по причине сложного геологического строения верхней части разреза и высокого уровня различных волн-помех. Преобладающие частоты здесь не превышают 15-20 Гц, а углы наклона отражающих горизонтов составляют первые градусы. Средняя скорость распространения продольных волн до опорных венд-кембрийских горизонтов составляет по скважинным данным около 5000 м/с. Исследуемый участок профиля, по данным геологической карты, проходит в области распространения магматических пород триаса. В этих условиях на региональном этапе исследования цель обработки материалов – обеспечить наилучшую прослеживаемость отражающих горизонтов для более точного определения геологического строения территории.

Сопоставление предварительных временных разрезов, построенных с различной шириной бина (200, 500, 1000 и 3000 м) показывает, что более широкие бины иногда дают значительный прирост полезной информации, при этом разрешенность отраженных волн с увеличением размера бина не ухудшается (Рисунок 2.13). На разрезах видно, что с увеличением ширины бина качество прослеживания отраженных волн в отдельных местах возрастает.

Средняя кратность сейсмограмм ОГТ возрастает от 700 (при ширине бина 200 м) до 3000 (при ширине бина 3000 м). При построении разрезов с различной шириной бина сейсмограммы предварительно очищаются от волнпомех, а статические и кинематические поправки за пункты возбуждения и приема подбираются стандартным способом. По результатам сопоставления можно сделать вывод, что положительный эффект от увеличения кратности (и соотношения сигнал/помеха) при широких бинах превосходит по масштабам отрицательный эффект искажения годографов отраженных волн, связанный с попаданием в сейсмограммы общей средней точки большого количества трасс различных лучевых траекторий. Однако следует отметить, что в каждом конкретном случае результаты могут отличаться, поэтому необходимо тщательное тестирование с построением разрезов при различной ширине бина.



Рисунок 2.13 – Участок предварительного разреза по профилю р. Нижняя Тунгуска с различной шириной бина: 25х200 м (а), 25х500 м (б), 25х1000 м (в) и 25х3000 м (г) по данным без миграции.

Для этого в популярных пакетах обработки обычно требуется вручную корректировать параметры бинирования в интерактивном приложении, после чего обновлять заголовки сейсмических трасс и уже после этого использовать их для построения разреза. Такой перебор занимает много времени, особенно если необходимо протестировать влияние ширины бина с шагом 100-200 м.

Для обеспечения технологичности процесса обработки данных при подборе оптимальной ширины бина используется следующий порядок действий:

1. В интерактивном режиме бинирование выполняется с максимальной шириной бина для охвата всего облака средних точек.

2. Традиционным способом подбирается граф обработки для подавления помех на сейсмограммах и нахождения статических и кинематических поправок за пункты возбуждения и приема, строится предварительный сейсмический разрез, соответствующий максимальной ширине бина.

3. С использованием данных о координатах общих средних точек, источников и приемников, записанных в заголовки трасс, для каждой трассы сейсмограмм рассчитывается и заносится в заголовок трассы координата соответствующей ей средней точки (по известной формуле нахождения середины отрезка). Затем рассчитывается и заносится в заголовки трасс удаленность каждой средней точки от геометрического центра бина (координаты ОСТ). Путем ограничения выборки трасс по заголовку появляется возможность регулировать ширину бина уже после выполнения бинирования с максимальной шириной бина.

4. Строится серия разрезов с различной шириной бина и выполняется их сопоставление с целью выбора оптимальной ширины бина.

Такой подход значительно сокращает временные затраты, снижает влияние человеческого фактора и позволяет подобрать параметры бинирования более точно.

Бинирование криволинейного профиля в трехмерном варианте. На некоторых участках речных профилей (как правило, на меандрах) сгущение средних точек таково, что эти участки можно обрабатывать по принципам 3Dсейсморазведки.

Для этого на подходящем участке профиля облако средних точек покрывается равномерной сетью квадратных бинов одинакового размера по аналогии со съемкой МОГТ-3D. Такая сеть бинов будет иметь заданное, в зависимости от размеров участка, количество ячеек в продольном и поперечном направлении (инлайнов и кросслайнов в терминологии обработки данных 3D). Бинирование и присвоения заголовкам трасс трехмерной геометрии выполняется традиционным способом после чего, появляется возможность вести обработку по принципам 3D с применением 3D-миграции и построением суммарных кубов данных.

Такой эксперимент выполнен на небольшом участке профиля, на меандре, в нижнем течении р. Лена. Рассчитанные средние точки с разной

степенью равномерности покрывали на этом участке площадь около 12 км². С учетом положения средних точек сформирована равномерная сеть бинов размером 25х25 м. Выполнена обработка по упрощенному графу без миграции с построением суммарного куба данных [Features of..., 2019]. По результатам обработки можно отметить следующее:

 распределение средних точек на выбранном участке крайне неравномерно покрывает площадь, т.е. кратность и набор удалений в бинах сильно отличается;

 расположение ПВ и ПП таково, что на большей части куба отсутствуют трассы ближних удалений, что не позволяет освещать на суммарных разрезах малые времена;

 изображение глубоких горизонтов (1500 мс и ниже) получено почти на всем кубе данных;

Таким образом, подтверждена принципиальная возможность обработки некоторых участков профилей в варианте 3D, однако её успешность сильно зависит от траектории профиля и применяемой системы наблюдения. Неравномерность заполнения бинов можно значительно снизить, если при полевых исследованиях расставлять регистрирующую аппаратуру не только вдоль берегов рек, но и в специально рассчитанных точках в отдалении от берега [Features of..., 2019]. Кроме того, недостатки системы наблюдения, а именно отсутствие ближних удалений и нерегулярность расстановки аппаратуры можно в значительной мере скомпенсировать с помощью современных алгоритмов регуляризации.

2.3.2 Минимально-фазовая деконволюция сигналов

Специалисты знают, что минимально-фазовая деконволюция (или обратная фильтрация) зарегистрированных сигналов является одним из важнейших этапов обработки цифровых сейсмических материалов, который повышает разрешенность записи и значительно влияет на точность отображения сейсмических границ на окончательном разрезе.

На практике при обработке материалов наземной сейсморазведки широко используется деконволюция сжатия, цель которой сжать сейсмический импульс до единичного импульса с нулевой задержкой.

67

Главными настраиваемыми параметрами деконволюции являются длина ее оператора, уровень искусственно добавляемого белого шума и временное окно настройки (для расчета функции автокорреляции), в котором оценивается сейсмический импульс. Подробное исследование деконволюции и ее параметров дается в монографии Seismic Data Analysis [Yilmaz, 2001]. Из практики научно-производственных организаций известны различные подходы к выполнению деконволюции, определению ее основных параметров и оценке ее эффективности.

Общеизвестны факторы, снижающие эффективность деконволюции сигналов, записанных при речном и наземном профилировании:

1. Высокий уровень помех различной природы в зарегистрированном волновом поле.

2. Форма импульса источника нестационарна: энергия сейсмических волн затухает вследствие расхождения фронта волны, что выражается в уменьшении амплитуд сейсмической записи.

3. Высокие поглощающие и рассеивающие свойства пород ВЧР – причина частотно-зависимого затухания волн, при котором амплитуды на высоких частотах затухают быстрее, чем на низких, при этом между ними возникают фазовые задержки.

4. Импульс источника неизвестен и нестабилен вдоль профиля в связи со сложной конфигурацией слоев верхней части разреза и резкими изменениями свойств пород в вертикальном и горизонтальном направлениях.

Несмотря на то, что возбуждение сейсмических волн при речных профильных исследованиях происходит в одинаковых условиях (в воде), форма импульса источника меняется в связи с локальными изменениями приповерхностных условий: конфигурацией речного дна и свойств пород вглубь по разрезу. Придонные отложения рек отличаются существенной латеральной неоднородностью в сравнении с морскими акваториями, что связано с наличием разнородного терригенно-обломочного материала [Кайгородов, Кулагина, 2008].

Можно сказать, что на практике почти все допущения, на которых основывается деконволюция, нарушаются. Амплитудная стационарность сейсмической записи частично достигается введением поправки за геометрическое расхождение фронта волны. Учет поглощения частот может быть выполнен наиболее корректно с использованием данных ВСП [Шевченко, 2007], что не всегда возможно. Одним из наиболее доступных способов увеличения эффективности деконволюции представляется снижение компоненты помех в волновом поле. Действительно, приемы подавления волн-помех перед деконволюцией сигналов весьма распространены в производственных организациях. Считается, что чем меньше помех в данных, тем точнее результат расчета обратного фильтра (оператора деконволюции). При этом на практике специалисты часто предпочитают выполнять коррекцию статических и кинематических поправок, а также подавление регулярных волн-помех уже после деконволюции, поскольку это более эффективно [Коробкин, 2018]. Таким образом, выбор места деконволюции в графе обработки – предмет тестирования.

При обработке зашумленных сейсмограмм речного профилирования в качестве эффективной предлагается которая В схема, различных модификациях все чаще исследуется и апробируется на современных данных обработки научно-производственных центрах В ведущих крупных нефтегазодобывающих компаний (Рисунок 2.14):

1. К исходным материалам в виде сейсмограмм применяется компенсация амплитуд за сферическое расхождение фронта волны для снижения нестационарности.

2. На сейсмограммах подавляются высокоамплитудные выбросы с получением набора данных А.

3. Выполняется подавление/вычитание оставшихся регулярных и нерегулярных волн-помех многоканальной фильтрацией с получением набора данных В (при этом используются современные алгоритмы для моделирования волн-помех с их последующим вычитанием).

4. По набору данных В рассчитывается оператор деконволюции, который сохраняется в виде отдельного набора данных С (для этого используется специальный модуль деконволюции, который работает в режимах расчета оператора, записи его на диск и применения к сейсмическим записям)

5. Рассчитанный по данным без помех оператор С применяется к набору данных А.

69

6. Выполняется дальнейшее подавление помех после деконволюции по той же схеме.



Рисунок 2.14 — Блок-схема выполнения деконволюции зарегистрированных сигналов.

Преимущество использования такой схемы состоит в минимизации влияния волн-помех на оценку импульса источника, после чего рассчитанный более корректный, оператор деконволюции, как применяется К сейсмограммам до фильтрации. Применение корректного оператора деконволюции к необработанным сейсмограммам дает более надежный результат при выделении отраженных волн на фоне помех. Дальнейшее применение программ шумоподавления более эффективно, так как помехи и полезные сигналы лучше разделены.

Стандартная и альтернативная схема обработки сейсмограмм опробованы на материалах профиля в нижнем течении р. Лена [Мосягин, Ефимов, 2021] (Рисунок 2.15) и профиля наземной сейсморазведки по Танхайской площади в Республике Саха [Результаты обработки..., 2018] (Рисунок 2.16). Стандартный подход соответствует левой части блок-схемы, т. е. оператор деконволюции рассчитывается и применяется к данным после подавления высокоамплитудных и регулярных волн-помех. Альтернативная обработка состоит в том, что очищенные от волн-помех сейсмограммы используются только для расчета оператора деконволюции. Затем оператор применяется к исходным сейсмограммам, перед фильтрацией регулярных волн-помех, а сама фильтрация выполняется уже после деконволюции.

Сопоставление результатов двух вариантов обработки на предварительном разрезе профиля в нижнем течении р. Лена (Рисунок 15) показывает, что разрешенность и прослеживаемость отраженных волн на разрезе после применения альтернативной обработки (Рисунок 15в) значительно выше, чем при стандартном подходе (Рисунок 15б). Это связано с тем, что:

1. Расчет оператора выполняется более корректно после уменьшения влияния компоненты помех, что повышает эффективность деконволюции.

2. Подавление регулярных волн-помех по сейсмограммам после деконволюции в ряде случаев результативнее, чем по исходным сейсмограммам.

Сейсмический профиль по Танхайской площади (Республика Саха) (Рисунок 2.16) проходит в зоне сложных поверхностных сейсмогеологических условий, что проявляется в повышенном фоне волн-помех, низкой частоте сигнала и слабой энергетике отраженных волн (левая часть разреза на Рисунке 2.16а). Правая часть разреза (Рисунок 2.16а справа) существенно отличается от левой по соотношению сигнал/помеха и частотному составу. Применение стандартного подхода к деконволюции сигналов (Рисунок 16б) не дает существенного расширения спектра И улучшения прослеживаемости отраженных волн в левой части разреза, в то время как применение альтернативной обработки (Рисунок 16в) позволяет повысить разрешенность и сделать волновую картину в левой и правой частях разреза более сопоставимой по амплитудно-частотным характеристикам. Причем для правой части разреза с высоким соотношением сигнал/помеха оба варианта обработки дают сопоставимый результат.

Помимо подготовки сейсмограмм для корректного выполнения деконволюции, необходимо также определиться с выбором длины оператора и

71

уровня белого шума – ее главных параметров. От того, насколько точно эти параметры соответствуют характеристикам обрабатываемого волнового поля, зависит эффективность деконволюции. В результате деконволюции сигналов изменяются две важные характеристики зарегистрированного волнового поля – степень разрешенности сейсмической записи и соотношение сигнал/помеха. Максимальная разрешенность сейсмической записи при одновременно низком уровне шумов достигается подбором оптимальной комбинации главных параметров деконволюции (длины оператора и уровня белого шума) [Гогоненков, Кравцов, 1976; Morley and Claerbout, 1983; Полубояринов, Фиников, 2006; Кунченко и др., 2022].

В благоприятных сейсмогеологических условиях главной целью деконволюции часто является максимальное сжатие импульса и повышение разрешенности сейсмической записи для расчленения тонких пластов и поиска зон выклинивания. Для этого на практике обычно применяют «жесткие» параметры деконволюции с учетом того, что фон помех, возникших в результате ее применения, подавляется при дальнейшей обработке. В неблагоприятных сейсмогеологических условиях (при преимущественно резконеоднородной верхней части разреза) такой подход зачастую оправдывает себя, поскольку стремление не получить максимальную разрешенность записи по сейсмограммам с изначально низким соотношением сигнал/помеха приводит к кратному усилению шумов, среди которых полезный сигнал теряется. В этом случае специалисты ограничивают степень сжатия импульса коррекцией главных параметров деконволюции.






Сейсмограммы без деконволюции сигналов и построенные по ним предварительные временные разрезы, как правило, недостаточно информативны, поэтому визуально оценить корректность выбранных параметров длины оператора и уровня белого шума затруднительно. Для этого необходимы количественные оценки сейсмограмм после выполнения В деконволюции. качестве количественных оценок используются соотношение сигнал/помеха И ширина спектра, рассчитанные ПО сейсмограммам после деконволюции. Оптимальная длительность оператора часто определяется по результатам опробования: в функциях автокорреляции сейсмограмм после деконволюции не должно быть остаточной энергии, связанной с основным импульсом источника и реверберационными волнами. Затем определяется оптимальный уровень белого шума, при котором достигается максимальная ширина спектра при одновременно наибольшем соотношении сигнал/помеха. Способ определения оптимального уровня белого шума успешно опробован на трех участках недр ПАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири, а также при обработке материалов речного профилирования по р. Витим (2019 г.) и включает следующие действия:

- Для контроля качества деконволюции выбирается участок профиля, например, область выклинивания отражающих горизонтов или целевой интервал разреза.
- По сейсмограммам выбранного участка выполняется деконволюция сигналов с фиксированной длительностью оператора и последовательным перебором величины белого шума.
- Для каждого из протестированных значений белого шума строятся суммарные сейсмические разрезы (традиционным способом с использованием заранее подобранных статических и кинематических поправок).
- 4. По каждому из суммарных разрезов с использованием стандартных программных комплексов для обработки сейсмических данных (например, модуль matcalc, программного комплекса Geocluster компании CGG, Франция) количественно оцениваются два параметра: ширина спектра и соотношение сигнал/помеха.

5. Для определения оптимального значения уровня белого шума строится диаграмма зависимости ширины спектра сигнала от соотношения сигнал/помеха (Рисунок 2.17). Оптимальное значение отмечается на диаграмме в точке перегиба, где начинается уменьшение соотношения сигнал/помеха при незначительном расширении спектра.

Такой порядок действий может быть выполнен с использованием любого современного программного обеспечения для обработки сейсмических данных. Так, подбор искомого параметра деконволюции и получение необходимых количественных оценок достигаются выполнением одного-двух заданий, что делает этот способ технологичным и легко применимым в промышленной цифровой обработке сейсмограмм для решения прикладных задач.



Рисунок 2.17 – Диаграмма зависимости соотношения сигнал/помеха от ширины спектра. Оптимальный уровень белого шума согласно диаграмме составляет 7-9%.

Одна из сфер применения описанного способа – динамическое согласование сейсмических данных, полученных в разные годы с использованием различного оборудования и параметров системы наблюдения. Поскольку амплитудно-частотные характеристики волнового поля, фон

регулярных и нерегулярных помех, уровень полезного сигнала на сейсмограммах, полученных при выполнении разных сейсмических исследований, будут разными, значит, будут различны и оптимальные параметры деконволюции, при которых будет достигнута максимальная разрешенность при одновременно высоком соотношении сигнал/помеха.

2.3.3 Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд

Разнообразие поверхностных условий и особенностей рельефа местности приводит к тому, что геофизическая аппаратура, осуществляющая возбуждение и прием сейсмических волн работает не идентично. Это является причиной латеральных амплитудных вариаций, проявляющихся в виде участков данных с повышенными и пониженными значениями амплитуд. Поскольку такие аномалии амплитуд связаны исключительно с поверхностными условиями и не имеют ничего общего с реальной отражательной способностью геологических границ, они должны быть учтены на этапе обработки данных. Этот этап обработки заключается в оценке уровня амплитуд сигнала и расчете корректирующих множителей для сейсмических трасс, соответствующих различным источникам и приемникам. Для большого числа наземных сейсмических съемок корректная оценка амплитуд сигнала вызывает затруднения, связанные, прежде всего, с тем, что оцениваемые сейсмограммы содержат помехи, часто превосходящие по амплитуде полезный сигнал.

При речном профилировании возбуждение сейсмических волн происходит в воде, т.е. в одинаковых условиях, что благоприятно для амплитуд сигнала. Но при расположении приемной аппаратуры на берегу это преимущество не дает должного эффекта. Более того, чрезмерный уровень шумов, связанных с течением воды, приводит к тому, что полезный сигнал на сейсмограммах визуально, как правило, не просматривается. Поэтому задача корректной оценки амплитуд сигнала с целью дальнейшего устранения вариаций амплитуд особенно актуальна для таких зашумленных данных.

Известно, что существующие в программных комплексах обработки алгоритмы коррекции амплитуд не достаточно хорошо справляются со своей задачей, что проявляется на итоговых изображениях (сейсмических разрезах и

кубах) в виде чередующихся столбообразных зонах пониженных и пониженных амплитуд. Можно заметить, что в большинстве случаев такие зоны имеют высокую корреляционную связь с орогидрографией, т.е., задача учета влияния поверхностных условий на динамические характеристики волнового поля не решена.

Как было отмечено выше, стандартный подход к поверхностносогласованной коррекции амплитуд, предлагаемый популярными программными комплексами обработки, предполагает итеративную оценку уровня амплитуд и расчет корректирующих множителей за источник и приемник по сейсмограммам на разных этапах обработки. Считается, что по мере очищения сейсмограмм от помех оценка полезного сигнала будет все более точной и корректирующие множители будут рассчитаны правильно. На практике из-за наличия в сейсмограммах помех уровень амплитуды сигнала оценивается не достаточно точно, особенно на начальных этапах обработки, когда помехи преобладают над сигналом. В ряде случаев вместо амплитуд сигнала оцениваются амплитуды помех, поэтому корректирующие множители рассчитываются неправильно. Несмотря на итерационный характер таких коррекций, к окончанию обработки часто не удается полностью устранить все амплитудные аномалии, что значительно затрудняет или делает невозможным применение такого тонкого инструмента сейсмической интерпретации как динамический анализ и прогноз коллекторских свойств пластов.

Для получения более точных оценок амплитуд сигнала и корректного учета амплитудных вариаций ПО зашумленным данным речного профилирования (а также по данным наземной сейсморазведки) предлагается использовать альтернативный подход, который можно реализовать в любом современном комплексе для обработки данных [Мосягин, Ошкин, 2022]. Подход состоит в использовании для оценки полезного сигнала разрезов общего пункта возбуждения (ОПВ) и приема (ОПП) вместо сейсмограмм [Cary, Nagarajappa, 2013]. Разрезы обладают преимуществом перед сейсмограммами, поскольку за счет суммирования (т.е. синфазного накапливания сигналов), имеют существенно более высокое соотношение сигнал/помеха. Оценка и расчет амплитудных множителей выполняется отдельно и поочередно для разрезов ОПВ и ОПП, в несколько итераций до

достижения приемлемого результата. Таким образом, пошаговый алгоритм действий для компенсации латеральных амплитудных вариаций, связанных с поверхностными условиями сводится к следующему:

1. Строится разрез общего пункта возбуждения. Для этого в сейсмограммы вводятся все статические и кинематические поправки с последующим суммированием трасс в сейсмограммах ОПВ. Поскольку кинематические поправки обычно не обеспечивают спрямление осей синфазности отраженных волн на сейсмограммах ОПВ, перед суммированием в них могут быть введены дополнительные потрассные статические сдвиги (trim-статика).

2. По разрезу общего пункта возбуждения в выбранном окне для каждой трассы рассчитывается значение среднеквадратичной (RMS) амплитуды. Таким образом, получим оценку сигнала для каждого пункта возбуждения.

3. Рассчитываются корректирующие амплитудные множители как обратные величины к RMS-амплитуде – 1/RMS.

4. Рассчитанные множители применяются к сейсмограммам до суммирования, т.е. выполняется коррекция амплитуд за фактор ПВ.

5. С использованием сейсмограмм из пункта 4 строятся и анализируются разрезы ОПВ и ОСТ до и после применения амплитудных поправок.

6. Шаги 1-4 повторяются, но вместо разреза пункта возбуждения строится разрез общего пункта приема аналогичным образом. Полученные корректирующие множители для каждого пункта приема применяются к сейсмограммам из пункта 4.

7. Строятся и анализируются разрезы ОПП и ОСТ до и после применения амплитудных поправок.

8. При необходимости шаги 1-7 повторяются до достижения приемлемого результата.

Можно отметить, что разрез ОПВ, построенный на шаге 1 (Рисунок 2.18а), имеет характерные столбообразные области повышенных и пониженных амплитуд, что связано исключительно с поверхностными, а не глубинными факторами. Разрез ОПВ после выполненной коррекций (Рисунок 2.18б) используется для оценки качества – столбообразные аномалии

амплитуд на нем должны быть минимизированы. То же самое относится и к разрезам ОПП.

В сравнении со стандартным подходом к коррекции амплитуд, когда амплитудные множители рассчитываются по сейсмограммам, альтернативный подход с использованием разрезов ОПВ и ОПП значительно лучше справляется с устранением столбообразных амплитудных аномалий (Рисунок 2.19). В случае зашумленных данных стандартный подход может не только не устранить аномалию, но и создать новую (Рисунок 2.196 в центре). Применение альтернативного подхода почти полностью компенсирует аномалии амплитуд, связанные с поверхностными условиями (Рисунок 2.19в). Для оценки качества выполненной коррекции амплитуд можно использовать так называемые FX-разрезы, то есть разрезы в пространственно-частотной области. которые рассчитываются ИЗ временных разрезов путем преобразования Фурье (Рисунок 2.20). На них отчетливо видны преимущества и недостатки описанных подходов к коррекции амплитуд.



Рисунок 2.18 – Разрез общего пункта возбуждения с выделенными зонами повышенных амплитуд до применения корректирующих амплитудных множителей (а) и после применения (б).







Рисунок 2.20 – разрез по р. Лена в области F-X (частота-пространственная координата) до выполнения коррекции амплитуд (а), после коррекции стандартным способом (б) и после коррекции альтернативным способом (в).

2.3.4 Подавление волн-помех с сохранением полезных сигналов

Для борьбы с высоким уровнем волн-помех в сейсмограммах речных профильных наблюдений специалистами используется большое количество различных алгоритмов фильтрации, в которых часто нет необходимости при обработке материалов стандартных наземных сейсмических наблюдений. При неоптимальных настройках программ фильтрации волн-помех часть полезных сигналов может быть утрачена. Чтобы избежать этого, специалистами используются различные способы контроля для их сохранения, например, анализ результата вычитания исходных и отфильтрованных сейсмограмм. Если отраженные волны при этом отмечаются в волновом поле остатка применяемой вычитания. параметры программы корректируются специалистом до достижения приемлемого результата, то есть программа адаптируется под решение задачи.

Одним из инструментов сохранения полезных сигналов при подавлении помех является известная технология LIFT (сокр. от Leading Intelligent Filter Technology – ведущая технология интеллектуальной фильтрации), суть которой состоит в результативном подавлении помех и восстановлении той части полезных сигналов, которая могла быть утрачена в результате неоптимальной работы алгоритма подавления [Choo and Sudhakar, 2003] (Рисунок 1.4).

Сейсмограммы речного профилирования характеризуются высоким уровнем помех, причем их интенсивность вдоль профиля существенно меняется. В этих условиях очень сложно настроить программы подавления помех для их оптимальной работы на всем имеющемся материале – появляются участки, где полезный сигнал не сохраняется. Технология LIFT опробована при обработке цифровых материалов профилирования в нижнем течении р. Лена [Геолого-геофизическое строение..., 2021] (отчет по государственному контракту №08/16, 2018 г.) (Рисунок 2.21) для подавления регулярных волн-помех и включала следующие шаги:

1. По входному набору данных А выполняется подавление высокоамплитудных помех (используется модуль FDNAT пакета программ Geovation, CGG, Франция) с получением на выходе набора данных В с полезным сигналом.

2. Набор данных С рассчитывается как разность от вычитания набора В из набора А. Волновое поле набора данных С, помимо помехи, может содержать непреднамеренно удаленные отраженные волны.

3. Потерянные отраженные волны выделяются из волнового поля разности (набор данных С) повторным применением программы подавления высокоамплитудных помех – набор данных D.

4. Набор данных В суммируется с набором данных D, т. е. с выделенными потерянными отраженными волнами.

Из 2.21 на первом рисунка видно, ЧТО этапе подавления высокоамплитудных помех часть отраженных сигналов была потеряна (волновое поле разности С). Повторное применение программы подавления высокоамплитудных помех к сейсмограммам остатков в более мягком режиме позволяет выделить потерянные отраженные волны (набор данных D) и добавить их к результату первого этапа (B+D). Такой способ обработки можно реализовать в любом программном комплексе для обработки данных, при этом тип подавляемых волн-помех может быть любым.

Таким образом, применение технологии LIFT для обработки сейсмограмм речного профилирования с резко изменяющимся вдоль профиля соотношением сигнал/помеха обеспечивает более качественное подавление помех, по сравнению со стандартным подходом, при одновременном сохранении полезных сигналов.

2.3.5 Уплотнение сейсмических трасс перед подавлением регулярных волн-помех.

Известно, что недостаточная плотность сейсмических трасс вызывает эффект аляйсинга волн-помех, что мешает их корректному подавлению. Например, аляйсинг-эффект поверхностных волн-помех хорошо заметен на сейсмограммах в различных сортировках. При этом, чем ниже кажущаяся скорость волн-помех, тем больше проявляется недостаток пространственной дискретизации данных в виде искаженного изображения их осей синфазности.

Поскольку при речном профилировании в Восточной Сибири в большинстве случаев используются короткие расстановки сейсмоприемников, подавлять помехи по сейсмограммам общего пункта возбуждения (ОПВ) не представляется возможным, для этого используются сейсмограммы общего пункта приема (ОПП), трассы в которых представляют собой записи сигналов от разных пунктов возбуждения. Для речного профилирования характерна неравномерная плотность пунктов возбуждения, поскольку при движении судна-источника не всегда удается выдержать равный интервал между ними. Там, где расстояние между трассами в сейсмограммах ОПП недостаточно плотное, возникает аляйсинг-эффект волн-помех, проявляющийся В искажении их осей синфазности (характерный ступенчатый вид).

Показателен пример опытно-методического профиля, отработанного в пределах южного борта Курейской синеклизы в 2013 г. с шагом по пунктам приема 12.5 м, где за счет минимального аляйсинга в ходе обработки данных удалось добиться качественного подавления волн-помех с линейной кинематикой [Результаты обработки..., 2018].

Ввиду низких скоростей волн-помех (около 1500 м/с) даже при плотном шаге пунктов возбуждения (10-20 м), характерном для данных речного сейсмического профилирования, эффект аляйсинга значителен. Следовательно, для подавления таких помех требуются либо специальные алгоритмы обработки, для которых аляйсинг-эффект не представляет сложности и помеха удаляется полностью, либо специальные приёмы обработки, а именно уплотнение сейсмических трасс, для борьбы с аляйсингэффектом [Турчков...,Мосягин и др., 2022]. Уплотнение трасс достигается путем интерполяции, алгоритм которой необходимо выбирать, исходя из особенностей волнового поля.





В качестве примера рассматриваются сейсмограммы по профилю р. Витим. На сейсмограммах общего пункта приема (ОПП) выделяется интенсивная прямая волна (помеха) с кажущейся скоростью около 1500 м/с (соответствует скорости распространения продольных волн в воде), при этом расстояние между трассами (т.е. между пунктами возбуждения) составляет 15-20 м. Отчетливо видно (Рисунок 2.22,а), что ось синфазности этой волныпомехи имеет разрывы и дефекты (аляйсинг-эффект), что говорит о недостаточной пространственной дискретизации сейсмических трасс [Мосягин, Ефимов, 2021]. После уплотнения трасс и избавления от аляйсингэффекта (Рисунок 2.22,б) известные алгоритмы фильтрации работают значительно эффективнее (Рисунок 2.23), с полным удалением волн-помех, что существенно повышает качество суммирования отраженных волн с сохранением их динамических характеристик.

Таким образом, результативное устранение аляйсинг-эффекта и подавление волн-помех при обработке цифровых материалов речной сейсморазведки достигается следующим способом:

1. Трассы в сейсмограммах общего пункта приема уплотняются интерполяцией с присвоением интерполированным трассам помечающего их заголовка (Рисунок 2.22).

2. Поверхностные волны-помехи уже не осложненные аляйсингэффектом эффективно подавляются по уплотненному набору трасс любым общепринятым способом.

3. Интерполированные трассы находятся по заголовку-маркеру и удаляются из сейсмограмм.



уплотнения трасс интерполяцией (а); фрагмент сейсмограммы после устранения аляйсинг-эффекта уплотнением трасс в два Рисунок 2.22 – Фрагмент исходной сейсмограммы профиля по р. Витим с аляйсинг-эффектом прямой волны-помехи до раза (б).



Рисунок 2.23 – Фрагмент исходной сейсмограммы профиля по р. Витим с частичным удалением прямой волны-помехи с кажущейся скоростью 1500 м/с до уплотнения трасс интерполяцией (а); фрагмент сейсмограммы с полным удалением прямой волны-помехи F-K фильтрацией по уплотненным данным, аляйсинг-эффект не отмечается (б).

2.3.6 Подавление кратных волн-помех при переотражении в слое воды

При возбуждении упругих колебаний волн в слое воды возникает их многократное переотражение (реверберация) на границе вода-дневная поверхность и вода-речное дно. Модельные данные подтверждают наличие на сейсмограммах и разрезах таких кратных волн, проявляющихся в виде волн-спутников основного импульса, периодичность которых зависит от толщины водного слоя [Мосягин, Ефимов, 2021]. Кратные волны-помехи проявляются в волновом поле сейсмических разрезов (например, по р. Лена в нижнем течении, 2018 г.) и существенно затрудняют стратификацию и корреляцию отражающих горизонтов на этапе геофизической интерпретации (Рисунок 2.24, а).

Для подавления кратных волн при обработке цифровых материалов профилирования по сибирским рекам опробован известный алгоритм SRME (сокр. от surface-related multiple elimination – подавление кратных волн, связанных с поверхностью) [Verschuur et al., 1992], широко использующийся при обработке материалов морской сейсморазведки. Для использования алгоритма SRME не требуется знания о скоростной модели среды, поскольку вся необходимая информация берется из зарегистрированных данных. Процесс подавления кратных волн состоит из нескольких этапов (на примере группы модулей SRME программного комплекса SeisSpace/ProMAX, Halliburton):

1. Выполняется регуляризация исходных сейсмограмм общего пункта возбуждения на регулярный шаг по удалениям.

2. Моделируются синтетические сейсмограммы, содержащие смоделированные кратные волны (помеху).

3. Исходные сейсмограммы и сейсмограммы кратных волн объединяются в один набор данных с обратной регуляризацией для возвращения трасс на исходные позиции.

4. Для устранения расхождений в амплитуде, фазе и форме сигнала на исходных сейсмограммах и сейсмограммах помех рассчитывается и применяется фазовый фильтр.

5. Выполняется адаптивное вычитание сейсмограмм помех из исходных сейсмограмм.

Моделирование вычитание кратных волн выполнено И ПО сейсмограммам профиля в нижнем течении р. Лена. После применения SRME волновое поле разреза по р. Лена существенно упрощается за счет удаления (ослабления) ложных осей синфазности, соответствующих кратным отражениям и препятствующих корректной интерпретации волнового поля (Рисунок 2.24, б) [Мосягин, 2020].



Рисунок 2.24 – Фрагмент предварительного временного разреза по профилю в нижнем течении р. Лена, 2018 г.: до подавления кратных волн-помех (а); разрез после подавления кратных волн-помех с использованием алгоритма SRME (б).

2.3.7 Регуляризация данных

Как известно, система наблюдения при речном профилировании крайне нерегулярна. В связи с тем, что линия профиля резко изгибается, средние точки отклоняются от нее в широких пределах и при разбиении на площадки (бины) образуют в них хаотичное множество. Расстояние между пунктами возбуждения технически невозможно выдерживать постоянным: разброс между соседними ПВ может составлять от 5 до 30 м и более. Таким образом, полученные при речном криволинейном профилировании сейсмические материалы имеют следующие недостатки: – нерегулярное расстояние между пунктами возбуждения;

 неравномерное распределение сейсмических трасс по классам удалений (большие пропуски в удалениях, либо избыточное количество трасс на близких удалениях);

 резкое изменение (скачки) кратности вдоль профиля вследствие неравномерного заполнения бинов.

На участках профиля, где набор сейсмических трасс значительно разрежен, наблюдается эффект пространственного аляйсинга различных регулярных волн (Рисунок 2.23, а), а при чрезмерном сгущении трасс появляются специфические помехи на сейсмограммах (Рисунок 2.25, а) и суммарном разрезе (Рисунок 2.26, а). Использование алгоритмов многоканальной фильтрации и миграции Кирхгофа до суммирования для обработки сейсмограмм с нерегулярным распределением трасс нежелательно, поскольку приводит к возникновению артефактов миграции и искажению полезных сигналов [Vermeer, 1990; Bardan, 2004].

Таким образом, этап регуляризации сейсмограмм при обработке данных речной сейсморазведки очень важен и оказывает значительный эффект на получаемые изображения. Нужно отметить, что при обработке данных стандартной наземной сейсморазведки МОГТ-2D этап регуляризации часто пропускается специалистами, поскольку система наблюдений итак близка к регулярной. В этом случае не совсем корректная интерполяция может и навредить данным.

Регуляризацию можно выполнить несколькими путями. Алгоритмы двухмерной регуляризации (профильная координата-время) позволяет привести к регулярному шагу набор удалений внутри каждой сейсмограммы ОСТ (общая средняя точка), но при этом не учитываются трассы соседних сейсмограмм ОСТ. Другой вариант применения – заполнить пропуски ОСТ внутри каждого класса удалений, но тогда при интерполяции не будут учитываться соседние классы удалений. Альтернативным решением для материалов речного профилирования МОГТ-2D может быть применение алгоритмов 3D-регуляризации вместо 2D. В отличие от двумерных алгоритмов, где интерполяция выполняется по осям профильная координатавремя, 3D-регуляризация использует три направления –инлайн, кросслайн и

время. Если для данных 2D применить технологический прием, представив классы удалений в качестве инлайнов, то появляется возможность выполнять 3D-регуляризацию и учитывать при интерполяции одновременно и область удалений и номеров ОСТ. В ходе исследования не удалось однозначно установить, какой из типов регуляризации наиболее предпочтителен для данных речной сейсморазведки, поэтому каждый конкретный случай следует рассматривать отдельно.

Итак, в независимости от выбора типа регуляризации в той или иной степени должны быть решены следующие задачи:

1. набор сейсмических трасс пересчитывается на заданную регулярную сетку удалений;

2. отсутствующие трассы воссоздаются интерполяцией [Bin, Sacchi, 2004; Abma, Kabir, 2006; Beck, Marc, 2009];

3. избыточные трассы объединяются и нормируются по амплитуде;

- 4. средние точки пересчитываются в центр бина;
- 5. кратность гармонизируется.

После выполнения регуляризации пространственная дискретизация трасс в сейсмограммах общей средней точки (ОСТ) должна быть достаточной для дальнейшего подавления регулярных волн-помех и миграции Кирхгофа до суммирования. Пересчет трасс на регулярную сетку удалений позволяет устранить специфические искажения волнового поля на сейсмограммах и подготовить их к дальнейшей обработке (Рисунок 2.25). Можно отметить, что суммарный разрез, полученный по данным после регуляризации, не содержит ранее наблюдавшихся амплитудных аномалий, связанных с избыточной плотностью трасс на некоторых участках профиля [Мосягин, Ефимов, 2021]. Также, существенно выравнивается кратность (Рисунок 2.26).

Приведенные примеры показывают, что регуляризация – обязательная составляющая графа обработки материалов речной сейсморазведки.



Рисунок 2.25 – Сейсмограмма общей средней точки и график распределения удалений источник-приемник (вверху) по профилю р. Витим до (а) и после (б) выполнения регуляризации



Рисунок 2.26 – Участок предварительного временного разреза по р. Витим и график кратности (вверху) до (слева) и после (справа) выполнения регуляризации.

2.4 Создание оптимальной последовательности этапов обработки для данных речной сейсморазведки

Рассматривая приведенные выше примеры выполнения разных этапов обработки по материалам речного профилирования можно отметить следующее. Во-первых, материалы речного профилирования существенно отличаются от материалов стандартных наземных сейсмических съемок, поэтому необходим тщательный анализ способов и подходов к выполнению того или иного этапа обработки с целью нахождения оптимального. Вовторых, приведенные сопоставления результатов применения

усовершенствованных и стандартных схем обработки показывают, что последние, без адаптации к специфике сейсмических данных речного профилирования, в ряде случаев не обеспечивают эффективную работу программ обработки и ведут либо к потерям и искажениям амплитуд полезных сигналов, либо к недостаточно результативному подавлению помех. В-третьих, каждый из рассмотренных этапов обработки, выполненный с применением усовершенствованных способов, вносит свой вклад в повышение качества и информативности сейсмических изображений. Выполнение полной технологической последовательности обработки имеет синергетический эффект и повышает надежность и достоверность итоговых разрезов.

Отдельно можно отметить, что все предложенные к выполнению усовершенствованные схемы обработки легко реализуются в любом популярном специализированном пакете для обработки данных сейсморазведки.

Таким образом, разработанная технология полной обработки данных речной сейсморазведки для материалов Восточной Сибири, включает следующие ключевые составляющие:

1. Криволинейное бинирование с выбором оптимальной ширины бина путем её перебора непосредственно в процессе суммирования и дальнейшим сопоставлением построенных изображений на предмет их информативности и качества прослеживания отражающих горизонтов.

2. Вычисление и анализ различных атрибутов волнового поля: амплитудно-частотные характеристики, уровень амплитуд и соотношение сигнал/помеха в различных пространственно-временных окнах. Анализ волнового поля сейсмограмм на предмет наличия визуально различимых типов волн, определение их скоростных и амплитудно-частотных характеристик.

3. Учет верхней части разреза. Выполняется традиционным способом с использованием преломленных/отраженных волн..

4. Первая итерация поверхностно-согласованной коррекции амплитуд с использованием помехоустойчивого подхода к оценке амплитуд по разрезам общего пункта возбуждения и приема (ОПВ и ОПП). При построении

разрезов ОПВ и ОПП рассчитываются и вводятся потрассные статические сдвиги с целью выравнивания горизонтов и обеспечения синфазного суммирования сигналов, что дает более надежные оценки амплитуд. Дальнейшие итерации поверхностно-согласованной коррекции амплитуд могут выполняться на усмотрение обработчика после каждого значимого этапа подавления помех

5. Подавление нерегулярных высокоамплитудных помех по сейсмограммам общего пункта приема (ОПП) (по причине их большей представительности при речном профилировании) с использованием технологической схемы LIFT для исключения потерь полезных сигналов и более эффективного шумоподавления.

6. Анализ скоростей суммирования и расчет высокочастотных статических поправок. Выполняется традиционным способом на всем протяжении графа обработки, в дальнейшем не упоминается.

7. Подавление регулярных помех линейного типа (прямой волны и низко- и среднескоростных поверхностных волн-помех) с использованием технологической схемы LIFT и уплотнением сейсмических трасс в сейсмограммах ОПП для избавления от аляйсинг-эффекта, мешающего эффективной работе алгоритмов подавления волн-помех.

8. Деконволюция. Расчет оператора деконволюции выполняется по сейсмограммам п.4. Длина оператора подбирается общепринятым путем по анализу функций автокорреляции. Для выбора оптимального уровня белого шума на небольшом участке данных выполняется его перебор в режиме тестирования, после чего для всех полученных вариантов результата деконволюции рассчитываются атрибуты ширины спектра и соотношения сигнал/помеха. Оптимальный уровень белого шума находится из графика зависимости ширины спектра от соотношения сигнал/помеха. Рассчитанный оператор деконволюции применяется к сейсмограммам после п.3. После подавления основного фона помех оператор деконволюции рассчитывается к сейсмограммам после п.3. После применения такого оператора к исходным данным полезный сигнал и помеха лучше разделяются, поэтому последние подавляются более эффективно.

9. Подавление помех по сейсмограммам после деконволюции (пп. 4,5).

10. Вторая итерация поверхностно-согласованной коррекции амплитуд с использованием помехоустойчивого подхода.

11. Регуляризация сейсмограмм для заполнения пропусков трасс и приведения набора удалений в сейсмограммах ОСТ к регулярному виду. Используются алгоритмы 3D-регуляризации с одновременной интерполяцией трасс по направлениям ОСТ-удаление-время.

12. Подавление кратных волн по сейсмограммам ОСТ. На первом шаге подавление выполняется традиционными способами с использованием алгоритмов кинематической фильтрации. На втором шаге выполняется подавление ревербераций – кратных волн-помех, связанных с переотражением сигнала от дневной поверхности (переотражение волн в слое воды и на контрастных границах ВЧР). Для этого используется известный алгоритм SRME, адаптированный для данных речной сейсморазведки. Адаптация исходных данных для применения SRME включает подавление всех типов волн-помех, т.е. обеспечение высокого соотношения сигнал/помеха на сейсмограммах (пп.4, 5), обязательную регуляризацию (п.9) и исключение длиннопериодной компоненты статических поправок из сейсмограмм. Затем выполняется моделирование волнового поля кратных волн и его адаптивное вычитание из исходных сейсмограмм.

13. Подавление нерегулярных помех по сейсмограммам ОСТ (при необходимости)

14. Миграционные преобразования до суммирования с итеративным уточнением скоростной модели среды по мигрированным сейсмограммам. Выполняются традиционным способом.

15. Коррекция остаточных фазовых сдвигов для полного спрямления годографов отраженных волн перед окончательным суммированием. Выполняется традиционным способом.

16. Окончательное суммирование с подбором оптимальных параметров мьютинга. Выполняется традиционным способом.

ГЛАВА 3

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ ПО МАТЕРИАЛАМ РЕЧНОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ И ИХ ОБРАБОТКИ ПО СОЗДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ

3.1 Оценка эффективности созданной технологии обработки по материалам профилей речного профилирования в Восточной Сибири

С использованием созданной технологии обработки материалов речной сейсморазведки построены временные сейсмические разрезы по ряду речных профилей в Восточной Сибири: р. Нижняя Тунгуска, р. Лена в нижнем течении, р. Витим и др. Эти профили находятся в разных частях Восточной Сибири и отражают основные типы геологического разреза территории с характерными особенностями волновой картины.

Профиль ПО p. Лена располагается субмеридионально вдоль Предверхоянского прогиба. В северной части разрез по нему характеризуется как высокоинформативный, с динамически выраженными отражающими горизонтами мелового, юрского и пермотриасового комплексов. Центральная и южная часть менее информативны, отражающие горизонты теряют свою непрерывность, становятся слабоконтрастными прослеживаются И спорадически. Южнее Мунского свода мощность осадочного чехла резко возрастает, волновая картина осложняется надвигами и тектоническими нарушениями с большой амплитудой смещения.

Волновая картина разреза по профилю р. Нижняя Тунгуска характерна для разрезов, проходящих в области распространения отложений триаса на поверхности. Геологический разрез насыщен траппами, прежде всего в верхней части, что негативно сказывается на сейсмическом материале. Невыдержанность акустических свойств пород ВЧР является причиной слабой энергетики сигнала и искажений времен регистрации отраженных волн, что проявляется на сейсмических разрезах в крайне низкой информативности и прослеживаемости даже опорных отражающих горизонтов. Характерны для разрезов этой территории и вертикальные зоны полного отсутствия отражающих горизонтов, связанные с так называемой зоной «тени», куда отражения от глубоких границ не доходят из-за эффектов преломления [Михайленко, 1988].

Горно-складчатые области с активно развитой тектоникой (профиль по р. Витим) осложнены залеганием отражающих горизонтов под углами 40-70°, иногда выходящих на дневную поверхность, а также наличием разрывных тектонических нарушений (сбросов, надвигов и др.). Здесь сложности в обработке в значительной степени связаны с сохранением амплитуд полезных дифрагированных волн при подавлении помех для их дальнейшей корректной миграции и получения максимально достоверного изображения среды.

Обработка сейсмических материалов речного профилирования проведена с учетом их особенностей и с использованием преимуществ методики полевых наблюдений – высокая плотность пунктов возбуждения, высокая кратность и отсутствие значительной части приповерхностной толщи (ВЧР). Для этого последовательность обработки включала способы и технологические приемы, описанные в Главе 2.

Сопоставление построенных временных разрезов, по усовершенствованной методике с разрезами прошлых лет, а также с разрезами, построенными с использованием стандартных методик обработки, говорит более высокой информативности 0 значительно первых. Разработанная технология, включающая современные подходы И технологические приемы при выполнении отдельных этапов обработки, универсальна и обеспечивает высокое качество изображения отражающих сейсмических горизонтов на разрезах В различных геологических обстановках.

Построенные с помощью технологии разрезы используются при дальнейшей геофизической и геологической интерпретации совместно со скважинными данными для построения структурно-тектонического каркаса территории исследования, определения деталей строения отдельных пластов и элементов среды, выделения морфологических и динамических особенностей волнового поля, связанных с возможным наличием залежей углеводородов.

При интерпретации построенных сейсмических разрезов получены новые сведения о геологическом строении региона исследования, выделены возможные ловушки углеводородов, оценены перспективы нефтегазоносности

территории. Геофизическая и геологическая интерпретация сейсмических разрезов по результатам обработки материалов речного профилирования выполнена при участии автора, а также специалистов: Процко А.Н., Мигурским А.В. (разрез по р. Витим); Котовой С.В., Шапориной М.Н. и др. (разрез по профилю в нижнем течении р. Лена); Ухловой Г.Д., Смирновым М.Ю., Беспечным В.Н., Келлер Е.Г., Келлером А.И. и др. (разрез по профилю р. Нижняя Тунгуска).

3.1.1 Профиль по р. Витим

Сейсмический профиль по р. Витим проходит между пос. Мама и устьем р. Пеледуй. Он впервые характеризует внутреннюю весьма сложно построенную часть чехла Предпатомского регионального прогиба (Рисунок 3.1). На всем маршруте нет ни одной скважины. В южной части профиля, в 20 км от пос. Мама к нему подходит региональный профиль 1-СБ, на котором намечается положение границы Сибирской платформы. В самой северной части, на р. Лене в 4 км ниже устья р. Витим, профиль пересекается с региональным профилем «Батолит». Особенно сложное строение имеет южная часть разреза от пос. Мама до выхода на дневную поверхность регионального Малочуйско-Пилкинского надвига. Здесь развиты породы фундамента и рифея совершенно не изученные сейсморазведкой.

Обработка профиля по р. Витим выполнена с использованием разработанной автором технологии. Для формирования подборок ОСТ применено криволинейное бинирование с перебором размеров бина в некотором диапазоне и построением предварительных разрезов. Учитывая видимое по построенному предварительному разрезу сложное геологическое строение с большими углами наклона отражающих горизонтов, их не конформным расположением, а также наличием складок и надвигов, размер бина вдоль линии профиля выбран 12.5 м. При этом поперечный размер бина по результатам тестирования выбран таким, чтобы захватывать средние точки с большим отклонением от линии обработки – от 500 м на прямолинейных участках и до 3000 м в местах искривления русла реки.



Рисунок 3.1 – Временной сейсмический разрез по профилю р. Витим после обработки по созданной технологии.

Особое внимание при обработке уделено корректному подавлению волн-помех с линейной кинематикой, поскольку при агрессивной настройке соответствующих программ обработки велика вероятность непреднамеренного ослабления полезных наклонных событий в волновом поле, например, дифрагированных волн или наклонных отражающих площадок. Этот этап выполнен с использованием технологической схемы LIFT для предотвращения ослабления амплитуд полезных сигналов.

Более эффективная работа программы деконволюции, выполненной по усовершенствованной схеме, надежнее разделила полезный сигнал и высокоамплитудные помехи на сейсмограммах, что в дальнейшем способствовало более качественному их подавлению.

Важный этап при обработке профиля по р. Витим – уточнение миграционных скоростей с последующей перемиграцией сейсмограмм. Это обусловлено тем, что в структурно-сложных средах (профиль по р. Витим проходит в зоне складчато-надвиговой тектоники) скорости суммирования, ПО сейсмограммам до миграции путем стандартного определенные скоростного анализа (без применения поправки за наклон), существенно отличаются от миграционных скоростей. По этой причине миграция с неверными скоростями не приводит к оптимальной фокусировке годографов отраженных волн, что проявляется в нечетком прослеживании отражающих горизонтов или искажении их t0.

В сравнении с обработкой по стандартному графу, которая выполнялась в ходе работ по государственному контракту №57 от 11.08.2017, очевидны преимущества разреза, полученного по усовершенствованному графу (Рисунок 3.2). Необходимо отметить, что стандартный граф обработки включал элементы адаптации к материалам речного профилирования, а именно криволинейное бинирование, многоитеративное ослабление помех, регуляризацию. Несмотря на сложность объективной оценки корректности выполненной обработки, исходя из производственного отчета, можно сделать следующие выводы:

1. Учет верхней части разреза по преломленным волнам не выполнялся, что стало причиной искривления положения t0 отражающих горизонтов на разрезе и нарушении их прослеживаемости.

2. Подавление помех выполнено без должного контроля за сохранением полезного сигнала, что проявляется в нарушении (вплоть до полного отсутствия) прослеживаемости наклонных горизонтов.

3. В результате деконволюции не удалось добиться существенного расширения спектра полезных сигналов.

Сравнивая разрез по профилю р. Витим с разрезом по пересекающему его региональному профилю «Батолит» (Рисунок 3.3) можно отметить, что волновые картины на пересечении существенно различаются. Восточное окончание разреза по профилю «Батолит» имеет очевидные признаки искусственности отражающих горизонтов вследствие применения «жестких» программ обработки и не отражает реальную геологическую картину. В то же время, разрез по р. Витим демонстрирует сложную, но вполне четкую волновую картину, характерную для складчато-надвиговых областей, что хорошо укладывается в геологические представления об этом участке территории.

Все это говорит о том, что сама методика речного профилирования и разработанная технология обработки этих материалов в совокупности представляют мощный и надежный инструмент сейсмических исследований геологически сложных сред, в которых не удается добиться требуемой информативности стандартными наземными полевыми методиками и средствами обработки.



Рисунок 3.2 – Участок временного сейсмического разреза по профилю р. Витим (2019 г.) после обработки по созданной технологии (а), после обработки стандартным способом (ГК №57 от 11.08.2017) (б) и соответствующие им АЧХ (в, г).



Рисунок 3.3 – Составной временной сейсмический разрез в месте пересечения (синим пунктиром) регионального профиля Батолит с профилем по р. Витим.

3.1.2 Профиль в нижнем течении р. Лена

Сейсмический профиль В нижнем течении р. Лена (2018)г.) 1050 протяженностью пог. проходит севера на КМ ЮГ вдоль С Предверхоянского краевого прогиба (Рисунок 3.4). Территория исследования почти не изучена сейсморазведкой поэтому опорный региональный профиль по р. Лена очень важен с точки зрения уточнения геологического строения Предверхоянского прогиба.

Обработка профиля выполнена с использованием разработанной технологии. Основные трудности связаны с подавлением мощного цуга помех линейного типа (прежде всего, прямой волны) и кратных волн-помех, образованных вблизи поверхности, предположительно на акустически контрастной границе вода-речное дно и вода-воздух. Данный тип кратных волн проявляется на ближних удалениях сейсмограмм и на некоторых участках разреза перекрывает полезные отражения во всем интервале времен регистрации. Для эффективной борьбы с помехами линейного типа применены приемы уплотнения трасс интерполяцией для избавления от аляйсинг-эффекта. Подавление кратных волн, связанных со свободной поверхностью, выполнено посредством технологии SRME [Verschuur et al., 1992; Вэбб и др., 2008], заимствованной из методики обработки морских

данных и в последнее время все чаще применяемой при обработке наземных сейсмических съемок.

временной сейсмический разрез Построенный показывает, что Предверхоянский прогиб подразделяется на три части – центральную, пограничную с Вилюйской гемисинеклизой, северную (меридиональная или Ленская ветвь) и южную (широтная или Алданская ветвь). Все три части характеру сейсмической отличаются по записи: прослеживаемости отражающих горизонтов и динамическим характеристикам волнового поля [Геолого-геофизическое строение..., 2021].




Северная часть разреза характеризуется как высокоинформативная, а сейсмическая запись отличается динамически выраженными отражающими горизонтами. Центральная часть разреза расположена в пограничной с Вилюйской гемисинеклизой зоне. Здесь отражающие горизонты менее акустически контрастны. Южная характеризуется часть как слабоинформативная: ряд отражающих горизонтов перестает прослеживаться, волновая картина осложняется наличием Китчанского надвига И тектоническими нарушениями с большой амплитудой смещения

На сейсмическом разрезе выделяются следующие сейсмокомплексы: меловой, юрский, пермотриасовый, нижнепермско-доверхнепалеозойский сейсмокомплекс И архей-протерозойский. Меловой сейсмокомплекс контролируется в подошве отражающим горизонтом Ј. Волновая картина представлена переменно-амплитудными, преимущественно субпараллельными отражениями. Развит сейсмокомплекс не повсеместно: в пределах Мунского свода и Китчанского надвига подстилающие меловой сейсмокомплекс юрские отложения выходят на дневную поверхность. Внутри мелового сейсмокомплекса фрагментарно выделяются отражающие границы, которые отделяют акустически контрастные отражения от динамически ослабленных.

Юрский сейсмокомплекс контролируется в кровле отражающим горизонтом J, а в подошве горизонтом Т-Р. Развит сейсмокомплекс также не повсеместно: в пределах Мунского свода и Китчанского надвига юрские отложения срезаются дневной поверхностью. Сейсмокомплекс представлен субпараллельными переменно-амплитудными, отражениями. Внутри комплекса выделяется условно серия динамически выраженных отражающих границ, которые не поддаются трассировке вдоль всего разреза. Заметно, что волновая картина юрского сейсмокомплекса меняется по направлению с севера (в окрестности Говоровской-1 скважины) на юг (окрестности Джарданской-1 скважины). Здесь, рисунок сейсмической записи менее акустически контрастен, волновая картина более мозаична, а поведение условных отражающих границ внутри юрского сейсмокомплекса приобретает спорадический характер. Динамически выраженные пакеты отражений отмечаются в волновом поле, но сопоставить их друг с другом весьма сложно. Предположительно, это объясняется тем, что юрские песчаники становятся более известковистыми, акустическая контрастность среды исчезает за счет того, что не происходит резкого перепада скоростей и плотностей во вмещающей среде.

Пермотриасовый сейсмокомплекс контролируется в кровле отражающим горизонтом Т-Р, а в подошве – ОГ F. Отражения внутри комплекса протяженные, субпараллельные, с переменной амплитудой сейсмической записи. Рисунок сейсмокомплекса резко отличается в пределах Мунского свода.

Нижнепермско-доверхнепалеозойский сейсмокомплекс кровле В F. контролируется отражающим горизонтом P2, В подошве ОΓ Сейсмокомплекс развит только в центральной части профиля, в зоне Вилюйской сочленения с гемисинеклизой. Для нижнепермскодоверхнепалеозойского сейсмокомплекса типично формирование субпараллельных, переменно-амплитудных отражений. Северный борт Линденской впадины более акустически контрастен, чем южный.

Архей-протерозойский сейсмокомплекс контролируется в кровле отражающим горизонтом F. На сейсмических разрезах комплекс кристаллического фундамента представлен волновой картиной с хаотичной формой записи. В пределах южной части профиля однозначно выделить и проследить отражающий горизонт, связанный с поверхностью фундамента, не удается.

По результатам совместной интерпретации уже имеющихся на территории исследования сейсмических разрезов и разреза по р. Лена удалось значительно уточнить расположение Кютингдинского грабена (Рисунок 3.5), свод Оленекского который пересекает поднятия В северо-западном направлении. Строение грабена хорошо определяется по речному профилю и на соседних профилях 140309 и 140306 (Государственный контракт №82 от 16.09.2016). В юго-восточном направлении временная мощность Кютингдинского грабена постепенно сокращается, заметно меняется его конфигурация. На разрезе профиля 140309 строение грабена выглядит симметричным, однако на разрезе по профилю р. Лена видно, что это не так (Рисунок 3.6).

На северо-западе в поперечном сечении грабен имеет ширину около 50 км и максимальную глубину около 4 км, на юго-востоке, по профилю р. Лена ширина грабена по поверхности порядка 35 км и глубина более 7 км. Грабен имеет асимметричное строение, с наиболее погруженным северным бортом. Поверхность фундамента в Кютингдинском грабене интенсивно нарушена разрывами со сбросово-сдвиговой составляющей и имеет ступенеобразное строение и представлено серией блоков. Самый глубокий блок погружен на глубину более 7 км. Геологическое строение грабена представлено, предположительно, верхне-протерозойскими и палеозойскими отложениями, перекрываемыми пермь-триасовым и юрским комплексами. [Геолого-геофизическое строение..., 2021].

Также на разрезе по р. Лена, в районе выделенного по соседним профилям Элиотиойского грабена, отмечается асимметричная грабенообразная структура, интерпретируемая как сопутствующая структура Элиотиойского грабена, названная Элиотиойский-1 (Рисунок 3.7).





Рисунок 3.6 –. Детализация строения Кютингдинского грабена на сейсмических разрезах (вверху) и разрезах энергий (внизу) вдоль профилей 140309 (а), и р. Лена (б).



Рисунок 3.7 – Отображение Элиотиойского и Элиотиойского-1 грабена на временных разрезах по профилям 140305 (а) и р. Лена (б)

Таким образом, по результатам интерпретации временного разреза сейсмического профиля по р. Лена уточнено строение наименее исследованного региона Восточной Сибири. С использованием ретроспективных сейсмических

113

данных [Котова и др., 2018], а также данных грави- и магниторазведки построена объемная модель строения Земной коры. По сейсмическим данным подтверждается предполагавшаяся рифтовая образования Вилюйской ранее природа строение Кютингдинского грабена. Вопреки гемисинеклизы, уточнено представлению, Кютингдинский грабен сложившемуся менее протяжен, раскрывается на северо-восток и затухает в сторону Верхоянского складчатонадвигового пояса.

3.1.3 Профиль по р. Нижняя Тунгуска

Профиль по р. Нижняя Тунгуска является самым северным из субширотных разрезов региональной сети профилей Восточной Сибири (Рисунок 3.8). Основная его часть проходит по мощному покрову триасовых базальтов, что значительно осложняет получение качественного полевого сейсмического материала [Смирнов, Ухлова, Мосягин, 2015б; Новые данные..., 2017]. Целевые отражающие горизонты, соответствующие нижнему кембрию, венду и рифею, находятся на глубинах от уровня дневной поверхности на западе в районе устья реки Нижняя Тунгуска, до 5-6 км (кровля рифейских отложений) в Туринской мегавпадине.

В результате обработки материалов речного профилирования по р. Нижняя Тунгуска усовершенствованными способами построен сейсмический разрез, превосходящий по информативности все имеющиеся сейсмические разрезы в этом районе. Проведенное сопоставление архивных сейсмических разрезов по профилям вдоль русла р. Нижняя Тунгуска 1986-1988 гг. с разрезом речного профилирования (2014 г.) свидетельствует, что современная методика полевых работ и технологии обработки дают возможность получить сейсмические изображения значительно лучшего качества, чем в предшествующие годы (Рисунки 3.9-3.11).



Рисунок 3.8 – Временной сейсмический разрез по профилю р. Нижняя Тунгуска после обработки по созданной технологии.



Рисунок 3.9 – Фрагмент сейсмического разреза по данным профилирования на р. Нижняя Тунгуска после обработки по созданной технологии (а); фрагмент архивного сейсмического разреза по профилю 034691 (б).



Рисунок 3.10 – Составной профиль из фрагментов архивных временных разрезов (а); фрагмент временного сейсмического разреза по данным профилирования на р. Нижняя Тунгуска после обработки по созданной технологии (б).



Рисунок 3.11 – Временной разреза по архивному профилю 107 11 288 (1988 г.) (а); фрагмент разреза по данным профилирования на р. Нижняя Тунгуска после обработки по созданной технологии (б).

На всем протяжении профиль охватывает сразу несколько фациальных зон как по кембрийскому уровню, так по венду и рифею. Наиболее информативный сейсмический материал получен в западной части профиля, поскольку верхняя часть разреза там наименее насыщена траппами.

Для волновой картины западного участка сейсмического разреза характерно наличие протяженных динамически выраженных осей синфазности, которые по латерали иногда переходят в более прерывистые, бугристые отражения и при этом резко падает энергетическая составляющая волнового поля, что объясняется как наличием разломов, так и фациальных замещений. Ближе к поверхности, в интервале, соответствующем рифейским отложениям, наблюдается ослабление динамических характеристик волнового поля вплоть до перехода в хаотичную

118

форму записи. Это также возможно при наличии разломов или выветрелых дезинтегрированных пород. Причем в интервале, соответствующем вендкембрийским породам (костинская и платоновская свиты), залегающим у сейсмические отражающие поверхности, горизонты теряют своей не протяженности и динамической выраженности. Из анализа полученного материала следует, что карбонатным рифейским породам соответствуют динамически протяженные отражения. Возможно, выраженные это свидетельствует 0 слоистости в текстуре пород, наблюдаемой в обнажениях и чередованием карбонатных и терригенных разностей [Смирнов, Ухлова, Мосягин, 20156; Geological structure..., 2015].

По сейсмическому разрезу в Приенисейской части профиля убедительно выделяются четыре крупных надвига. Но кроме них фиксируется еще множество более мелких разломов. Так, Стрельногорский разлом (Рисунок 3.12), разделяет Туруханский и Голоярский блоки. Западное крыло приподнято и надвинуто на восточное. В зоне разлома, слева, на поверхность выходят самые древние, зафикисрованные по обнажениям в данном районе отложения стрельногорской свиты рифея и справа - отложения платоновской свиты (венд-кембрий).

Стрельногорский разлом и зона контакта рифейских и вендских отложений уверенно фиксируется в обнажениях по р. Нижняя Тунгуска. В волновом поле сейсмического разреза Стрельногорский разлом представляет собой широкую, акустически прозрачную зону протяженностью 4-6 км без регулярных отражений, т.е. дезынтегрированную зону, являющую собой синклиналь, сложенную у поверхности породами костинской и платоновской свит (венд-кембрий).

Вороновский разлом по своему строению похож на Стрельногорский: западное крыло также приподнято и надвинуто на восточное. В волновом поле сейсмического разреза плоскость Вороновского разлома представляется в виде четко выраженного наклонного отражающего горизонта, который протягивается почти до поверхности в отличие от других наклонных отражений (Рисунок 3.12). Причем видно, что этот отражающий горизонт представляет собой «поверхность несогласия», так как справа к нему приклиниваются отражающие горизонты под другим углом, близким к горизонтали. Но в обнажениях по р. Нижняя Тунгуска Вороновский разлом никак не проявляется, место, где он выходит на поверхность

119

задерновано. На сейсмическом разрезе видно, что плоскость разлома имеет угол около 30 градусов [Смирнов, Ухлова, Мосягин, 20156].

Интересно отметить, что горизонты с большими углами наклона и области их выклинивания на поверхность плохо или совсем не отображаются на разрезе по западному участку р. Нижняя Тунгуска, обработанному по стандартному графу в рамках государственного контракта №56 от 11.08.2017 «Отработка опорного профиля по маршруту скв. Хантайская 405 – скв. Тынепская 215 с целью изучения Хантайско-Северореченской и Южно-Тунгусской нефтеперспективных зон и подготовки объектов под параметрическое бурение» (Рисунок 3.13). Также на этом разрезе присутствуют области, где доминирует шумовая составляющая, частично перекрывая полезный сигнал. Как и в случае с профилем по р. Витим, в ходе стандартной обработки не удалось качественно подавить помехи, не затронув при этом полезный сигнал. Исходя из теста отчета по ГК №56 примененный граф обработки удовлетворяет современным требованиям и выполнен в современном программном обеспечении (Omega, Schlumberger): учет ВЧР выполнен по преломленным волнам, поверхностно-согласованная деконволюция – после многоитеративного подавления высокоаплитудных и регулярных линейных помех, миграция до суммирования сопровождалась коррекцией миграционных скоростей, в том числе, с учетом негиперболичности годографов для их оптимального спрямления. Тем не менее, построенный разрез свидетельствует о том, что выбранный граф обработки не в полной мере подходит для материалов речного профилирования – не применены специальные средства предотвращения подавления полезных сигналов (например, технология LIFT), не оптимально сработали программы подавления регулярных помех, не выполнена регуляризация перед миграцией. Детали, которые не удалось корректно отобразить на разрезе стандартной обработки, в ряде случаев имеют принципиальное значение для дальнейшей геолого-геофизической интерпретации. Например, отсутствие на разрезе стандартной обработки отражений в области выклинивания отражающих горизонтов на дневную поверхность (зона контакта рифейских и вендских отложений – Стрельногорский и Вороновский разломы), не позволяет достоверно стратифицировать эти горизонты, что приводит к неверным выводам о геологическом строении этой сложной территории.



Рисунок 3.12 – Обнажение со Стрельногорским разломом на правом берегу р. Ниэняя Тунгуска (фото) (a); обнажение с Вороновским раззломом на р Сухая Тунгуска (фото) (б); сейсмический временной разрез по данным речного профилирования на р. Нижняя Тунгуска после обработки по созданной технологии (в).



Рисунок 3.13 – Участок временного сейсмического разреза по профилю р. Нижняя Тунгуска (2014 г.) после обработки по созданной технологии (а), после обработки стандартным способом (б) и соответствующие им АЧХ (в, г)

В волновом поле западной части сейсмического разреза по р. Нижняя Тунгуска, обработанного по усовершенствованной технологии отображается интересная, не встречавшаяся ранее на этой территории деталь: в интервале, который соответствует самым молодым рифейским отложениям на изучаемой территории (дурномысская, туруханская, речкинская и мироедихинская свиты), наблюдаются аномалии типа «риф» (Рисунок 3.14).



Рисунок 3.14 – Отображение возможных органогенных построек в волновом поле сейсмического разреза (выполнено выравнивание на отражающий горизонт, условно отождествленный с подошвой мироедихинской свиты)

Здесь форма сейсмической записи представлена серией куполообразных возвышений при субгоризонтальной подстилающей поверхности. При этом один склон более крутой, а другой – более пологий. Внутри этих элементов наблюдается холмообразная, прерывистая форма записи с низкой энеретической составляющей. Более пологий склон представлен серией косых отражающих площадок. Обычно такую форму записи связывают с карбонатными органогенными постройками. Но для отложений дурномысской, туруханской, речкинской и мироедихинской свит наличие биогерм в литературе не описано. Отложения всех этих свит характеризуются плоскопараллельным напластованием и четко выраженной более древних горизонтальной отдельностью. Биогермы зафиксированы в отложениях шорихинской и деревнинской свит. В объяснении возможны два варианта: либо в этих более молодых свитах пока еще просто не найдены крупные биогермные постройки, либо в Голоярской структуре под платоновской свитой залегают отложения шорихинской свиты. В пользу выклинивания рифейских отложений свидетельствует форма сейсмической записи в районе скв. Голоярская1, где под ОГ R0 (подошва вендских отложений) наблюдается приклинивание фаз, соответствующих рифейским отложениям по типу эрозионного среза.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана технология обработки данных речной сейсморазведки для определения глубинного геологического строения Восточной Сибири посредством адаптации отдельных этапов обработки наземных данных к особенностям речного профилирования, а также применения современных подходов при их выполнении.. Модернизация стандартных подходов к обработке необходима, прежде всего, по причинам различия самих первичных материалов, получаемых при наземных и речных полевых исследованиях, а именно систем наблюдения, условий возбуждения и приема сейсмических волн.

Усовершенствованные подходы применяются на таких базовых И определяющих этапах обработки как: криволинейное бинирование, деконволюция, подавление регулярных и нерегулярных волн-помех с сохранением полезных сигналов, учет влияния приповерхностных условий на амплитуды полезных волн, вычитание кратных волн, регуляризация. Например, оптимизирован подбор оптимальной ширины бина при учете кривизны профиля, при подавлении регулярных волн помех используются преимущества высокоплотной системы наблюдения речного профилирования, а технологические схемы выполнения деконволюции, компенсации амплитудных аномалий ВЧР и подавления различных видов помех оптимизированы для эффективной работы с зашумленными данными.

Применение адаптированных для материалов речного профилирования способов и приемов обработки повышает эффективность результатов обработки, что ведет к построению более четких изображений среды в широком диапазоне частот и минимизации влияния аномалий ВЧР на амплитуды полезных волн. Временные сейсмические разрезы, построенные с использованием разработанной технологии, характеризуются высокой степенью информативности и уверенной прослеживаемостью отражающих горизонтов в широком спектре различных геологических условий. Например, имеющиеся архивные сейсмические разрезы вдоль р. Нижняя Тунгуска, значительно уступают построенному по разработанной технологии разрезу речного профилирования по четкости прослеживания отражающих горизонтов. А степень детальности волновой картины разреза по р. Витим значительно выше пересекающего его регионального профиля «Батолит» и при этом уверенно совпадает с геологической картой в своей верхней части.

При интерпретации построенных сейсмических разрезов по профилям р. Нижняя Тунгуска, р. Лена, р. Витим получены новые данные о геологическом строении территорий исследования, слабо изученных сейсморазведкой. По сейсмическому разрезу профиля по р. Нижняя Тунгуска на всем его протяжении прослежены и закартированы основные горизонты венд-кембрия. Детально изучена западная часть профиля, которая характеризуется сложным тектоническим строением и многочисленными надвигами. В том числе, в интервале рифейских отражений впервые выделены сейсмические аномалии типа «риф», ранее не встречавшиеся на этой территории. По сейсмическому разрезу профиля по р. Лена интерпретации значительно В результате удалось уточнить строение Предверхоянского прогиба, В частности расположение И конфигурацию Кютингдинского грабена, а также выделить более мелкие грабенообразные структуры. Можно отметить, что построенные по протяженным речным профилям разрезы стали опорными для своих территорий и структурной основой для проектирования дальнейших геолого-разведочных исследований.

Созданная технология обработки или ее отдельные элементы, представляющие собой приемы и способы обработки данных, могут быть применены при дальнейших сейсмических исследованиях по рекам Восточной Сибири а также в других регионах, как Российской федерации, так и за ее пределами. Кроме того, описанные приемы обработки зашумленных данных высокой плотности могут использоваться и при обработки наземных данных, например при сейсмических съемках 2D/3D, полученных с использованием полевой технологии высокоплотного возбуждения сигналов (без накапливания сигнала на точке воздействия).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ результативности применения регуляризации сейсмических данных на примере акватории Черного, Охотского и Карибского морей / А.В. Носов [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2011. – № 1. – С. 46-51.

2. Брыксин А.А. Развитие речных сейсморазведочных технологий. /А.А. Брыксин, В.С. Селезнев, А.В. Лисейкин // Геофизические методы исследования земной коры: Материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рождения академика Н.Н. Пузырева (Новосибирск, 8–13 декабря 2014 г.). – Новосибирск. – 2014. – С. 11-15.

3. Вэбб Б. Технология подавления кратных волн 3D SRME на примере данных морской съемки района Черного моря / Б. Вэбб, Т. Гречишникова, Р. Уайтбрэд // «Геомодель-2008»: материалы 10-й науч.-практ. конф. (Геленджик, 10-14 сентября, 2008 г.), Геленджик. – 2008.

4. Гадыльшин К.Г. Решение обратной динамической задачи сейсмики путем обращения полного многокомпонентного упругого волнового поля / К.Г. Гадыльшин, В.А. Чеверда // Докл. РАН. – 2018. – Т. 482(6). – С. 708-712.

5. Геолого-геофизическое строение Предверхоянского краевого прогиба и прилегающих территорий по данным нового сейсморазведочного речного профиля МОГТ-2D и переинтерпретации архивных материалов / М.Н. Шапорина, Е.В. Мосягин [и др.] // Геология нефти и газа. – 2021. – №3. – С. 55-72.

6. Гогоненков Г.Н. Выбор регулируемых параметров при корректирующей деконволюции / Г.Н. Гогоненков, Б.Я. Кравцов // Прикладная геофизика. – 1976. – Вып. 81. – С. 33-45.

7. Горелик Г.Д. Компенсация влияния структурных неоднородностей при верхней части разреза при обработке данных МОГТ // Сборник докладов международной научно-практической конференции «Уральская горная школа - регионам». (Екатеринбург, 11-12 апреля, 2016 г.). – Екатеринбург. – 2016. – С. 117-118.

8. Гольдин С.В. Спектрально-статистический метод учета поверхностных неоднородностей в системах многократного прослеживания отраженных волн / С.В. Гольдин, Г.М. Митрофанов // Геология и геофизика. – 1975. – № 6. – С. 103-152.

9. Глотов А.А. Сравнительный качественный анализ поверхностносогласованных многофакторных деконволюций Виннера и Габора // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. – 2019. – №2. – С. 265-272.

10. Гуленко В.И. Источник упругих волн для сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитных зонах / В.И. Гуленко, А.Н. Бадиков // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2009. – № 3. – С. 24-26.

11. Гурвич И. И. О теоретических основах динамических измерений в сейсморазведке // Изв. вузов. Геология и разведка. – 1970. – № 6. – С. 108-113.

 Денисов М.С. Методы подавления кратных волн в сейсморазведке. Часть 3.
 / М.С. Денисов, Д.Б. Фиников // Технологии сейсморазведки. – 2007. – № 3. – С. 3-17.

13. Детальная высокоразрешающая сейсморазведка при нефтегазопоисковых работах в зонах шельфа, речной и озерной сети в условиях сверхмалых (0,5-1 м) глубин / В.С. Селезнев [и др.] // Пятая науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа» (Ханты-Мансийск, 13-17 ноября 2001 г.): тез. докл. – Ханты-Мансийск. – 2002. – Т.1. – С. 301-309.

14. Детков В.А. Импульсные электромагнитные сейсмоисточники «Енисей». Обзор моделей и опыт практического применения // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2007. – №4. – С. 5-10.

15. Детков В.А. Повышение экономической эффективности сейсморазведочных работ на нефть и газ / В.А. Детков, С.М. Зарипов //Нефть. Газ. Новации. – 2017. – №1. – С. 14-19.

16. Долгих Ю.Н. Методика коррекции сейсмоструктурных построений за длиннопериодные погрешности, обусловленные влиянием неоднородности ВЧР // Технологии сейсморазведки. – 2010. – №3. – С. 60-68.

17. Евдокимов А.А. Анализ влияния неоднородностей ВЧР на оценки кинематических параметров отраженных волн. / А.А. Евдокимов, Г.Ф. Жерняк, А.П. Сысоев // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. – 2006. – № 10. – С. 48-58.

18. Ефимов А.С. Применение метода динамического аналога вертикального годографа для учета неоднородностей многолетнемерзлых пород. / А.С. Ефимов, Б.И. Музыченко, А.А. Тузовский // Технологии сейсморазведки. – 2004. – №2. – С. 30-34.

19. Ефимов А.С. Анализ и совершенствование методов поисковой сейсморазведки в Восточной Сибири / А.С. Ефимов, Е.В. Мосягин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2021. – №1. – С. 56-73.

20. Жабин В.В. Региональный геологический разрез по линии геофизического профиля 1-СБ (Восточное Забайкалье, Восточный участок) / В.В. Жабин, Е.Ю. Гошко, Е.В. Мосягин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 4. – С. 11-22.

21. Завьялов В.А. Об учете неоднородностей верхней части разреза по данным сейсморазведки в Широтном Приобье // Геофизика. – 2004. – № 6. – С. 6-11.

22. Завьялов В.А. Особенности работ по учету верхней части разреза в условиях Среднего Приобья по работам МОГТ // Наука и ТЭК. – 2012. – №4. – С. 34-37.

23. Зверев М.А. Метод частотно-разделенного подавления высокоамплитудных шумов в данных сейсморазведки // Вестник Югорского государственного университета. – 2006. – Вып.4. – С. 36-40.

24. Золотов А.Н. О кондициях структур при их подготовке к глубокому бурению сейсморазведкой в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А.Н.

Золотов, Д.Б. Тальвирский, В.Н. Гуров // Геология нефти и газа. – 1981. – №5. – С. 43-50.

25. Исаев А.В. Геолого-геофизическая модель верхней части разреза на территории Катангской седловины Сибирской платформы / А.В. Исаев, Н.В. Умперович // Геология и геофизика. – 1985. – № 2. – С. 111-121.

26. Казаис В.И. Анализ точности поисковой сейсморазведки в Тунгусской синеклизе / В.И. Казаис, В.И. Черских // Геология нефти и газа. – 1978. – № 7. – С. 50-57.

27. Кайгородов Е.П. Опыт обработки данных речной сейсморазведки МОВ ОГТ 2Д, выполненной по материалам сейсмозондирования в пределах Волго-Вятского района / Е.П. Кайгородов, С.Ф. Кулагина // Материалы конференции Геомодель-2008 (Геленджик, 21-26 сентября 2008 г.), Геленджик. – 2008.

28. Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке / В.С. Козырев [и др.]. – М.: Недра.– 2003. – 227 с.

29. Козырев В.С. Интерактивная методика коррекции статических поправок для условий сложного строения верхней части разреза / В.С. Козырев, Е.К. Королев // Геофизика. –1994. – №3. – С. 13-19.

30. Кондратьев О.К. Автоматизированная система оценки качества сейсмограмм и волновых сейсмических разрезов ОГТ. // Геофизика. – 2002. – Спец. вып. – С. 3-12.

31. Коробкин В.С. Применение новых методов построения глубинноскоростных моделей: FWI, SWI, GWI // Материалы Тюменского нефтегазового форума (Тюмень, 16-19 сентября 2019 г.). – Тюмень. – 2019.

32. Коробкин В.С. Повышение качества сейсмического изображения за счет использования широкополосной обработки с сохранением энергии низких частот на примере одного из месторождений Восточной Сибири // Геофизика. – 2018. – №6. – С. 43-52.

33. Коротков И.П. Применение метода интерактивной коррекции статических поправок для повышения достоверности геологической интерпретации / И.П. Коротков, В.С. Козырев // Технологии сейсморазведки. – 2011. – №2. – С. 13-22.

34. Котова С.В. Сейсмогеологическая модель строения рифейских отложений на северо-востоке Анабарской антеклизы / С.В. Котова, Д.С. Лежнин, Г.Д. Ухлова // Геомодель 2018: материалы 20-й науч.-практ. конф. (Геленджик, 10-14 сентября, 2018 г.). – Геленджик. – 2018.

35. Кочнев В.А. Технология расчёта плотностной и скоростной модели и статических поправок по гравиметрическим данным / В.А. Кочнев, И.В. Гоз, В.С. Поляков // Геофизика. – 2014. – №1. – С. 2-7.

36. Кочнев В.А. Возможности гравиметрии и магнитометрии при интерпретации сейсмических данных / В.А. Кочнев, И.В. Гоз // Геофизика. – 2008. – №4. – С. 28-33.

37. Кочнев В.А. Проблемы сейсморазведки в Восточной Сибири и опыт их преодоления / В.А. Кочнев, И.В. Гоз, В.С. Поляков // Материалы конф.

«Геофизические методы исследования земной коры» (Новосибирск, 8-13 декабря 2014 г.). – Новосибирск. – 2014. – С. 54-58.

38. Кунченко Д.С. О задачах деконволюции сейсмических записей и возможностях контроля искажений формы сигнала / Д.С. Кунченко, К.Р. Овчинников, Д.Б. Фиников // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2022. – Т. 3. – №74. – С. 32-41.

39. Милашин В.А. Тотальная сейсморазведка – прошлое и настоящее. // Технологии сейсморазведки. – 2009. – №4. – С. 94-99.

40. Митрофанов Г.М. Анализ влияния поверхностных неоднородностей на спектр сейсмического сигнала // Геология и геофизика. – 1975а. – № 5. – С. 133-137.

41. Митрофанов Г.М. Совместная оценка линейных факторов в системах наблюдений метода ОГТ // Применение методов вычислительной математики и математической статистики при цифровой обработке данных сейсморазведки. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР. – 1975б. – С. 166-186.

42. Михайленко Б.Г. Сейсмические поля в сложно построенных средах. // Новосибирск: Изд-е СО РАН. – 1988. – 311 с.

43. Мосягин Е.В. Возможности современной переобработки архивных сейсмических материалов в Восточной Сибири // Научно-практическая конференция «Сейсмические технологии 2015» (Москва, 13-15 апреля 2015 г.): тез. докл. – М., 2015а.

44. Мосягин Е.В. Особенности обработки данных речных сейсморазведочных работ МОГТ 2D // 2-я научно-практическая конференция «Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири» (Новосибирск, 21-24 апреля 2015 г.): тез. докл. – Новосибирск, 2015б. – Т. 2. – С. 83-84.

45. Мосягин Е.В. Возможности речной сейсморазведки на современном этапе исследований Сибирской платформы // Материалы научно-практической конференции «Сейсморазведка в Сибири и за ее пределами» (Красноярск, 13-16 октября 2020 г.). – Красноярск. – 2020. – С. 5-10.

46. Мосягин Е.В. О речной сейсморазведке: история, опыт применения, возможности на современном этапе исследований Сибирской платформы / Е.В. Мосягин, А.С. Ефимов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2021. – №3. – С. 48-60.

47. Мосягин Е.В. Опыт применения уплотнённой съёмки МОГТ-3D для поисков и локализации объектов рифового типа / Е.В. Мосягин, А.Н. Ошкин // Материалы научно-практической конференции «Сейсморазведка в Сибири и за ее пределами» (Красноярск, 8-11 ноября 2022 г.). – Красноярск. – 2022. – С. 5-10.

48. Некоторые методические особенности применения геофизического комплекса при изучении геологического строения Восточно-Сибирского региона / М.Ю. Смирнов,..., Е.В. Мосягин [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – №2. – С. 65-76.

49. Новые данные о строении Туруханской зоны дислокаций на основе комплексной интерпретации речных сейсморазведочных работ и геологических

маршрутов / А.С. Ефимов,..., Е.В. Мосягин [и др.] // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3-4. – С. 553-564.

50. Особенности морфологии интрузивных траппов на территории Катангской седловины Сибирской платформы / А.В. Исаев [и др.]// Геология и геофизика. – 1988. – №1. – С. 42-48.

51. Полубояринов М. А. Предсказывающая деконволюция в задаче коррекции нестационарных сейсмических записей / М.А. Полубояринов, Д.Б. Фиников // Технологии сейсморазведки. – 2006. – №. 1. – С. 24-32.

52. Результаты обработки и интерпретации геолого-геофизических данных в зоне развития кембрийского рифогенного барьера на севере Сибирской платформы / Е.В. Мосягин [и др.] // Конференция «Росгеонефтегаз-2018» (Москва, 22-24 мая 2018 г.): тез. докл. – М., 2018. – С. 123-127.

53. Речная сейсморазведка на востоке России / В.С. Селезнев [и др.] // Сборник материалов науч.-практ.конф. «Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края» (Красноярск, 20-23 ноября 2007 г.): тез. докл. – Красноярск. – 2007. – С. 143–146.

54. Рудницкая Д. И. Технология и результаты сейсмотектонического анализа при выделении и оценке кинематики глубинных разломов земной коры (на примере геотраверса 1-СБ в Забайкалье) / Д.И. Рудницкая, М.В. Корнилов, Е.В. Мосягин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 6. – С. 147-155.

55. Сейсмические исследования на акваториях: проблемы, результаты, перспективы / В.С. Селезнев [и др.] // Седьмая науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа» (Ханты-Мансийск, 1-5 декабря 2003 г.): тез. докл. – Ханты-Мансийск. – 2004. – Т1. – С. 204-212.

56. Сейсморазведка 3D для районов со сложными гидрографическими условиями / В.А. Милашин [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 2. – С. 70-73.

57. Селезнев В.С. Детальные сейсмические исследования на акваториях и в транзитных (вода-суша) зонах / В.С. Селезнев, В.М. Соловьев, А.П. Сысоев // Материалы Всерос. конф. «Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)» (Новосибирск, 1-3 марта 2006 г.): тез.докл. – Новосибирск. – 2006. – С. 212–215.

58. Смирнов М.Ю. Новый сейсмический речной профиль в системе региональной сети каркасных профилей Восточной Сибири / М.Ю. Смирнов, Г.Д. Ухлова, Е.В. Мосягин // Природные ресурсы Красноярского края. – 2015. – № 25. – С. 28-30.

59. Сысоев А.П. Анализ устойчивости оценивания статических и кинематических параметров в МОВ // Математические проблемы интерпретации данных сейсморазведки. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние. – 1988. – С. 169-174.

60. Сысоев А.П. Прикладные задачи компенсации неоднородности верхней части разреза при обработке и интерпретации сейсмических данных // Новосибирск: ИНГГ СО РАН. – 2011. – 90 с.

61. Обработка данных речной сейсморазведки методом ОГТ / А.П. Сысоев [и др.] // Материалы конференции «Нефть и газ арктического шельфа (Мурманск, 12-14 ноября 2008 г.). – Мурманск. – 2008.

62. Сысоев А.П. Обоснование параметров системы полевых наблюдений МОГТ 3D // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2021. – №3. – С. 40-47.

63. Тихонов А.А. Пример сопоставления результатов построения модели ВЧР с использованием томографии и полноволновой инверсии // Материалы научнотехнической конференции Сейсмические технологии-2017 (Москва, 18-20 апреля 2017 г.): тез. докл. – М., 2017. – С. 127-130.

64. Турчков А.М. Опыт применения высокопроизводительного способа получения сейсмических данных в районе действующих рудников ПАО «Норильский Никель» / А.М. Турчков,..., Е.В. Мосягин [и др.] // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2022. – №1(72). – С. 32-39.

65. Череповский А. В. Наземная сейсморазведка нового технологического уровня. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2016. – 230 с.

66. Чернышов Г.С. Способы задания начальной модели для восстановления слоисто-неоднородных скоростных моделей методом лучевой / Г.С. Чернышов, А.А. Дучков, А.А. Никитин // Интерэкспо ГЕО-Сибирь – 2018: 14 междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.): в 6 т. – Новосибирск: Изд-е СГУГиТ, 2018. – Т. 4. – С. 256-263.

67. Шевченко А.А. Оценка поглощения энергии сейсмической записи по данным ВСП / А.А. Шевченко, И.А. Селезнев, А.Н. Касимов // Технологии сейсморазведки. – 2007. – № 4. – С. 10-15.

68. Шмелев А.К. Методика сейсморазведочных работ на реках // Геофизическая разведка. – 1960. – Вып. 1. – С. 13-25.

69. A blind nonstationary deconvolution method for multichannel seismic data / J. Yumeng [et al.] // Exploration Geophysics. $-2021. - V. 52. - N_{2}3. - P. 245-257.$

70. Abma R. 3D interpolation of irregular data with a POCS algorithm / R. Abma, N. Kabir // Geophysics. – V. 71.6. – 2006. – P. 91-97.

71. Al-Heety A.J.R. Random and Coherence Noise Attenuation Complete Sequence for 2-D Land Seismic Data Acquired in Iraq / A.J.R. Al-Heety, H.A. Thabit // NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics. $-2022. - V. 11. - N \ge 1. - P. 337-354.$

72. Application of multifocusing method for subsurface imaging / E. Landa [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 1999. – V. 42(3-4). – P. 283-300.

73. Application conditions of crooked line seismic survey and quality controlling of the key working procedures / Y. Qing-dao [et al.] // 4th International Congress on Image and Signal Processing (Shanghai, Oct. 15-17, 2011), Shanghai. – 2011. - V. 1. - P. 105-107.

74. Bardan V. Dealiasing of Seismic Mid-Point Gathers and Common-Offset Sections // 66th EAGE Conference & Exhibition. SEG Technical Program Expanded Abstracts (Paris, June 7-10, 2004). – Paris. – 2004. – P. 2084-2087.

75. Beck A. A fast iterative shrinkage-thresholding algorithm for linear inverse problems / A. Beck, T. Marc // SIAM Journal on Imaging Sciences. -2009. - N2.1. - P. 183-202.

76. Beckel R.A. The cross-dip correction as a tool to improve imaging of crookedline seismic data: a case study from the post-glacial Burträsk fault, Sweden / R.A. Beckel, C. Juhlin // Solid Earth. -2019. - V. 10. - P. 581-598.

77. Bin L. Minimum weighted norm interpolation of seismic records / L. Bin, M. Sacchi // Geophysics. $-2004. - V. 69. - N_{2}6. - P. 1560-1568.$

78. Canales L.L. Random noise reduction // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 1984. – P. 525-527.

79. Cary P. A new, simple approach to surface-consistent scaling / P. Cary, N. Nagarajappa // CSEG Recorder. -2013. -V. 38. $-N_{2}10$. -P. 38-43.

80. Chang D. Spherical multifocusing method for irregular topography / D. Chang [et al.] // Geophysics. – 2019. – V. 84(4). – P. 233-243.

81. Chen Z. High-resolution seismic processing by Gabor deconvolution / Z. Chen [et al.] // J. Geophys. $-2013 - V. 10 - N \circ 6. - P. 1-10.$

82. Choo J. LIFT: a new seismic processing technique to LIFT noise and multiples / J. Choo, V. Sudhakar // Canadian society of exploration geophysicists and Canadian society of petroleum geologists joint annual meeting, expanded abstracts (Calgary, June 2-6, 2003). – Calgary. – 2003.

83. Claerbout J.F. Slant-stacks and radial traces // Stanford Exploration Project Report. – 1975. – P. 1-12.

84. Common-reflection-surface stack – a real data example / J. Mann [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 1999. – N_{242} . – P. 301-318.

85. Crooked line seismic survey in thrust-belt and mountainous area of Mizoram, North East INDIA: A Case Study / S.P. Singh [et al.] // 8th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics (Hyderabad, Feb. 1-3, 2010). – Hyderabad. – 2010. – P. 125-128.

86. De Batist M. Seismic stratigraphy of the Mesozoic and Cenozoic in northern Belgium: main results of a high-resolution reflection seismic survey along rivers and canals / M. De Batist, W. Versteeg // Geologie en Mijnbow. $-1999. - N_{2}77. - P. 17-37.$

87. Detection of potential inundation hazards by over-water seismic methods / J.J. Miller [et al.] // U.S. Bureau of Mines, unpub. administrative report: U.S. Geological Survey. – 1984. – P. 84-153.

88. Detkov V. Impulse Seismic in Eastern Siberia, New Approach / V. Detkov, P. Balandin // EAGE: Conference Proceedings, GeoBaikal-2018 (Irkutsk, Aug. 11-17, 2018). – Irkutsk. – 2018. –V. 2018. – P. 1-3.

89. Efficient 3D seismic surveys in a jungle environment / M.F. Bee [et al.] // First Break. – 1994. – №5. – P. 253-259.

90. Elboth T. Fugro Seismic Imaging De-noising seismic data in the time-frequency domain / T. Elboth, H.H. Qaisrani, T. Hertweck // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2008. – P. 2622-2626.

91. Enhancement of seismic stacking energy with crossdip correction for croocked survey lines / J. Kim [et al.] // The Journal of Engineering Geology. $-2014. - V. 24. - N \ge 2. - P. 171-178.$

92. Features of the Technology of River Seismic Exploration / V. Seleznev,..., E. Mosyagin [et al.] // EAGE, Marine Technologies-2019 (Gelendzhik, Apr. 22-26, 2019). – Gelendzhik. – 2019. – V. 2019. – P. 1-11.

93. Gabor deconvolution: extending Wiener's method to nonstationarity / G.F. Margrave [et al.] // CSEG Recorder. – 2003. – V. 28. – №10. – P. 5-12.

94. Gelchinsky B. Multifocusing homeomorphic imaging: Part 1. Basic concepts and formulas / B. Gelchinsky, A. Berkovitch, S. Keydar // Journal of Applied Geophysics. – 1999. – V. 42(3-4). – P. 229-242.

95. Geophysical investigations in the Flumendosa River Delta, Sardinia (Italy) / G.P. Deidda [et al.] // Seismic reflection imaging. The Leading Edge. – 2006. – №71. – P. 121-128.

96. Geological Structure of the Turukhan Zone of Dislocations Based on Interpretation of Seismic Data Acquired at the Survey / E. Keller,..., E. Mosyagin [et al.] // EAGE Geomodel-2015 – 17th science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development (Gelendzhik, Sep. 7-10, 2015). – Gelendzhik. – 2015. - V. 2015. - P. 1-5.

97. Gough D.I. Seismic investigations in South West African river beds / D.I. Gough, C.B. Niekerk // Geofisica Pura e Applicata. – 1957. – №37. – P. 35-44.

98. Gurevich B. Multifocusing imaging over an irregular topography / B. Gurevich, S. Keydar, E. Landa // Geophysics. – 2002. – №67. – P. 639-643.

99. Henley D.C. Coherent noise attenuation in the radial trace domain: introduction and demonstration // CREWES Research Report. – 1999. – N_{211} . – P. 455-491.

100. Hanley D.C. Gabor Deconvolution: surface and subsurface consistent / D.C. Hanley, G.F. Margrave, C. Montana // CREWES Research Report. – 2007. – V. 19. – P. 1-17.

101. Jiuying G. High amplitude noise attenuation / G. Jiuying, L. Dechun // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2003. – P. 1893-1896.

102. Kaye M. S. Mississippi River Seismic Survey / M.S. Kaye, T.H. Samuel // Geophysical Research Letters. $-1982. - V. 9. - N_{2}11. - P. 1275-1278.$

103. Li X. Attacking localized high amplitude noise in seismic data – a method for AVO compliant noise attenuation / X. Li, R. Couzens // CSEG Recorder. – 2006. – V. 31. – N 1. – P. 33-36.

104. Levin S. A. Surface-consistent deconvolution // Geophysics. – 1989. – $N_{254.}$ – P. 1123-1133.

105. Mancuso C. Generalized cross dip moveout correction of crooked 2D seismic surveys / C. Mancuso, M. Naghizadeh // Geophysics. – 2021. – №86. – P. 1-61.

106. Margrave G.F. Theory of nonstationary linear filtering in the Fourier domain with application to time-variant filtering // Geophysics. – 1998. – N 63. – P. 244-259.

107. Menyoli E. Imaging of complex basin structures with the common reflection surface (CRS) stack method / E. Menyoli, D. Gajewski, C. Hubscher // Geophys. J. Int. – 2004. – N 157. – P. 1206-1216.

108. Morley L. Predictive deconvolution in shot-receiver space / L. Morley, J. Claerbout // Geophysics. $-1983. - V. 48. - N_{2}5. - P. 515-531.$

109. Muller T. Common reflection surface stack versus NMO/stack and NMO/DMO/stack // 60th EAGE Conference and Exhibition, Extended Abstracts (Leipzig, June 08-12, 1998). – Leipzig. – 1998. – P. 1-20.

110. Nedimovic M. R. Crooked-line 2D seismic reflection imaging in crystalline terrains: Part 1, data processing / M.R. Nedimovic, G.F. West // Geophysics. $-2003. - N_{2}68. - P. 274-285.$

111. Perroud H. Common-reflection-point stacking in laterally inhomogeneous media / H. Perroud, P. Hubral, G. Hoecht // Geophys. Prospect. – 1999. – №47. – P. 1-24.

112. Panea I. Analysis of crooked-line 2D seismic reflection data recorded in areas with complex surface and subsurface conditions / I. Panea, D. Bugheanu // Exploration Geophysics. $-2017. - V. 48. - N_{2}4. - P. 493-503.$

113. Polak E. Seismic refraction survey on the Dawson river dam site, Queensland. /
E. Polak, L. Hawkins // Report of Bureau of mineral resources, geology and geophysics (Commonwealth of Australia). – Canberra. – 1956. – 36 p.

114. Przyrowski R. High-resolution seismic survey on the Rhine River in the northern Upper Rhine Graben / R. Przyrowski, A. Hoppe, A. Schäfer // International Journal of Earth Sciences. -2005. -N94. -P. 657-668.

115. Research on LIFT Technology for 3D Seismic Denoising in Coalfield / S. Shi [et al.] // Applied Mechanics and Materials. – 2014. – V. 556-562. – P. 6328-6331.

116. Robinson E.A. Predictive decomposition of time series with application to seismic exploration // Geophysics. $-1967. - N_{2}32. - P. 418-484.$

117. Robinson E. A. Principles of digital Wiener filtering / E.A. Robinson, S. Treitel // Geophys. Prosp. – 1967. – №15. – P. 311-333.

118. Seismic imaging of shallow reflectors in the eastern Kapuskasing structural zone, with correction of cross-dip attitudes / J. Kim [et al.] // Geophysical Research Letters. – 1992. – $N_{2}19. - P. 2035-2038.$

119. Seismic structure, gravity anomalies, and flexure of the Amazon continental margin, NE Brazil /A.B. Watts [et al.] // J. Geophys. Res. – 2009. – V. 114. – №B7. – P. 1-23.

120. Simultaneous estimation of residual statics and crossdip time corrections / K.L. Larner [et al.] // Geophysics. $-1979. - N_{2}44. - P. 1175-1192.$

121. Schultz P.S. Velocity estimation and downward continuation by wavefront synthesis / P.S. Schultz, J.F. Claerbout // Geophysicsm. – 1978. – №43. – P. 691-714.

122. Taner M. Estimation and correction of near-surface time anomalies / M. Taner, F. Koehler, K. Alhilali // Geophysics. – 1974. – V. 39. – №4. – P. 441-463.

123. Taner M.T. Surface consistent corrections / M.T. Taner, F. Koehler // Geophysics. – 1981. – V. 46(1). – P. 17-22.

124. Tirey G.B. Common-depth-point seismic-reflection survey on the Mississippi River in the vicinity of Alton, Illinois / G.B. Tirey, R.A. Wise, E.A. Winget // U.S. Geological Survey Report N 84-82. – Denver. – 1984. – 19 p.

125. Urosevic M. An analysis of seismic information obtained from crooked line seismic surveys in crystalline rocks, Australia / M. Urosevic, C. Juhlin // 69th EAGE Conference and Exhibition incorporating (London, June 11-14, 2007). – London. – 2007.

126. Vermeer G.J.O. Seismic wavefield sampling // Soc. Expl. Geophys. – 1990. – N $_{2}$. – P. 27-33.

127. Vermeer G.J.O. 3-D symmetric sampling // Geophysics. – 1998. – V. 63. – P. – 1629-1647.

128. Verschuur D. J. Adaptive surface related multiple elimination / D.J. Verschuur, A.J. Berkhout, C.P. Wapenaar // Geophysics. – 1999. – V. 57(9). – P. 1166-1177.

129. Wiener N. Minimization of RMS Error. In The Interpolation, Extrapolation and Smoothing of Stationary Time Series // The MIT Press. – 1964. – P. 131-133.

130. Wu J. Seismic imaging of the enigmatic Sudbury Structure / J. Wu, B. Milkereit, D. Boerner // J. Geophys. Res. – 1995. – №100. – P. 4117-4130.

131. Wu J. Potential pitfalls of crooked-line seismic reflection surveys // Geophysics. – 1996. – V. 61(1). – P. 277-281.

132. Yilmaz O. Seismic data processing: Investigations in geophysics // Society of Exploration Geophysicists. – 1987. – 526 p.

133. Yilmaz, Ö. Seismic data analysis: processing, inversion, and interpretation of seismic data / Society of Exploration Geophysicists. – 2001. – 2027 p.